

---

Méthodologie commune pour le calcul de la capacité à l'échéance infrajournalière conformément à l'article 21 du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité et à la gestion de la congestion pour la région de calcul de capacité Italie Nord

---

**24 juillet 2020**



---

## Table des matières

Préambule.....	3
Article 1 Objet et champ d'application .....	9
Article 2 Définitions et interprétations .....	9
Article 3 Application de cette méthodologie .....	11
Article 4 Capacités d'échange entre zones pour le marché intrajournalier .....	11
Article 5 Méthodologie relative à la marge de fiabilité .....	11
Article 6 Limites de sécurité d'exploitation, aux aléas et aux contraintes d'allocation.....	11
Article 7 Méthodologie relative aux clés de calcul de la variation de la production et de la consommation.....	13
Article 8 Actions correctives dans le calcul de la capacité .....	13
Article 9 Calcul de la capacité intrajournalière .....	15
Article 10 Méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre zones .....	17
Article 11 Procédures de repli .....	17
Article 12 Publication des données.....	18
Article 13 Reporting.....	19
Article 14 Publication et mise en œuvre de la Méthodologie CCC IJ .....	20
Article 15 Langue .....	21
Annexe I.....	22
Annexe II.....	29



## Préambule

- (1) Le présent document (ci-après dénommé « Méthodologie CCC IJ ») et ses annexes constituent une méthodologie pour le calcul commun de la capacité en vue d'allouer la capacité pour l'échéance infrajournalière de la Région de Calcul de Capacité Italie Nord (« RCC Italie Nord »). Cette méthodologie est requise par l'article 20, paragraphe 2 et élaborée conformément à l'article 21 du Règlement (UE) 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé « Règlement CACM »).
- (2) Cette méthodologie tient compte des principes et objectifs généraux définis dans le Règlement CACM, tout en respectant les principes définis dans le Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (ci-après dénommé « Règlement (UE) 2019/943 »).

En supplément, cette méthodologie prend en compte la structure du réseau électrique et les frontières entre l'Italie et les pays tiers en établissant des cadres contractuels GRT-GRT pour inclure les pays tiers en tant que Contreparties Techniques. Par conséquent, cette méthodologie prend en compte les éléments de réseau des Contreparties Techniques.

- (3) Cette méthodologie prend en compte les principes généraux et les objectifs définis dans le Règlement CACM. Assurer l'utilisation optimale des infrastructures de transport et garantir la sécurité d'exploitation, qui sont parmi les objectifs de la coopération dans l'allocation de la capacité et dans la gestion de la congestion, inscrits à l'article 3 du Règlement CACM, exigent l'inclusion des éléments de réseau des pays tiers dans le processus de calcul de capacité de la RCC Italie Nord. Les objectifs du Règlement CACM ne peuvent être atteints d'aucune autre manière que par l'inclusion des éléments de réseau des pays tiers. Cette inclusion est en ligne avec l'article 13 du Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommé « Règlement SO »), établissant que les GRT de l'Union Européenne doivent mettre en place une « coopération en ce qui concerne le fonctionnement sûr du réseau » avec les GRT hors de l'Union Européenne appartenant à la même zone synchrone via un accord avec ceux-ci. Afin de se conformer à l'exigence inscrite dans le Règlement européen, cette méthodologie inclut les pays tiers en tant que Contreparties Techniques.

Les opérateurs du calcul de capacité prendront en compte toute la Zone d'Intérêt Commun (ci-après dénommée « ZIC ») de la RCC Italie Nord et incluront les actions correctives des Contreparties Techniques dans la préparation coordonnée des actions correctives et dans la procédure d'optimisation. Les GRT de la RCC Italie Nord concluront un accord avec les Contreparties Techniques adéquates. Afin d'être prises en compte dans le processus de calcul de capacité et d'entrer dans un cadre contractuel GRT-GRT, les Contreparties Techniques doivent remplir les conditions inscrites dans l'article 1(3) de la « Proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun élaborée par tous les GRT conformément à l'article 17 du Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion », applicables aux GRT dont les juridictions sont en dehors de la zone désignée dans l'article 1(2) du Règlement CACM. L'accord entre les GRT de la RCC Italie Nord et la Contrepartie Technique inclura les dispositions de la



méthodologie CCC J-2 et s'assurera que la Contrepartie Technique est liée contractuellement par les mêmes obligations que celles reposant sur les GRT de la RCC Italie Nord en vertu des Règlements européens. Un tel accord fixera les obligations et responsabilités mutuelles de la Contrepartie Technique avec les GRT de la RCC Italie Nord en lien avec le processus de calcul de capacité sur tous les éléments de la ZIC. Assurer l'utilisation optimale des infrastructures de transport et garantir la sécurité d'exploitation, qui sont parmi les objectifs de la coopération dans l'allocation de la capacité et dans la gestion de la congestion, inscrits dans l'article 3 du Règlement CACM, exigent l'inclusion des éléments de réseau des pays tiers dans le processus de calcul de capacité de la RCC Italie Nord.

- (4) L'objectif du Règlement CACM est d'assurer la coordination et l'harmonisation du calcul et de l'allocation de la capacité transfrontalière dans les échéances journalière et infrajournalière. Afin de faciliter l'accomplissement de ces objectifs et de mettre en œuvre le couplage unique journalier et infrajournalier, les GRT doivent calculer de manière coordonnée la capacité transfrontalière disponible. En ligne avec les exigences du Règlement CACM, les GRT de la RCC Italie Nord s'efforceront de coopérer avec les Régions de Calcul de Capacité (ci-après dénommées « RCC ») connectées à la RCC Italie Nord afin d'assurer que le calcul de capacité soit réalisé de la manière la plus efficace et la plus rigoureuse possible.
- (5) L'article 21, paragraphe 1, du Règlement CACM constitue la base juridique de cette méthodologie et définit plusieurs exigences particulières dont la Méthodologie CCC II doit tenir compte :

*« 1. La proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité relative à une région pour le calcul de la capacité déterminée conformément à l'article 20, paragraphe 2, comporte au minimum les éléments suivants pour chaque échéance de calcul de la capacité :*

- (a) *les méthodologies de calcul des données d'entrée pour le calcul de la capacité, comprenant les paramètres suivants :*
- (i) *une méthodologie pour la détermination de la marge de fiabilité conformément à l'article 22 ;*
  - (ii) *les méthodologies pour la détermination des limites de sécurité d'exploitation, des aléas à prendre en compte dans le calcul de la capacité et des contraintes d'allocation pouvant être appliquées, conformément à l'article 23 ;*
  - (iii) *la méthodologie pour la détermination des clés de variation de la production conformément à l'article 24 ;*
  - (iv) *la méthodologie pour la détermination des actions correctives à prendre en compte dans le calcul de la capacité conformément à l'article 25 ;*
- (b) *une description détaillée de l'approche suivie pour le calcul de la capacité comprenant les éléments suivants:*
- (i) *une description mathématique de l'approche utilisée pour le calcul de la capacité avec différentes données d'entrée pour ledit calcul ;*
  - (ii) *des règles visant à empêcher toute discrimination induite entre les échanges internes et les échanges entre zones, pour assurer la conformité avec le point 1.7 de l'annexe I du règlement (UE) no 714/2009 ;*



- (iii) *des règles pour la prise en compte, le cas échéant, de la capacité d'échange entre zones préalablement allouée ;*
- (iv) *des règles relatives à l'ajustement des flux d'électricité sur les éléments critiques de réseau ou de la capacité d'échange entre zones à la suite d'actions correctives conformément à l'Article 25 ;*
- (v) *pour l'approche fondée sur les flux, une description mathématique du calcul des coefficients d'influence et du calcul des marges disponibles sur les éléments critiques de réseau ;*
- (vi) *pour l'approche NTC coordonnée, les règles de calcul de la capacité d'échange entre zones, y compris les règles de répartition efficace, entre différentes frontières de zones de dépôt des offres, des capacités offertes en termes de flux d'électricité par les éléments critiques de réseau ;*
- (vii) *lorsque les flux d'électricité sur des éléments critiques de réseau sont influencés par les échanges d'électricité entre zones dans différentes régions pour le calcul de la capacité, les règles relatives à la répartition, entre différentes régions pour le calcul de la capacité, des capacités offertes en termes de flux d'électricité par les éléments critiques de réseau, aux fins de la bonne gestion de ces flux.*
- (c) *une méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre zones conformément à l'article 26. »*
- (6) L'article 14 du Règlement CACM définit les échéances pour le calcul de capacité comme suit : « infrajournalier pour le marché correspondant [...]. Pour l'échéance du marché infrajournalier, les valeurs individuelles de la capacité d'échange entre zones pour chaque unité de temps du marché journalier sont calculées [...]. Tous les GRT de chaque zone pour le calcul de capacité veillent à ce que la capacité d'échange entre zones soit recalculée dans l'échéance du marché infrajournalier sur la base des informations plus récentes. La fréquence de ce nouveau calcul tient compte de l'efficacité et de la sécurité d'exploitation. »
- (7) L'article 20, paragraphe 1, du Règlement CACM définit l'approche à utiliser pour les méthodologies communes pour le calcul de la capacité comme étant « celle fondée sur les flux » et l'article 20, paragraphe 3 stipule ce qui suit : « Les GRT de la région de calcul de la capacité dans laquelle l'Italie, telle que définie à l'annexe I, point 3.2 c), du règlement (UE) n° 714/2009, est incluse, peuvent repousser le délai, sans préjudice de l'obligation, prévue au paragraphe 1, de soumettre la proposition de méthodologie commune de calcul coordonné de la capacité selon une approche fondée sur les flux pour la région en cause en application du paragraphe 2, jusqu'à six mois après l'entrée de la Suisse dans le couplage unique journalier. »
- (8) Les GRT de la RCC Italie Nord se sont accordés sur une première version de la Méthodologie CCC J-2 qui retenait l'approche NTC coordonnée comme solution intermédiaire pour le calcul de capacité, sans porter préjudice à la future mise en œuvre de l'approche fondée sur les flux définie comme solution cible selon l'article 20, paragraphe 3 du Règlement CACM.
- (9) La première version de la Méthodologie CCC IJ a été soumise aux régulateurs de la RCC Italie Nord en accord avec l'article 9, paragraphe 7, sous (a) du Règlement CACM et a été approuvée par ces mêmes régulateurs le 25 novembre 2019.



- (10) L'article 2, paragraphe 8, du Règlement CACM définit l'«*approche NTC coordonnée* » comme une « *méthode de calcul de la capacité reposant sur le principe de l'évaluation et de la définition ex ante d'un échange d'énergie maximal entre des zones de dépôt des offres adjacentes* ».
- (11) De par la définition de l'article 2, paragraphe 11 du Règlement CACM, la tâche du calcul de capacité de transmission transfrontalière, au niveau régional ou supérieur, correspond au coordinateur du calcul de capacité.
- (12) L'article 9, paragraphe 9, du Règlement CACM exige la définition d'une proposition de calendrier de mise en œuvre ainsi que la description de l'incidence attendue de la Méthodologie CCC IJ au regard des objectifs du Règlement CACM. L'incidence est présentée au point (17) de ce préambule, et le calendrier est inclus dans la présente méthodologie.
- (13) L'article 16, paragraphe 8 du Règlement (UE) 2019/943 complète les principes du Règlement CACM, avec l'introduction d'une obligation pour un niveau minimal de capacité à offrir au marché :

*« Les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Sans préjudice de l'application des dérogations prévues aux paragraphes 3 et 9 du présent article et de l'application de l'article 15, paragraphe 2, le présent paragraphe est réputé respecté lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent les niveaux minimaux suivants:*

- a) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, la capacité minimale est de 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009;*
- b) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur les flux, la capacité minimale est une marge fixée dans le processus de calcul de la capacité disponible pour les flux résultant de l'échange entre zones. La marge est de 70 % de la capacité respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) n° 714/2009.*

*Le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque élément critique de réseau. »*

- (14) Les articles 15, paragraphe 1, 2 et 4, et l'article 16, paragraphe 9 du Règlement (UE) 2019/943 introduisent des exemptions temporaires possibles pour se conformer au niveau minimal de capacité défini dans l'article 16, paragraphe 8 du Règlement (UE) 2019/943 au travers de plans d'actions et de dérogations.
- (15) L'article 16, paragraphe 3 du Règlement (UE) 2019/943 décrit le processus de calcul de capacité et attribue le rôle d'opérateur du calcul de capacité coordonné aux centres de coordination régionaux :



*« Les centres de coordination régionaux procèdent à un calcul coordonné de la capacité conformément aux paragraphes 4 et 8 du présent article, comme le prévoient l'article 37, paragraphe 1, point a), et l'article 42, paragraphe 1.*

*Les centres de coordination régionaux calculent les capacités d'échange entre zones en respectant les limites de sécurité d'exploitation et en utilisant les données fournies par les gestionnaires de réseau de transport, y compris les données sur la disponibilité technique des actions correctives, à l'exception du délestage. Lorsque les centres de coordination régionaux concluent que ces actions correctives disponibles dans la région de calcul de la capacité ou entre les régions de calcul de la capacité ne suffisent pas pour atteindre la trajectoire linéaire en vertu de l'article 15, paragraphe 2, ou les capacités minimales prévues au paragraphe 8 du présent article tout en respectant les limites de sécurité d'exploitation, ils peuvent, en dernier ressort, définir des actions coordonnées visant à réduire en conséquence les capacités d'échange entre zones. Les gestionnaires de réseau de transport ne s'écartent des actions coordonnées en ce qui concerne le calcul coordonné de la capacité et l'analyse coordonnée de la sécurité que conformément à l'article 42, paragraphe 2.*

*Dans un délai de 3 mois après la mise en service des centres de coordination régionaux en vertu de l'article 35, paragraphe 2, du présent règlement, et tous les trois mois par la suite, les centres de coordination régionaux adressent un rapport aux autorités de régulation concernées et à l'ACER sur toute réduction de capacité ou tout écart par rapport aux actions coordonnées en vertu du deuxième alinéa, et ils évaluent les incidences et formulent, le cas échéant, des recommandations quant aux moyens d'éviter ces écarts à l'avenir. Si l'ACER conclut que les conditions nécessaires à un écart en vertu du présent paragraphe ne sont pas remplies ou que les écarts sont d'ordre structurel, elle présente un avis aux autorités de régulation concernées et à la Commission. Les autorités de régulation compétentes prennent les mesures appropriées contre les gestionnaires de réseau de transport ou les centres de coordination régionaux en application de l'article 59 ou 62 de la directive (UE) 2019/944 si les conditions préalables nécessaires à un écart en vertu du présent paragraphe n'étaient pas remplies.*

*Les écarts de nature structurelle sont traités dans un plan d'action visé à l'article 14, paragraphe 7, ou dans une mise à jour d'un plan d'action existant. »*

- (16) L'article 16, paragraphe 4 du Règlement (UE) 2019/943 fixe un cadre pour la considération des actions correctives coûteuses dans le calcul de capacité :

*« Le niveau de capacité maximal des interconnexions et des réseaux de transport concernés par la capacité transfrontalière sont mis à la disposition des acteurs du marché qui respectent les standards de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. Les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour optimiser les capacités disponibles pour atteindre les capacités minimales prévues au paragraphe 8. Une procédure coordonnée et non discriminatoire pour les actions correctives transfrontalières est appliquée pour permettre une telle maximisation, à la suite de la mise en œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie. »*

- (17) La Méthodologie CCC IJ contribue à la réalisation des objectifs de l'article 3 du Règlement CACM et en aucun cas à l'entraver :



L'article 3, sous a), du Règlement CACM vise à promouvoir une concurrence effective dans la production, les marchés de gros et la fourniture d'électricité. La Méthodologie CCC IJ a pour ambition de promouvoir une concurrence effective dans la production, les marchés de gros et la fourniture d'électricité en définissant un ensemble de règles harmonisées de calcul de la capacité et de gestion des contraintes réseau, qui contribue à l'efficacité du couplage unique infrajournalier. L'établissement d'un processus commun et de processus coordonnés pour calculer la capacité pour l'échéance du marché infrajournalier contribue à l'atteinte de cet objectif.

L'article 3, sous b), du Règlement CACM vise à assurer l'utilisation optimale des infrastructures de transport. La Méthodologie CCC IJ contribue à atteindre l'objectif de garantie d'une utilisation optimale des infrastructures de transport à l'aide des dernières données d'entrée disponibles basées sur la meilleure prévision possible des réseaux de transport lors de chaque calcul de la capacité et mis à jour en temps utile.

L'article 3, sous c), du Règlement CACM vise à garantir la sécurité d'exploitation. La Méthodologie CCC IJ contribue à atteindre l'objectif de garantie de la sécurité opérationnelle en coordonnant le calcul de la capacité avec les données d'entrée mises à jour pour l'échéance du marché infrajournalier au niveau régional afin de garantir sa fiabilité.

L'article 3, sous d), du Règlement CACM vise à optimiser le calcul et l'allocation de la capacité d'échange entre zones. En prévoyant de coordonner les délais de livraison des données d'entrée, l'approche de calcul et les exigences de validation du CCC entre les GRT et le responsable du calcul coordonné de la capacité, la Méthodologie CCC IJ contribue à atteindre l'objectif d'optimisation du calcul et de l'allocation de la capacité d'échange entre zones.

L'article 3, sous g), du Règlement CACM vise à contribuer à la gestion et au développement efficace à long terme du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union. En utilisant la meilleure prévision de l'état des réseaux de transport lors du calcul de la capacité au sein de la RCC Italie Nord, les résultats du calcul coordonné de la capacité contribuent à déterminer les éléments critiques les plus limitants de cette région, aidant ainsi les GRT pour un développement plus efficace du réseau de transport de l'électricité.

- (18) En conclusion, la Méthodologie CCC IJ contribue aux objectifs généraux du Règlement CACM.



---

## **Article 1**

### **Objet et champ d'application**

La méthodologie CCC IJ telle que déterminée dans ce document est la méthodologie pour le calcul commun de capacité en vue de l'allocation de capacité à l'échéance infrajournalière de la RCC Italie Nord, conformément à l'article 21 du Règlement CACM. La version précédente de la Méthodologie CCC IJ, approuvée par les régulateurs de la RCC Italie Nord le 25 novembre 2019, est abrogée.

Compte tenu de la structure du réseau électrique, les frontières des pays tiers sont prises en compte via un accord séparé dans le processus de calcul coordonné.

## **Article 2**

### **Définitions et interprétations**

1. Les termes utilisés dans la présente Méthodologie CCC IJ ont la signification qui leur est attribuée à l'article 2 du Règlement (CE) 714/2009, à l'article 2 du Règlement (CE) 543/2013, qui modifie le précédent, et à l'article 2 du Règlement CACM.
2. En outre, les définitions suivantes s'appliquent :
  - a. « APG » désigne Austrian Power Grid AG, gestionnaire de réseau autrichien ;
  - b. « direction export » désigne le calcul de capacité commun dans la situation au niveau du réseau électrique où au moins un pays limitrophe pourrait importer de l'électricité depuis l'Italie ;
  - c. « frontière AT-IT » désigne la frontière de zone de dépôt des offres entre l'Autriche et l'Italie ;
  - d. frontière « CH-IT » désigne la frontière de zone de dépôt des offres entre la Suisse et l'Italie ;
  - e. « ELES' » désigne ELES, d.o.o., gestionnaire de réseau slovène ;
  - f. « frontière FR-IT » désigne la frontière de zone de dépôt des offres entre la France et l'Italie ;
  - g. « RTE » désigne Réseau de Transport d'Electricité, gestionnaire de réseau français ;
  - h. « frontière SI-IT » désigne la frontière de zone de dépôt des offres entre la Slovénie et l'Italie ;
  - i. « Contrepartie Technique » désigne tout GRT en dehors de l'Union européenne qui doit être inclus dans les procédures de cette méthodologie au travers d'accords respectifs ;
  - j. « TERNA » désigne TERNA S.p.A. Rete Elettrica Nazionale, gestionnaire de réseau italien ;
  - k. « pays tiers » désigne tout pays dont la juridiction est en dehors de la zone désignée dans l'article 1, paragraphe 2 du Règlement CACM.



### 3. Définition des acronymes

ACC	Action Corrective Curative
ACP	Action Corrective Préventive
ARN	Autorité de Régulation Nationale
CC	Calcul de Capacité
CCC	Calcul de Capacité Commun
CGMES	Modèle d'information commun pour les échanges de modèles de réseau
CM	Couplage de Marché
ECR	Elément Critique de Réseau
ECRA	Elément Critique de Réseau et Aléa. Aux fins de la présente méthodologie, le terme ECRA couvre également le cas où un ECR est utilisé dans le calcul de la capacité sans aléa.
ESR	Elément Surveillé de Réseau
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
IJ	Jour de livraison, correspondant à l'échéance de marché infrajournalier
J-2	Deux jours avant le jour de livraison
MCI	Modèle de Couplage Infrajournalier
MFT	Marge de Fiabilité de Transport
MRC	Modèle de Réseau Commun
MRCI	Modèle de Réseau Commun Infrajournalier
MRCJ	Modèle de Réseau Commun Journalier
MRI	Modèle de Réseau Individuel
NTC	Capacité de transport nette
OAC	Optimisation des Actions Correctives
ODME	Opérateur Désigné du Marché de l'Electricité
RCC	Région de Calcul de Capacité
RCCC	Coordinateur de Région de Calcul de Capacité
SSP	Schéma Spécial de Protection
TD	Transformateur Déphaseur
TTC	Capacité de transport totale (de la RCC Italie Nord)
UE	Union Européenne
Ur	Incertitude de régulation
Us	Incertitude de scénario
$\sigma$	Ecart-type

### 4. Dans la présente Méthodologie CCC IJ, à moins que le contexte ne s'y oppose :

- le singulier comprend le pluriel et vice-versa ;
- les titres ont pour seul but de faciliter la consultation de la présente méthodologie et n'influencent en aucun cas son interprétation ;
- toute référence à des législations, règlements, directives, ordonnances, documents, codes ou à toute autre disposition comprend l'ensemble de leurs modifications, extensions et ré-adoptions en vigueur.



### **Article 3**

#### **Application de cette méthodologie**

Cette méthodologie s'applique seulement à la méthodologie CCC IJ basé sur l'approche NTC coordonnée au sein de la RCC Italie Nord. Afin d'éviter toute ambiguïté, les dispositions respectives ou pertinentes de cette méthodologie s'appliquent à toute Contrepartie Technique adéquate de la RCC Italie Nord, en vertu de contrats séparés comme mentionné à l'article 1 de la présente méthodologie. La méthodologie CCC IJ basée sur l'approche fondée sur les flux et les méthodologies CCC au sein des autres RCC ou pour d'autres échéances n'entrent pas dans le champ d'application de cette méthodologie.

### **Article 4**

#### **Capacités d'échange entre zones pour le marché infrajournalier**

Pour l'échéance du marché infrajournalier, les valeurs individuelles de la capacité d'échange entre zones pour chaque unité de temps du marché infrajournalier sont calculées à l'aide de la méthodologie CCC IJ.

### **Article 5**

#### **Méthodologie relative à la marge de fiabilité**

1. Pour le CC effectué en IJ, les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques définissent la marge de fiabilité conformément à l'article 22 du Règlement CACM et en se basant sur l'analyse des données suivantes :
  - a. les écarts imprévus des flux physiques d'électricité dans une unité de temps du marché, causés par l'ajustement des flux d'électricité au sein des zones de contrôle et entre celles-ci, afin de maintenir une fréquence constante ;
  - b. les incertitudes susceptibles d'avoir une incidence sur le CC et d'apparaître entre l'IJ et le temps réel, pour l'unité de temps du marché considérée.

Plus de détails sur le calcul de la marge de fiabilité sont fournis dans l'Annexe technique de la Méthodologie CCC IJ.
2. La marge de fiabilité Méthodologie CCC IJ doit être définie comme une valeur fixe, similaire à celle décrite dans la méthodologie commune pour le calcul de la capacité à l'échéance journalière pour la RCC Italie Nord conformément à l'article 21 du Règlement CACM, jusqu'à ce que l'étude décrite à l'article 14, paragraphe 8 sur la marge de fiabilité soit complétée.
3. Les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques réexaminent une fois par an la marge de fiabilité pour chaque frontière de zone de dépôt des offres de la RCC Italie Nord.

### **Article 6**

#### **Limites de sécurité d'exploitation, aux aléas et aux contraintes d'allocation**

1. Pour le CC, chaque GRT de la RCC Italie Nord ou Contrepartie Technique doit fournir à l'opérateur du calcul de capacité sa liste individuelle d'ECRA créées à partir d'une liste d'aléa commune. L'opérateur du calcul de capacité doit ensuite définir la liste initiale d'ECRA à considérer dans le CC, en fusionnant les listes d'ECRA individuelles fournies *par* tous les GRT de la RCC Italie Nord et Contreparties Techniques en une seule liste.
2. Ensuite, l'opérateur du calcul de capacité doit utiliser la liste initiale d'ECRA en application du paragraphe 1 pour créer la liste finale d'ECRA à considérer dans le CC en sélectionnant uniquement les éléments de réseau affectés de façon significative par les échanges entre zones. La sélection de ces ECRA



repose sur une analyse de sensibilité réalisée sur chaque pas horaire calculé dans les différents états du réseau, dont, entre autres, le cas de base, après un aléa et après une action corrective.

3. Seuls les ECRA présentant une sensibilité aux échanges entre zones égale ou supérieure à 5 % sont surveillés pendant le processus de CC. La sensibilité devra être évaluée comme expliqué dans l'Annexe I. Tout change du seuil de sensibilité doit conduire à un amendement de toute la Méthodologie CCC IJ conformément à l'article 9, paragraphe 13 du Règlement CACM.
4. Les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques peuvent définir une liste d'ESR qui sont influencés par l'application d'actions correctives pertinentes vis-à-vis des échanges entre zones, en ligne avec les articles 75 et 76 du Règlement SO, mais qui ne sont pas influencés significativement par les échanges entre zones. Ces ESR doivent être surveillés durant l'OAC seulement durant le calcul en direction export. La charge supplémentaire, résultant de l'application d'AC, sur ces éléments surveillés, peut être limitée pendant l'OAC, conformément à l'article 8, paragraphe 6.
5. Le concept d'ESR est autorisé pour une période temporaire de 18 mois à partir de la mise en service du calcul de capacité en direction export.
6. Lorsque les flux d'énergies sur les ECR surveillés par le processus de CC sont influencés par les échanges entre zones de RCC différentes, les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques devront définir des règles pour partager les capacités de flux d'énergies des ECR entre les différentes RCC dans le but d'accommoder ces flux. Ces règles seront détaillées en coopération avec les autres RCC lors de la phase de mise en œuvre de cette méthodologie.
7. Les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques doivent revoir la liste des ECR et des ESR à surveiller dans le processus de CC au moins une fois par an.
8. L'opérateur du calcul de capacité utilise les ECRA conformément à l'article 7, paragraphe 3 pour le CC effectué au sein de la RCC Italie Nord afin de déterminer la capacité de transport nette maximale pour chaque frontière de zone de dépôt des offres.
9. Les contraintes opérationnelles italiennes liées au contrôle de la tension et à la stabilité dynamique du système italien, lesquelles étant nécessaires pour maintenir le système de transport dans les limites de sécurité opérationnelles mais ne pouvant pas être transformées efficacement en flux maximaux à ne pas dépasser sur les ECR, devront être traduites par des contraintes d'allocation.
10. Les contraintes de rampe, qui sont nécessaires afin d'éviter que de grandes variations des programmes d'échange d'une heure à l'autre puissent mettre en danger la sécurité du réseau en temps réel, doivent être exprimées via des contraintes d'allocation.
11. En tant que solution temporaire, les contraintes d'allocation mentionnées à l'article 6, paragraphes 9 et 10 seront directement appliquées aux résultats du calcul réalisé par l'opérateur de calcul de capacité, en utilisant des contraintes computationnelles. Pendant cette période, la capacité non-contrainte sera calculée dans tous les cas et rendue publiquement et facilement accessible selon les provisions définies dans les articles 12, paragraphes 5 et 6. Une fois que l'algorithme de couplage de marché sera pleinement capable de gérer les contraintes d'allocation selon l'article 2, paragraphe 6 du Règlement CACM, les contraintes de calcul seront abandonnées en faveur des réelles contraintes d'allocation selon l'article 2, paragraphe 6 du Règlement CACM.
12. Les contraintes d'allocation seront données avec un niveau de discrétisation de 50MW.



---

## **Article 7**

### **Méthodologie relative aux clés de calcul de la variation de la production et de la consommation**

1. Les GRT de la RCC Italie Nord définissent la méthodologie relative aux clés de calcul de la variation de la production conformément à l'article 24 du Règlement CACM.
2. RTE définit les clés de calcul de la variation de la production proportionnellement aux scénarios de cas de base pour chaque unité de temps du marché avec tous les groupes de production attendus dans son modèle de réseau individuel, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché.
3. TERNA définit les clés de calcul de la variation de la production en fonction d'une liste de présence économique pour chaque unité de temps du marché avec tous les groupes de production attendus dans son modèle de réseau individuel, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché.
4. ELES définit les clés de calcul de la variation de la production proportionnellement aux scénarios de cas de base pour chaque unité de temps du marché avec tous les groupes de production attendus dans son modèle de réseau individuel, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché.
5. APG définit les clés de calcul de la variation de la production en fonction de facteurs de participation dans les scénarios de cas de base pour chaque unité de temps du marché avec tous les groupes de production attendus dans son modèle de réseau individuel, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché. Pour cela, la variation est faite sur les nœuds de production/consommation (nœuds PV et PQ), selon un facteur de participation. Les nœuds sont choisis par APG et sont des nœuds avec des unités de production/consommation qui changent selon l'évolution du marché. Le facteur de participation de chaque nœud est déterminé par APG afin de refléter sa meilleure prévision concernant la production/consommation du réseau autrichien.
6. Les GRT de la RCC Italie Nord ont la possibilité d'utiliser des nœuds appartenant à des GRT non participant pour la variation durant la période hivernale (du 1<sup>er</sup> octobre au 30 avril).

## **Article 8**

### **Actions correctives dans le calcul de la capacité**

1. Les GRT de la RCC Italie Nord définissent les actions correctives conformément à l'article 25 du Règlement CACM.
2. Chaque GRT de la RCC Italie Nord définit individuellement les actions correctives nécessaires pour sa zone de responsabilité à rendre disponible pour le CCC IJ au sein de la RCC Italie Nord.
3. Les actions correctives disponibles sont celles qui peuvent être activées de façon coordonnée par les GRT de la RCC Italie Nord et Contreparties techniques tout en assurant la sécurité opérationnelle.
4. Les actions correctives que chaque GRT de la RCC Italie Nord doit définir sont soit préventives (avant l'apparition d'une défaillance) soit curatives (après l'apparition d'une défaillance). Les GRT de la RCC Italie Nord peuvent, entre autres, utiliser les actions correctives suivantes :
  - a. modification de la position du régulateur d'un transformateur déphaseur ;
  - b. mesure de topologie : ouverture ou fermeture d'une ligne, d'un câble, d'un transformateur ou d'un coupleur d'aiguillage ;



- c. passage d'un élément de réseau d'un jeu de barre à l'autre ;
- d. modification de la production.

Les actions correctives données au processus de CC sont analysées par chaque GRT tous les jours.

5. Tous les types d'actions correctives peuvent être utilisés de manière préventive et/ou de manière curative. Les SSP agiront seulement en curatif, après l'apparition d'une défaillance. Ainsi, il y a trois types différents d'actions correctives utilisés dans le processus de la RCC Italie Nord :
  - a. ACP : elles correspondent opérationnellement aux actions correctives à mettre en œuvre indépendamment de l'occurrence de tout aléa pour décharger le réseau. Elles sont également mises en œuvre dans le MRC.
  - b. ACC : chaque ACC est associée à un aléa donné et appliquée après l'apparition de l'aléa. Elles sont prises en compte pendant le processus de CC mais ne sont pas mises en œuvre dans le modèle.
  - c. SSP : ils représentent un changement automatique de la topologie du réseau selon des conditions prédéfinies (par exemple la défaillance de deux lignes parallèles). Ils sont pris en compte pendant le processus de CC mais ne sont pas mises en œuvre dans le modèle.
6. Les actions correctives utilisées de manière préventive sont mises en œuvre dans le modèle de réseau commun final du calcul de capacité. Leur application lors des échéances opérationnelles de sécurité ultérieures (MRCI et temps réel) doit être évaluée en fonction de l'analyse de sécurité prenant en compte les dernières informations du réseau, et en ligne avec les méthodologies à définir selon les articles 75 et 76 du Règlement SO.
7. Conformément à l'article 6, paragraphe 4, chaque GRT de la RCC Italie Nord peut définir une liste d'ESR, pour les cas d'export décrits dans l'article 10, paragraphe 5. Pendant l'OAC, toute la capacité de transport disponible des ESR peut être utilisée à la condition que les limites de sécurité opérationnelles des ESR soient respectées. Dans le cas où l'ESR est déjà surchargé au-delà de ses limites opérationnelles en tenant compte des aléas, 5% de la capacité thermique respective de chaque ESR en tenant compte des aléas pourra être mis à disposition de l'OAC, sauf pour les cas où ce même pourcentage a déjà été utilisé pendant le processus CCC J-2.
8. Chaque GRT de la RCC Italie Nord informe, en temps utile, l'opérateur du calcul de capacité, en cas de modification de ses actions correctives au sein de la RCC Italie Nord afin de garantir un CC efficace.
9. Les GRT de la RCC Italie Nord se coordonnent entre eux à propos de l'utilisation des actions correctives à prendre en compte dans le CC et leur application en temps réel. La coordination des actions correctives est assurée par la méthodologie du CC.
10. Chaque GRT de la RCC Italie Nord ou Contrepartie Technique s'assure que les actions correctives disponibles après le CC sont suffisantes pour assurer la sécurité opérationnelle. De plus, tous les GRT de la RCC Italie Nord s'assurent que les actions correctives acceptées pendant le CC sont également rendues disponibles aux échéances suivantes. Au cas où plusieurs directions de marché sont calculées, (comme, par exemple, dans le cas du calcul en direction export) les actions correctives représentant le résultat le plus proche du résultat effectif du marché doivent être considérées pour les échéances suivantes. Tous les GRT de la RCC Italie Nord et Contreparties Techniques doivent, lors de la planification opérationnelle journalière et infrajournalière, lorsqu'ils préparent les actions correctives, s'assurer que les actions correctives sensibles aux échanges entre zones acceptées lors du CC sont coordonnées en vertu des processus définis dans les méthodologies établies selon les articles 75 et 76 du Règlement SO.



## **Article 9** **Calcul de la capacité infrajournalière**

1. Conformément à l'article 8 du Règlement CACM, les GRT de la RCC Italie Nord calculent les capacités d'échange entre zones pour chaque frontière de zone de dépôt des offres de la RCC Italie Nord.
2. Les GRT de la RCC Italie Nord fournissent, en temps utile, à l'opérateur du calcul de capacité, les informations les plus récentes concernant les réseaux de transport pour le calcul de la capacité débuté en fin de journée du J-1.
3. L'opérateur du calcul de capacité utilise le modèle de réseau commun construit conformément à l'article 28 du Règlement CACM 6 mois au plus tard après la mise en œuvre de la Méthodologie relative au Modèle de Réseau Commun élaborée conformément à l'article 17 du Règlement CACM, à condition que les outils nécessaires sont développés, et que la compatibilité est assurée.
4. Avant d'utiliser le MRC élaboré conformément à l'article 28 du Règlement CACM, le MRC est créé en fusionnant le jeu de données complet des MRI IJ, qui contient les jeux de données des MRI IJ des GRT participants et non-participants.
5. La direction d'import vers l'Italie est toujours considérée comme la direction de marché primaire. Par conséquent, un calcul dans la direction import depuis tous les pays concernés vers l'Italie est toujours effectué. La capacité d'export depuis l'Italie pour chaque frontière est principalement réévaluée tous les ans, et cette valeur est utilisée pour l'allocation journalière.

A cause d'une probabilité grandissante d'export depuis l'Italie vers une ou plusieurs frontières, les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques ont réalisé une feuille de route pour la mise en œuvre d'un processus de calcul de capacité dans la direction export depuis l'Italie. Ceci inclut également un processus de détermination de la direction de marché la plus probable selon des critères spécifiques. En cas d'exports prévus depuis l'Italie vers une ou plusieurs frontières, un second calcul sera effectué en parallèle pour la direction de marché la plus probable. Les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques doivent mettre en œuvre ce processus de CC selon la feuille de route prévue à l'article 13, paragraphe 5 de la présente méthodologie.

6. Le CC est réalisé par l'opérateur du calcul de capacité grâce à un processus itératif construit sur les étapes suivantes, qui sont répétées jusqu'à atteindre la capacité sécurisée la plus élevée :
  - a. analyse de sécurité sur le modèle de réseau commun, en tant compte des contraintes définies à l'article 6 de la présente méthodologie ;
  - b. optimisation des actions correctives pour sécuriser le modèle de réseau commun ;
  - c. lorsque le MRC est sécurisé, augmentation des échanges entre l'Italie et les pays concernés tel qu'expliqué à l'Annexe I.
7. L'objectif de l'OAC est de trouver un jeu optimal d'actions correctives pour sécuriser le modèle de réseau commun. Dans les cas où les limites de sécurité opérationnelle d'un ECRA définies à l'article 6 sont dépassées, les actions correctives sont appliquées. Le jeu final d'actions correctives qui a le plus grand effet positif sur l'ECRA congestionné sans créer d'impact négatif sur d'autres ECRA et ESR (tel que défini à l'article 6) est sélectionné selon ses influencements.
8. Tant que la solution temporaire décrite à l'article 6, paragraphe 11 est utilisée, la capacité résultante est corrigée pour prendre en compte les contraintes associées aux profils de voltage et de stabilité dynamique du système électrique italien.



9. Si le niveau de capacité minimal, tel que défini dans la Méthodologie CCC J-2 et conformément à l'article 16, paragraphe 8 du Règlement (UE) 2019/943, n'a pas été atteint à l'échéance journalière, l'opérateur du calcul de capacité doit s'assurer que la TTC calculée atteint le niveau de capacité minimal susvisé en utilisant la quantité nécessaire d'actions correctives parmi celles engagées par les GRT de la RCC Italie Nord. Conformément à l'article 16, paragraphe 3 du Règlement (UE) 2019/943, si les actions correctives disponibles n'étaient pas suffisantes pour atteindre la capacité minimale susmentionnée tout en respectant les limites de sécurité opérationnelle, l'opérateur du calcul de capacité pourra, comme mesure de dernier recours, engager des actions coordonnées visant à réduire les capacités transfrontalières.
10. La capacité minimale selon l'article 16, paragraphe 9 du Règlement (UE) 2019/943 doit être égale à 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas, sauf pour les cas où une dérogation a été accordée ou un plan d'action pour résoudre les contraintes structurelles a été mis en place, conformément aux articles 15 et 16 du Règlement (UE) 2019/943. Dans le cas d'une telle dérogation ou d'un tel plan d'action, la capacité minimale doit être définie par les décisions sur les dérogations ou les plans d'actions conformément au Règlement (UE) 2019/943. Les GRT de la RCC Italie Nord affectés par de tels dérogations ou plans d'actions doivent informer tous les ARN de la RCC Italie Nord des valeurs de capacité minimale applicables pendant la période couverte par la dérogation ou le plan d'action.
11. L'ajustement pour la capacité minimale selon l'article 16, paragraphes 9 et 10 du Règlement (UE) 2019/943 est calculé conformément à l'Annexe III de la Méthodologie CCC II.
12. L'opérateur du calcul de capacité définit les valeurs de capacité de transfert totale pour chaque unité de temps du marché jusqu'à la première situation de risque. Ces valeurs sont fournies aux GRT de la RCC Italie Nord et aux Contreparties Techniques pour validation.
13. Dans le cas où plusieurs opérateurs du calcul de capacité calculent en parallèle les valeurs de TTC pour chaque unité de temps du marché, la valeur minimum des TTC calculées est fournie aux GRT de la RCC Italie Nord et Contreparties Techniques pour validation. La valeur fournie assure la maximisation du bien-être social tout en respectant les contraintes de sécurité d'exploitation. Les GRT de la RCC Italie Nord doivent, en coopération avec les opérateurs du calcul de capacité, délivrer un rapport annuel aux ARN de la RCC Italie Nord expliquant les différences significatives entre les valeurs calculées.
14. Le calcul de NTC pour chaque frontière est réalisé selon les étapes suivantes :
  - a. sélection de la TTC. Dans ce sous-processus, la TTC est forcée à être supérieure à une valeur minimale appelée TTC basse (TTCB), correspondant à la capacité préalablement allouée (programme IJ) plus la MFT.
  - b. validation de la TTC, réalisée conformément à l'article 9.
  - c. calcul de la NTC frontière par frontière. La plus petite valeur fournie par le sous-processus de validation de la TTC est retenue, puis réduite par la MFR, et ensuite divisée entre les frontières selon les facteurs de répartition.
15. Conformément à l'article 58 du Règlement CACM, l'opérateur du calcul de capacité et les GRT de la RCC Italie Nord s'assurent que les NTC validées après application de la marge de fiabilité définie conformément à l'article 6 de la présente méthodologie pour chaque frontière de zone de dépôt des offres de la RCC Italie Nord sont fournies à l'opérateur désigné du marché de l'électricité concerné. Ces informations doivent être fournies avant l'heure limite de fermeture journalière telle que définie conformément à l'article 69 du Règlement CACM.



16. La discrimination induite entre les échanges internes et les échanges entre zones est évitée par la configuration appropriée des zones de dépôt des offres et par la sélection des ECRA conformément à l'article 6 de la présente méthodologie reposant sur la méthodologie décrite dans l'Annexe I.

### **Article 10**

#### **Méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre zones**

1. Les GRT de la RCC Italie Nord valident les capacités d'échange entre zones calculées par le responsable du calcul coordonné de la capacité de la RCC Italie Nord.
2. L'opérateur du calcul de capacité fournit aux GRT de la RCC Italie Nord le modèle de réseau commun pour ladite région dans les scénarios extrêmes, pour l'unité de temps du marché concernée.
3. Les GRT de la RCC Italie Nord valident les capacités d'échange entre zones calculées en effectuant une analyse de sécurité à l'aide du modèle de réseau de transport d'électricité fourni conformément à l'article 9, paragraphe 2 de la présente méthodologie.
4. Les GRT de la RCC Italie Nord doivent évaluer et valider une valeur de capacité sûre dans les situations suivantes :
  - a. Des aléas ou des ECR sont manquants dans la liste des ECRA à surveiller dans le processus de CC ;
  - b. Une erreur est trouvée dans la modélisation des MRI, des MRC ou des clés de calcul de la variation de la production (par exemple une erreur de topologie) ;
  - c. Un aléa imprévu ou la défaillance d'un élément dans le réseau respectif du GRT se produit ;
  - d. Une erreur de fonctionnement des outils utilisés dans le processus de CC se produit ;
  - e. La prévision de changements significatifs dans la distribution des flux résultant de grandes différences entre la prévision lors du CC IJ et le résultat de marché attendu en temps réel (par exemple un changement de positions nettes ou de directions de marché), qui ne sont pas couvertes par l'incertitude statistique liée à la MFT.
5. Lorsqu'un ou plusieurs GRT de la RCC Italie Nord ne valide(nt) pas la capacité d'échange calculée entre zones, le(s) GRT(s) concerné(s) fourni(ssen)t à l'opérateur du calcul de capacité la quantité actualisée de capacités d'échange entre zones pour la frontière concernée ainsi que les motifs de modification. La capacité définitive d'échange entre zones est la valeur minimale envoyée par les GRT de la RCC Italie Nord de la frontière concernée.
6. Si un GRT de la RCC Italie Nord réduit la capacité d'échange calculée entre zones lors de l'étape de validation, un rapport avec les motifs détaillés de la réduction, y inclus la localisation et l'impact de celle-ci, sera enregistré.

### **Article 11**

#### **Procédures de repli**

1. Avant chaque CC commencé en IJ, les GRT de la RCC Italie Nord s'assurent que l'opérateur du calcul de capacité dispose des dernières capacités coordonnées d'échange entre zones calculées pour l'échéance journalière.
2. Pour le CC effectué en IJ, lorsqu'un incident survient dans le processus de CC et que l'opérateur du calcul de capacité ne produit pas de résultats dans le délai imparti, les GRT de la RCC Italie Nord valident les dernières capacités coordonnées d'échange entre zones calculées pour l'échéance journalière. Après cette étape de validation, l'opérateur du calcul de capacité, ou les GRT de la RCC Italie Nord le cas échéant, fournit la valeur coordonnée à la plateforme d'allocation unique.



---

## Article 12 Publication des données

1. Les GRT de la RCC Italie Nord et les Contreparties Techniques publieront les données du CC pertinentes suivantes :
  - a. Pour chaque heure et ECRA :
    - i. Pas horaire de l'heure associée
    - ii. Dénomination claire et code EIC de l'ECR et de l'aléa
    - iii. Flux maximum sur l'ECR ( $F_{max}$ )
    - iv. Flux de référence dans le scénario de base ( $F_{ref}$ )
    - v. Sensibilité utilisée pour la sélection des ECRA et calculée conformément à l'annexe I ;
    - vi. Flux final à l'issue du processus de CC ( $F_{ntc}$ )
    - vii. Indicateur binaire si l'ECRA a limité le domaine
    - viii. CI zone-zone pour les frontières (FR-IT, CH-IT, AT-IT, IT-SI) calculés dans le scénario de base ( $PTDF_{ref}$ )
    - ix. CI zone-zone pour les frontières (FR-IT, CH-IT, AT-IT, IT-SI) calculés à l'issue du processus de CC ( $PTDF_{ntc}$ )
    - x. Marge disponible pour les échanges entre zones à l'intérieur de la RCC Italie Nord (MCCC)
    - xi. Marge disponible pour les échanges entre zones en dehors de la RCC Italie Nord (MNCC)
    - xii. Ajustement pour atteindre la cible de marge disponible pour les échanges entre zones
    - xiii. Marge disponible pour les échanges entre zones totale
    - xiv. Marge de fiabilité des flux (FRM)
    - xv. Flux après nominations long terme ( $F_{LTN}$ )
    - xvi. Marge disponible restante (RAM)
    - xvii. Ajustement pour atteindre la RAM minimale (AMR)
  - b. Pour chaque heure et zone de dépôt des offres :
    - i. Charge verticale prévue
    - ii. Production prévue
    - iii. Position nette prévue
  - c. Nomination de long terme sur chaque frontière de zone de dépôt des offres
  - d. Ajustement des valeurs de NTC pour atteindre les obligations du 70% calculé selon l'Annexe III de la Méthodologie CCC IJ.
2. Pour l'année 2020 les données définies au point (a), sous (i) à (iii) et au point (b) sont publiées trimestriellement, dix jours ouvrés après la fin de chaque trimestre.



3. A partir de 2021, ces données seront publiées quotidiennement au plus tard une heure avant l'heure de fermeture du guichet de l'échéance journalière. Jusqu'à la mise en place d'une méthodologie CCC J-2 basée sur une approche fondée sur les flux selon l'article 14, paragraphe 5, les données définies aux paragraphes 2, sous a), points xiii à xvi seront remplies avec des valeurs d'entrée nulles.
4. Comme indiqué dans l'article 6, paragraphe 11, tant que la contrainte d'allocation est appliquée aux résultats du calcul effectué par l'opérateur du calcul de capacité, la capacité non contrainte sera également publiée. Pour l'année 2020, la capacité non contrainte sera publiée trimestriellement avec les données mentionnées au paragraphe 3, cependant, à partir de 2021, la capacité non contrainte sera publiée de façon journalière avec les données mentionnées au paragraphe 4.
5. Pour les contraintes de tension et de stabilité selon l'article 6, paragraphe 9, les GRT de la RCC Italie Nord publieront au moins les éléments suivants pour chaque unité de temps du marché :
  - a. La charge totale attendue dans le système italien ;
  - b. La production totale et non répartissable attendue dans le système italien ;
  - c. La production thermique répartissable minimale nécessaire pour tenir la tension et stabiliser le système italien.

Les GRT de la RCC Italie Nord publieront également une fonction permettant de fournir une estimation de l'interdépendance entre le niveau de la contrainte d'allocation et les paramètres listés ci-dessus.

6. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au plus tard, toutes les informations mentionnées dans cet article devront être publiées sur une plateforme en ligne centralisée (par exemple, JAO) permettant des interactions au moyen d'API. Jusqu'à la fin de l'année 2020, les GRT de la RCC Italie Nord peuvent utiliser des solutions non harmonisées : pour chaque plateforme utilisée, un document décrivant où l'ensemble des données peuvent être retrouvée à partir de chaque plateforme doit être publié.

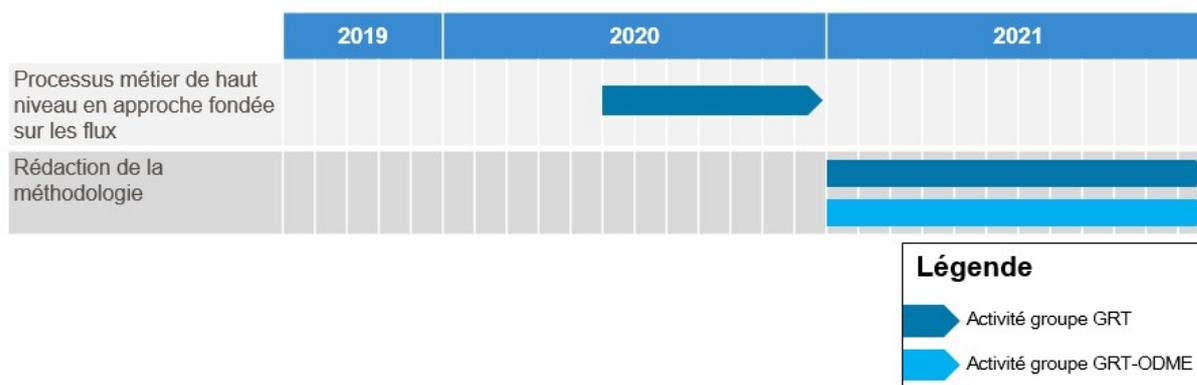
### **Article 13 Reporting**

1. Conformément à l'article 26, paragraphe 5 du Règlement CACM, le responsable du calcul de la capacité coordonnée prépare un rapport décrivant toutes les réductions effectuées lors de la validation de la capacité d'échange entre zones, incluant toutes les informations mentionnées à l'article 10, paragraphe 6. Le rapport devra être envoyé à toutes les autorités de régulation de la RCC Italie Nord trimestriellement, dix jours ouvrés après la fin de chaque trimestre.
2. Conformément à l'article 16, paragraphe 3 du Règlement (EU) 2019/943, l'opérateur du calcul de capacité prépare un rapport décrivant toutes les réductions effectuées à cause d'un manque d'actions correctives disponibles. Le rapport devra être envoyé à toutes les autorités de régulation de la RCC Italie Nord ainsi qu'à l'ACER trimestriellement, dix jours ouvrés après la fin de chaque trimestre.
3. Les GRT de la RCC Italie Nord préparent un rapport mentionnant toutes les unités de temps du marché pour lesquelles une ESR définie selon l'article 6, paragraphe 4, de la présente méthodologie a limité la capacité. Le rapport devra être envoyé à toutes les autorités de régulation de la RCC Italie Nord trimestriellement, dix jours ouvrés après la fin de chaque trimestre, à partir du trimestre suivant à la mise en œuvre du calcul de la direction export.



## Article 14 Publication et mise en œuvre de la Méthodologie CCC IJ

1. Les GRT de la RCC Italie Nord publient la Méthodologie CCC IJ immédiatement après que l'ensemble des régulateurs a approuvé la méthodologie CCM.
2. La méthodologie CCC IJ entrera en force immédiatement après l'approbation par l'ensemble des régulateurs de la RCC Italie Nord. Les valeurs individuelles pour la capacité d'échange entre zones seront calculées et offertes pour les unités temps du marché infrajournalier couvertes par l'enchère XBID2 (16h-24h). Au plus tard lorsque le MCI développé conformément aux articles 55 et 63 du Règlement CACM sera mis en œuvre dans la RCC Italie Nord, la Méthodologie CCC IJ sera utilisée pour calculer les valeurs individuelles pour la capacité d'échange entre zones offerte aux enchères infrajournalières régionales complémentaires.
3. Les GRT de la RCC Italie Nord développent actuellement une méthodologie commune de CC coordonné en utilisant l'approche fondée sur les flux selon l'article 20, paragraphe 3 du Règlement CACM. Les GRT de la RCC Italie Nord ont l'intention de soumettre cette proposition selon le calendrier suivant :



Les GRT pourront ajuster ce calendrier en fonction des dépendances avec d'autres livrables : en ce cas les GRT doivent soumettre aux régulateurs de la RCC Italie Nord un calendrier mis à jour, spécifiant les nouvelles échéances et les raisons justifiant ces changements. Dans tous les cas, les GRT de la RCC Italie Nord doivent soumettre la proposition de méthodologie commune de CC coordonné en approche fondée sur les flux qui est d'au plus tard six mois après que la Suisse a rejoint le couplage unique journalier, conformément à l'article 20, paragraphe 3 du Règlement CACM.



4. Par dérogation à ce qui est défini au paragraphe 3, les GRT de la RCC Italie Nord mettront en œuvre les parties suivantes de cette méthodologie, selon le calendrier ci-dessous :

<b>D2CC</b>	<b>Deadline</b>
<b>Processus de CC IJ</b> Mise en oeuvre du CC IJ v2 (0-24)	Mise en service du MCI
<b>Calcul de la direction export</b> Mise en oeuvre	30/06/2021
<b>Sélection des ECRA</b> Mise en oeuvre	31/01/2021
<b>Méthodologie de MFT</b> Mise en oeuvre	30/06/2021
<b>Processus régional pour ajustement à la capacité minimale</b> Mise en oeuvre	31/03/2021
<b>Contraintes d'allocation</b> <b>ADAPTATION DU PROCESSUS DE CC IJ POUR LA SOLUTION LONG-TERME</b>	Dès que (i) la demande de changement est mise en oeuvre et (ii) les accords avec JAO sur la rente de congestion et la fermetés des droits de transfert de long terme sont mis à jour.

#### **Article 15** **Langue**

1. La langue officielle de cette Méthodologie CCC IJ est l'anglais.
2. Afin d'éviter toute ambiguïté, si les GRT de la RCC Italie Nord doivent traduire la présente Méthodologie CCC IJ dans leur langue nationale, en cas d'incohérences entre la version anglaise publiée par les GRT de la RCC Italie Nord conformément à l'article 9, paragraphe 14, du Règlement CACM et une version quelle qu'elle soit dans une autre langue, les GRT de la RCC Italie Nord concernés sont tenus de dissiper toutes incohérences en fournissant aux autorités de régulation nationales compétentes une traduction révisée de la Méthodologie CCC IJ.



## Annexe I

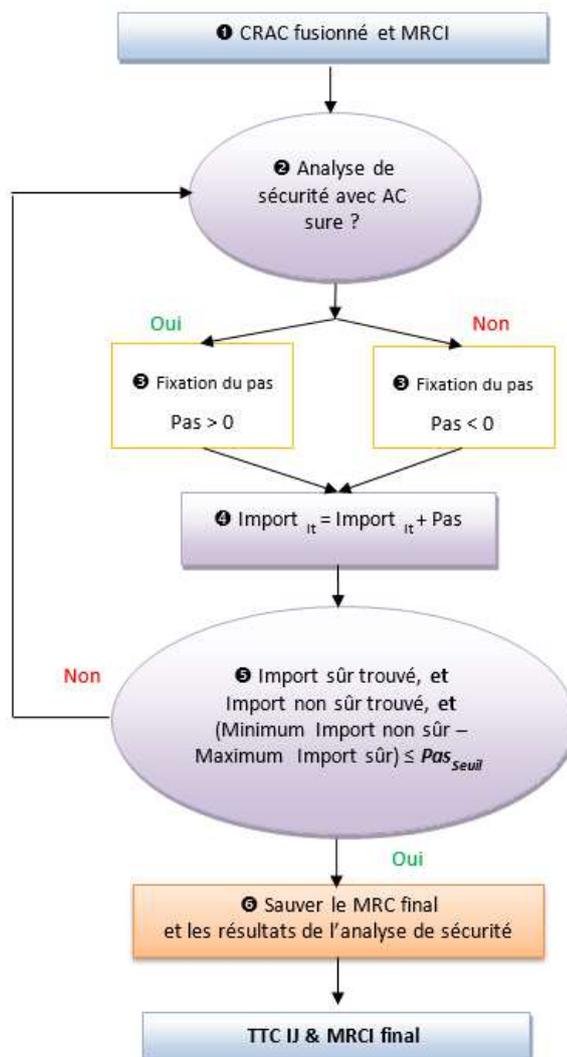
### Algorithme de charge-flux

Le processus de CC est réalisé en utilisant des algorithmes de charge-flux en courant alternatif (disponibles dans la littérature technique), en considérant les limites de puissance réactive des producteurs.

### Approche itérative pour le calcul de TTC

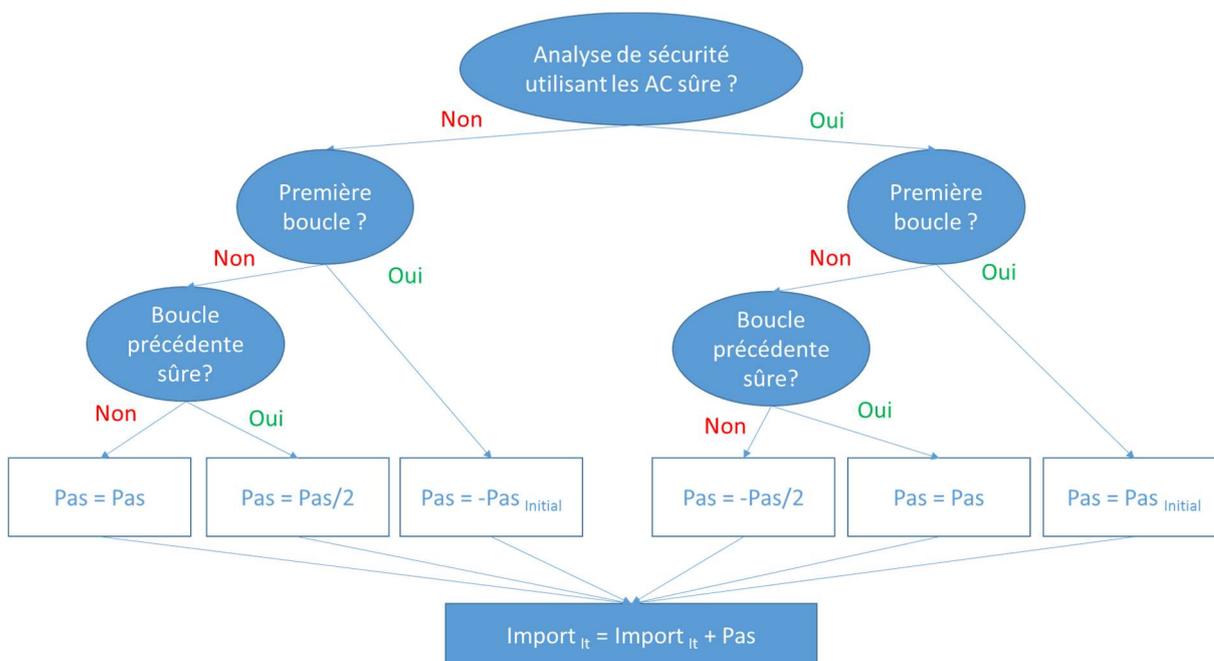
L'étape de CC peut se décrire comme un calcul par dichotomie. L'opérateur du calcul de capacité définira un niveau de départ pour la capacité et vérifiera si ce niveau d'échange permet au système de transport d'être opéré dans ses limites de sécurité d'exploitation (c'est-à-dire qu'aucune surcharge n'est observée sur les ECRA).

La capacité de départ est égale au dernier programme de réglage disponible pour l'Italie.



Si le niveau est sûr ou peut être rendu sûr en optimisant les AC, l'opérateur du calcul de capacité testera ensuite une valeur plus élevée de TTC. Dans le cas contraire, il testera ensuite une valeur de TTC située

entre les valeurs de TTC sûre et non sûre, jusqu'à ce qu'il atteigne la dernière TTC sûre. Le critère d'arrêt de l'optimisation est le fait de trouver le dernier niveau sûr et le premier niveau non sûr d'import. Une fois que ces deux niveaux sont trouvés, le dernier import sûr est considéré comme l'import italien maximal.



La dichotomie est paramétrée avec un pas de 50MW pour optimiser la capacité offerte au marché tout en réduisant le temps de calcul. En considérant que les AC optimales ont été appliquées à chaque étape du CC, l'approche par dichotomie garantit que la solution finale est sous-optimale de moins de 50MW par rapport à l'import italien maximal absolu.

### Calcul des coefficients d'influence (ci-après « CI ») pour la sélection des ECR

Les ECR sont sélectionnés sur la base de leur sensibilité aux échanges électriques entre zones, évalués par une matrice de CI. Les éléments de cette matrice représentent l'influence d'un échange commercial entre des zones de dépôt des offres sur les échanges électriques (physiques) pour les combinaisons considérées d'ECRA. Le calcul de la matrice de CI est réalisé sur la base du MRC et des clés de calcul de la variation de la production et de la consommation.

Les CI nodaux sont d'abord calculés en faisant varier successivement l'injection au niveau de chaque nœud du MRC. Pour chaque variation nodale, l'effet sur la charge de tous les ECRA est surveillé et calculé<sup>1</sup> en pourcentage (par exemple, si une injection supplémentaire de 100 MW a un effet de 10 MW sur un ECRA, le CI nodal est de 10%).

Ensuite la clé de calcul de la variation de la production et de la consommation traduit les CI nodaux en CI zonaux (ou CI zone-tampon), car elle convertit la variation zonale en une augmentation de production sur des nœuds spécifiques.

<sup>1</sup> Dans ce calcul de charge-flux, la variation de l'injection au nœud considéré est équilibrée par une modification équivalente de l'injection au nœud tampon.



Les CI peuvent être définis comme CI zone-tampon ou CI zone-zone. Un  $CI_{Ai}$  représente l'influence d'une variation de position nette sur un ECRA. Un  $CI_{A \rightarrow Bi}$  représente l'influence d'une variation d'un échange commercial de A vers B sur un ECRA i. Le  $CI_{A \rightarrow Bi}$  zone-zone peut-être relié aux CI zone-tampon par la relation suivante :

$$CI_{A \rightarrow Bi} = CI_{Ai} - CI_{Bi} \quad \text{Equation 1}$$

Les CI zone-zone doivent être transitifs, c'est-à-dire :

$$CI_{A \rightarrow Ci} = CI_{A \rightarrow Bi} + CI_{B \rightarrow Ci} \quad \text{Equation 2}$$

La validité de l'équation 2 est assurée par l'équation 1.

Une fois que tous les  $CI_{A \rightarrow Bi}$  sont calculés pour chaque élément i, tous les éléments qui satisfont la condition :

$$CI_{FR \rightarrow IT, i} * F_{FR-IT} + CI_{CH \rightarrow IT, i} * F_{CH-IT} + CI_{AT \rightarrow I} * F_{AT-IT} + CI_{SI \rightarrow IT, i} * F_{SI-I} \geq \text{seuil}$$

Peuvent être classés comme ECRA significativement impacté par les échanges entre zones de la RCC Italie Nord, où  $F_{j-IT}$  représente le facteur de répartition de la frontière j-IT, en ligne avec la méthodologie de variation appliquée pendant le CC.

### Calcul de la MFT

Le processus de détermination de  $MFT_1$  peut être décrit comme suit :

1. Définition de la période statistique : 1 année complète
2. Exclusion des pas de temps (« PT ») de la période statistique inutiles pour l'étude (par exemple les PT où aucun CC n'a été réalisé, ou les PT dont la capacité a été limitée par une contrainte additionnelle).
3. Récupération des données suivantes pour tous les PT sélectionnés :
  - a. TTC IJ sans les planchers/plafonds (« TTC IJ » dans la suite de la section),
  - b. Le MRC temps réel,
  - c. Les facteurs de répartition réduits.
4. Estimation de la TTC à partir du MRC temps réel (ci-après « TTC TR ») sélectionné après l'étape 3 pour tous les PT sélectionnés. L'estimation reposera sur une approche linéaire vérifiant les limites de sécurité d'exploitation d'un ensemble fixé d'ECRA. Calcul de toutes les différences entre les TTC IJ et temps réel (TTC TR – TTC IJ) et représentation des différences sous forme de distribution.

## Distribution TTC TR – TTC IJ

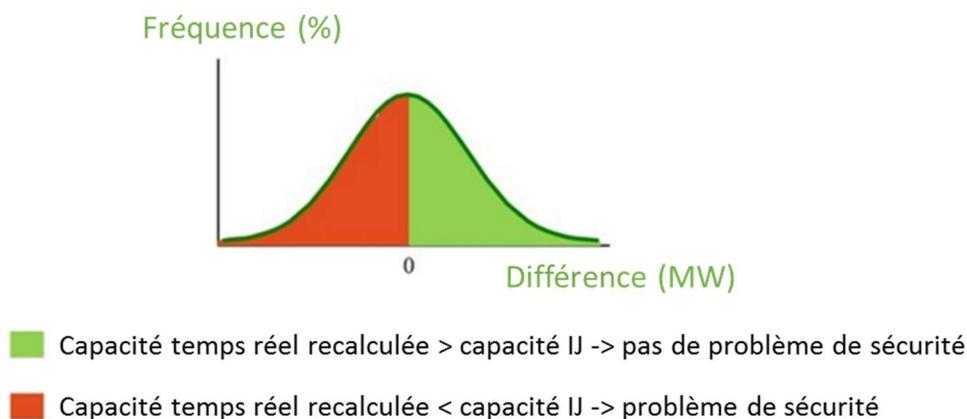


Figure 1 : Fonction de répartition MFT1 = incertitudes de prévision

Le processus de détermination de MFT<sub>2</sub> peut être décrit comme suit :

1. Définition de la période statistique : 1 année complète ;
2. Récupération de l'écart de réglage pour la zone de réglage italienne (différence entre la valeur programmée et l'échange physique réel à l'interconnexion nord-italienne). Des moyennes par minutes peuvent être utilisées ;
3. Représentation des écarts sous forme de distribution.

## Distribution des écarts de réglage

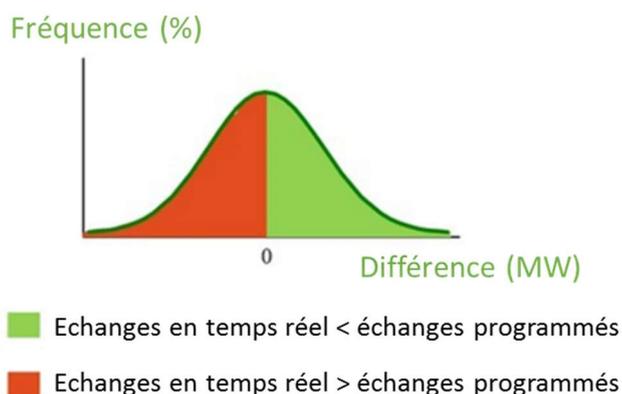


Figure 2 : Fonction de répartition MFT2 = écarts imprévus

Une fois que les fonctions de répartition MFT<sub>1</sub> et MFT<sub>2</sub> ont été calculées (respectivement  $f_{MFT1}$  et  $f_{MFT2}$ ), la fonction de répartition de la MFT ( $f_{MFT}$ ) peut être calculée comme la convolution des deux fonctions de répartition mentionnées précédemment :

$$f_{MFT} = f_{MFT1} * f_{MFT2}$$



La MFT doit être définie comme un percentile de la convolution des fonctions de répartition des deux variables  $MFT_1$  et  $MFT_2$ , avec un niveau de risque inférieur à 10% (par exemple le 90<sup>e</sup> percentile signifie un risque de 10%, le 99<sup>e</sup> percentile un risque de 1%). Lorsque le percentile et le niveau de risque sont définis, les expériences historiques (c'est-à-dire la MFT de 500MW) doivent être prises en compte.

### Clés de calcul de la variation de la production et de la consommation (CCVP et CCVC)

Un fichier de CCVP est défini pour une zone et pour un intervalle de temps : la CCVP est affectée à des heures spécifiques pour modéliser les différences entre les conditions de pointe et de base par GRT.

Les CCVP et CCVC sont nécessaires pour transformer toute variation dans l'équilibre de la zone de réglage en une variation dans les injections des nœuds de cette zone de réglage. Afin d'éviter de nouvelles contraintes irréalistes créées par la variation de production, les GRT définissent à la fois des CCVP et des CCVC, où les CCVP sont une liste précisant les unités de production qui doivent contribuer à la variation, et les CCVC sont une liste précisant les consommations qui doivent contribuer à la variation, pour prendre en compte la contribution des unités de production connectées à des niveaux de tension inférieurs (implicitement contenues dans les consommations des nœuds connectés au réseau 400kV et 225kV). Chaque GRT peut décider comment représenter sa meilleure CCVP.

Si des CCVP et des CCVC sont définies, un facteur de participation est également fourni :

- $G(a)$  facteur de participation pour les nœuds de production
- $L(a)$  facteur de participation pour les nœuds de consommation

La somme de  $G(a)$  et  $L(a)$  pour chaque zone doit être égale à 1 (ou 100%).

Définition des nœuds de CCVP et de CCVC :

La liste des nœuds de CCVP contient un ou plusieurs nœuds définis par :

- Le nom du nœud UCTE (Union pour la Coordination du Transport d'Electricité)
- La production électrique maximale du nœud (optionnelle pour les méthodes proportionnelles et par facteur de participation, obligatoire pour les autres)
- La production électrique minimale du nœud (optionnelle pour les méthodes proportionnelles et par facteur de participation, obligatoire pour les autres)

Plusieurs méthodes sont supportées par le processus :

- *Proportionnelle :*

La variation des nœuds de production et de consommation définis est proportionnelle à la production et la consommation du cas de base.

- $P_g(n)$  Production active au nœud  $n$ , appartenant à la zone  $a$  (nœuds  $n$  définis dans la liste de la CCVP) ou
- $P_l(n)$  Consommation active au nœud  $n$ , appartenant à la zone  $a$  (nœuds  $n$  définis dans la liste de CCVC).

La participation  $K_g(n,a)$  du nœud  $n$  à la variation, parmi les nœuds de production sélectionnés (CCVP) est donnée par la formule :



$$Kg(n, a) = G(a) \cdot \frac{Pg(n)}{\sum_n Pg(n)}$$

La participation  $Kl(n,a)$  du nœud  $n$  à la variation, parmi les nœuds de consommation sélectionnés (CCVC) est donnée par la formule :

$$Kl(n, a) = L(a) \cdot \frac{Pl(n)}{\sum_n Pl(n)}$$

- *Facteurs de participation :*

La variation des nœuds de production et de consommation définis (nœuds PV puissance active-tension, ou PQ, puissance active-réactive), est effectuée selon les facteurs de participation :

- $kg(n)$  Facteur de participation pour la production au nœud  $n$ , appartenant à la zone  $a$
- $kl(n)$  Facteur de participation pour la consommation au nœud  $n$ , appartenant à la zone  $a$

La participation  $Kg(n,a)$  du nœud  $n$  à la variation, parmi les nœuds de production sélectionnés (CCVP) est donnée par la formule :

$$Kg(n, a) = G(a) \cdot \frac{kg(n)}{\sum_n kg(n)}; 0 \leq kg(n) \leq 10$$

La participation  $Kl(n,a)$  du nœud  $n$  à la variation, parmi les nœuds de consommation sélectionnés (CCVC) est donnée par la formule :

$$Kl(n, a) = L(a) \cdot \frac{kl(n)}{\sum_n kl(n)}; 0 \leq kl(n) \leq 10$$

- *Réserve :*

Toutes les centrales de production, qui sont choisies pour la variation, sont modifiées proportionnellement à leur capacité restant disponible, comme présenté ci-après dans les équations (3) et (4).

$$P_i^{inc} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{max} - P_i}{\sum_{i=1}^n (P_i^{max} - P_i)} \quad (3)$$

$$P_i^{dec} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{min} - P_i}{\sum_{i=1}^n (P_i^{min} - P_i)} \quad (4)$$

Où

$P_i$  = Production électrique actuel

$P_i^{min}$  = Production électrique minimale

$P_i^{max}$  = Production électrique maximale

$\Delta E$  = Variation d'énergie à répartir

$P_i^{inc}$  = Nouvelle production électrique après la variation positive

$P_i^{dec}$  = Nouvelle production électrique après la variation négative



- *Préséance :*

Les nœuds de production choisis varient à la hausse ou à la baisse, selon la liste de préséance  $CCVP_{hausse}$  ou  $CCVP_{baisse}$  correspondante, comme décrit ci-dessous :

- La liste à la hausse contient les nœuds de production qui réalisent la variation positive totale ;
- La liste à la baisse contient les nœuds de production qui réalisent la variation négative totale.

Le facteur de préséance définit le nombre de nœuds de production à faire varier simultanément.

Cela signifie que le premier groupe (nombre défini avec le facteur de préséance) de nœuds de production est décalé ensemble, et si ce n'est pas suffisant, le groupe suivant de nœuds de production est utilisé pour parvenir à la variation totale, et ainsi de suite.

La variation totale est distribuée au dernier groupe de nœuds de production du facteur de préséance proportionnellement à leur marge disponible, comme défini pour la méthode « réserve ».

Les CCVP de la RCC Italie Nord sont déterminées individuellement par chaque GRT sur la base des dernières informations disponibles sur les unités de production et sur les consommations.

### Activités et horaires du processus

Les principales activités du processus sont synthétisées dans le tableau suivant :

N°	Activité	Début	Fin
1	Les GRT de la RCC Italie Nord fournissent les données d'entrée à l'opérateur du calcul de capacité.	-	02:15
2	Contrôle qualité des données d'entrée par l'opérateur du calcul de capacité	02:15	02:40
3	Fusion des données d'entrée, calcul de la TTC et transmission des résultats aux GRT de la RCC Italie Nord	02:40	07:00
4	Validation des résultats par les GRT de la RCC Italie Nord et calcul des NTC	07:00	09:30

Les temps intermédiaires peuvent être soumis à des ajustements dans le futur si jugé nécessaire par les GRT de la RCC Italie Nord.



---

## Annexe II

### Gestion des AC

Le schéma ci-dessous résume les conditions à remplir par la combinaison des AC pour affirmer que toutes les contraintes de sécurité sont respectées. Chaque case représente un état de réseau différent.

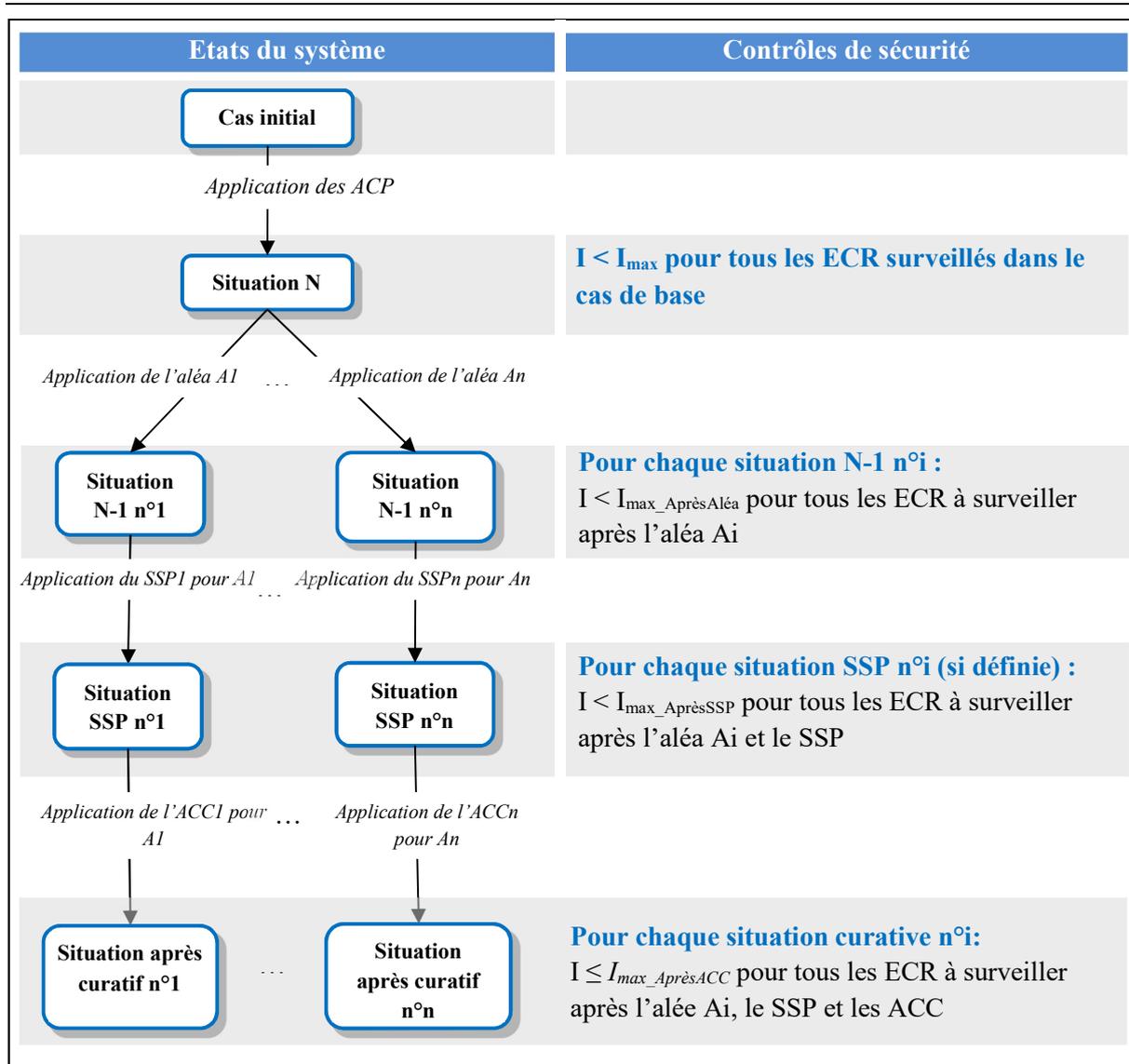
A l'état N, les ACP sont mises en œuvre et les intensités maximales ( $I_{max}$ ) des ECR sont surveillées.

Aux états N-1, les ECRA sont appliquées et les intensités maximales après aléa ( $I_{max\_AprèsAléa}$ ) sont surveillées. Elles représentent l'intensité admissible transitoire sur les ECR surveillées. L'intensité transitoire peut excéder l'intensité admissible permanente, à condition que le SSP et les ACC disponibles soient suffisants pour garder l'intensité permanente sous l'intensité admissible permanente.

Aux états Après Curatif, l'aléa, le SSP et les ACC sont mis en œuvre et les intensités maximales après les ACC ( $I_{max\_AprèsACC}$ ) sont surveillées. Elles représentent l'intensité admissible permanente sur les ECR surveillées.

Si un aléa ou une AC mène à une situation déséquilibrée à cause d'une modification du plan de production ou de consommation, ce déséquilibre doit être compensé à l'intérieur du pays concerné, en utilisant sa CCVP.

Aux états SSP, l'aléa et le SSP sont appliqués, et les intensités maximales après SSP ( $I_{max\_AprèsSSP}$ ) sont surveillées. Elles représentent l'intensité admissible transitoire sur les ECR surveillées après SSP. L'intensité transitoire peut excéder l'intensité admissible permanente, à condition que les ACC disponibles soient suffisantes pour garder l'intensité permanente sous l'intensité admissible permanente.



Afin d'empêcher la surcharge d'éléments de réseau qui sont influencés par l'application d'AC pertinentes pour les échanges entre zones pendant le CC dans la direction export depuis l'Italie, ces éléments de réseau peuvent être inclus en tant qu'ESR dans l'OAC. Pour chaque ESR i en cas d'aléa, la condition suivante doit être respectée :

$$\text{Charge}_{\text{aprèsOAC},i} \leq \max(\text{LO}_i ; \text{Charge}_{\text{avantOAC},i})$$

$\text{Charge}_{\text{avantOAC},i}$  : charge de l'ESR en cas d'aléa (basée sur la capacité thermique maximale) avant l'OAC

$\text{Charge}_{\text{aprèsOAC},i}$  : charge de l'ESR en cas d'aléa (basée sur la capacité thermique maximale) après l'application d'AC pendant l'OAC

$\text{LO}_i$  : limite opérationnelle de l'ESR respectif en cas d'aléa

La formule se traduit de la manière suivante : Si la charge avant l'OAC est supérieure à la limite opérationnelle de l'ESR, alors la charge après l'OAC ne peut être supérieure à la charge avant l'OAC.