
Méthodologie pour le calcul commun de la capacité
intrajournalière conformément à l'Article 21 du
Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du
24 juillet 2015 établissant une ligne directrice en
matière d'attribution des capacités et de gestion de
la congestion de la CCR Italie Nord

24 février 2025

Table des matières

Préambule.....	3
Article 1 – Objet et champ d’application	9
Article 2 – Définitions et interprétation	9
Article 3 Application de la présente méthodologie.....	10
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 opérationnelle, aléas et contraintes d’allocation.....	11
Article 7 Clés de calcul de la variation de la production	12
Article 8 Actions correctives dans le calcul de la capacité.....	13
Article 9 Calcul de la capacité intrajournalière	14
Article 10 Méthodologie pour la validation de la capacité d’échange entre zones	16
Article 11 Procédures de repli	17
Article 12 Publication des données	17
Article 13 Obligations de rapport	18
Article 14 Publication et mise en œuvre de la proposition de méthodologie ID CCC	19
Article 15 – Langue.....	20
Annexe I : Explication technique	21
A. Algorithme de charge-flux	21
B. Approche itérative pour le calcul de la TTC.....	21
C. Calcul du CI pour les éléments critiques de réseau sélectionnés	22
D. Calcul de la MFT	23
E. Clé de variation de la production et de la charge	24
F. Activités et horaires du processus	27
Annexe II : Gestion des actions correctives	27

Préambule

- (1) Le présent document (ci-après dénommé « Proposition de méthodologie ID CCC »), y compris ses annexes, constitue la méthodologie de calcul commun de la capacité effectué pour l'allocation de capacité à l'échéance intrajournalière pour la région de calcul de capacité Italie Nord (ci-après dénommée « CCR Italie Nord »). Cette méthodologie est requise par l'Article 21 du Règlement (UE) 2015/1222 établissant une ligne directrice relative à l'attribution de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé « Règlement CACM »).
- (2) Cette méthodologie tient compte des principes généraux et des objectifs fixés dans le Règlement CACM tout en respectant les principes fixés dans le Règlement (UE) 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'attribution des capacités et à la gestion de la congestion, tel que modifié par le Règlement (UE) 2021/280 de la Commission du 22 février 2021 (ci-après dénommé « Règlement (CE) 2019/943 »).

En outre, cette méthodologie tient compte de la structure effective du réseau et des frontières entre l'Italie et les pays tiers en établissant des cadres contractuels GRT-GRT visant à inclure les pays tiers en tant que contreparties techniques. Par conséquent, cette méthodologie tient compte des éléments de réseau des contreparties techniques.

- (3) La présente méthodologie tient compte des principes généraux et des objectifs fixés dans le Règlement CACM. Assurer une utilisation optimale de l'infrastructure de transport et garantir la sécurité opérationnelle sont des tâches faisant partie des objectifs de la coopération dans l'allocation de la capacité et dans la gestion de la congestion qui sont inscrites à l'Article 3 du Règlement CACM et exigent l'inclusion des éléments de réseau des pays tiers dans le processus de calcul de capacité de la CCR 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 relative à la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après dénommé « Règlement SOGL »), qui prévoit que les GRT de l'Union européenne doivent mettre en place une « coopération en ce qui concerne le fonctionnement sécurisé 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.
- (4) Les opérateurs du calcul de capacité tiendront compte toute la Zone d'Intérêt Commun (ci-après dénommée « ZIC ») de la CCR 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 CCR Italie Nord concluront un accord avec les Contreparties Techniques concernées. 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 CCR Italie Nord et la Contrepartie Technique inclura les dispositions de la méthodologie ID CCC et s'assurera que la Contrepartie Technique est liée contractuellement par les mêmes obligations que celles reposant sur les GRT de la CCR Italie Nord en vertu des règlements de l'UE. Un tel accord fixera les obligations et responsabilités mutuelles de la Contrepartie Technique avec les GRT de la CCR Italie Nord liés au processus de calcul de la capacité sur tous les éléments de la Zone d'Intérêt Commun. Assurer une utilisation

optimale de l'infrastructure de transport et garantir la sécurité opérationnelle sont des tâches faisant partie des objectifs de la coopération dans l'allocation de la capacité et la gestion de la congestion, qui sont inscrites à l'Article 3 du Règlement CACM et exigent l'inclusion des éléments de réseau des Contreparties Techniques dans le processus de calcul de capacité de la CCR Italie Nord. L'objectif du Règlement CACM est de coordonner et d'harmoniser le calcul et l'allocation de la capacité sur les marchés transfrontaliers journaliers et infrajournaliers. Pour faciliter la réalisation de ces objectifs et mettre en œuvre le couplage unique journalier et infrajournalier, les GRT doivent calculer de manière coordonnée la capacité d'échange entre zones disponible. Conformément aux exigences du Règlement CACM, les GRT de la CCR Italie Nord s'efforceront de coopérer avec les Régions de Calcul de Capacité (ci-après dénommées « CCR ») connectées à la CCR 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(1), du Règlement CACM constitue la base juridique de cette méthodologie et définit plusieurs exigences particulières dont la Méthodologie ID CCC doit tenir compte :
« 1. *La proposition de méthodologie commune de calcul de la capacité relative à une région pour le calcul de la capacité déterminée conformément à l'Article 20(2) doit comprendre 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) n° 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 de la capacité de transport nette 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'efficience et de la sécurité d'exploitation. »*
- (7) *L'Article 20(1) du Règlement CACM définit l'approche à utiliser pour les méthodologies communes de calcul de la capacité comme une « approche fondée sur les flux » et l'Article 20(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 (CE) 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 CCR Italie Nord se sont accordés sur une première version de la méthodologie ID CCC proposant d'appliquer une méthodologie de capacité de transport nette coordonnée comme solution intermédiaire pour le calcul de capacité au sein de la CCR Italie Nord, sans porter préjudice à la future mise en œuvre de l'approche fondée sur les flux définie comme méthodologie cible pour la CCR Italie Nord selon l'Article 20(1) du Règlement CACM.*
- (9) *La première version de la méthodologie ID CCC a été soumise aux ARN de la CCR Italie Nord conformément à l'Article 9(7)(a), du Règlement CACM et a été approuvée par ces mêmes ARN le 25 novembre 2019.*
- (10) *L'Article 2(8), du Règlement CACM définit l'approche de la capacité de transport nette coordonnée comme la « 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) *Conformément à la définition de l'Article 2(11) du Règlement CACM, la tâche du calcul de capacité d'échange entre zones, au niveau régional ou supérieur, correspond à l'opérateur du calcul coordonné de la capacité.*

- (12) L'Article 9(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 ID CCC 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(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(2), le présent paragraphe est réputé être 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(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, est déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion des congestions adoptée sur la base de l'Article 18(5), du Règlement (CE) n° 714/2009.*
- Le montant total 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(1), 15(2) et 15(4), ainsi que l'Article 16(9) du Règlement (UE) 2019/943 introduisent des exemptions temporaires possibles pour se conformer au niveau minimal de capacité défini dans l'Article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943 au travers de plans d'actions et de dérogations.
- (15) L'Article 16(3), du Règlement (UE) 2019/943 décrit le processus de calcul de capacité et attribue le rôle d'opérateur du calcul coordonné de la capacité 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(1), point a), et l'Article 42(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(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 peuvent s'écarter 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(2). Dans un délai de 3 mois après la mise en service des centres de coordination régionaux en vertu de l'Article 35(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(7), ou dans une mise à jour d'un plan d'action existant. »

- (16) L'Article 16(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 d'échange entre zones sont mis à la disposition des acteurs du marché qui respectent les standards de sécurité pour une exploitation sécurisée du réseau. Les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour optimiser les capacités disponibles et 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 ID CCC contribue à la réalisation des objectifs de l'Article 3 du Règlement CACM et ne l'entrave en aucun cas.

L'Article 3, point a) du Règlement CACM vise à promouvoir une concurrence effective dans la production, les marchés de gros et la fourniture d'électricité.

La méthodologie ID CCC 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 congestions, qui contribue à l'efficacité du couplage unique intrajournalier. L'établissement d'un processus commun et de processus coordonnés pour calculer la capacité pour l'échéance du marché intrajournalier contribue à l'atteinte de cet objectif.

L'Article 3, point b) du Règlement CACM vise à assurer l'utilisation optimale des infrastructures de transport.

La méthode ID CCC 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, point c) du Règlement CACM vise à garantir la sécurité d'exploitation.

La méthodologie ID CCC 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 intrajournalier au niveau régional afin de garantir sa fiabilité.

L'Article 3, point 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 l'opérateur du calcul coordonné de la capacité, la Méthodologie ID CCC contribue à atteindre l'objectif

d'optimisation du calcul et de l'allocation de la capacité d'échange entre zones.

L'Article 3, point g) du Règlement CACM vise à contribuer à la gestion et au développement efficaces 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 CCR 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 ID CCC contribue aux objectifs généraux du Règlement CACM.

Article 1 – Objet et champ d’application

1. La méthodologie ID CCC comme déterminée dans le présent document est la méthodologie pour le calcul commun de capacité en vue de l’allocation de capacité à l’échéance infrajournalière de la CCR Italie Nord, conformément à l’Article 21 du Règlement CACM. La version précédente de la méthodologie ID CCC approuvée par les ARN de la CCR Italie Nord le 24 juillet 2020 est abrogée.
2. 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 de la capacité.

Article 2 – Définitions et interprétation

1. Aux fins de la méthodologie ID CCC, les termes utilisés ont la signification qui leur est attribuée à l’Article 2 du Règlement (CE) 2013/543, à l’Article 2 du Règlement CACM et à l’Article 2 du Règlement (CE) 2019/943.
2. En outre, les définitions suivantes s’appliquent :
 - a. « APG » désigne Austrian Power Grid AG, gestionnaire de réseau autrichien ;
 - b. « frontière AT-IT » désigne la frontière de zone de dépôt des offres entre l’Autriche et l’Italie ;
 - c. frontière « CH-IT » désigne la frontière de zone de dépôt des offres entre la Suisse et l’Italie ;
 - d. « ELES » désigne ELES, d.o.o., gestionnaire de réseau slovène ;
 - e. « direction export » désigne le calcul commun de capacité dans la situation où au moins un pays limitrophe pourrait importer de l’électricité depuis l’Italie ;
 - 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’Électricité, 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(2) du Règlement CACM.
3. Définition des acronymes

CC	Calcul de capacité
CCC	Calcul commun de capacité
MCR	Modèle commun de réseau
CGMES	Modèle d’information commun pour les échanges de modèles de réseau
ECR	Élément critique de réseau
ECRA	Élément 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 spécification d’un aléa.
CRA	Curative Remedial Action (Action corrective curative)
J-2	Deux jours avant le jour de livraison
MRI J-2	Modèle de Réseau Individuel J-2
MRCJ	Modèle de Réseau Commun Journalier
ID	Infrajournalier

MRCI	Modèle de Réseau Commun Infrajournalier
IDCM	Modèle de couplage infrajournalier
MRI	Modèle de réseau individuel
MACZT	Marge disponible pour les échanges entre zones
MC	Couplage de marché
ESR	Élément surveillé de réseau
ODME	Opérateur désigné du marché de l'électricité
ARN	Autorité de Régulation Nationale
NTC	Capacité de transfert nette
ACP	Action corrective préventive
TD	Transformateur déphaseur
OAC	Optimisation des actions correctives
RSC	Regional Security Coordinator (Coordinateur régional de la sécurité)
SDAC	Couplage unique journalier
SSP	Schéma spécial de protection
MFT	Marge de fiabilité de transport
TTC	Capacité totale de transfert (de la CCR Italie Nord)
Ur	Incertitude de réglementation
Us	Incertitude de scénario
σ	Écart-type

4. Dans la présente méthodologie ID CCC, à moins que le contexte ne s'y oppose :
- le singulier inclut le pluriel et vice versa ;
 - les titres ont pour seul but de faciliter la consultation et n'influencent en rien l'interprétation de la présente méthodologie ; et
 - toute référence à la législation, aux règlements, directives, ordonnances, instruments, codes ou tout autre disposition comprend l'ensemble de ses modifications, extensions ou réadoptions en vigueur.

Article 3 Application de la présente méthodologie

1. Cette méthodologie s'applique uniquement à la méthodologie ID CCC commun basé sur l'approche de la capacité de transmission nette coordonnée au sein de la CCR Italie Nord. Afin d'éviter toute ambiguïté, les dispositions respectives ou pertinentes de cette méthodologie s'appliquent à toute Contrepartie Technique adéquate de la CCR Italie Nord, en vertu de contrats séparés comme mentionné à l'Article 1 ci-dessus. La méthodologie ID CCC reposant sur l'approche fondée sur les flux et les méthodologies CCC au sein des autres CCR 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 intrajournalier

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

Article 5 Méthodologie relative à la marge de fiabilité

1. Pour le CC effectué en ID, les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques doivent définir 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'échéance ID et le temps réel, pour l'unité de temps du marché considérée.

D'autres détails sur le calcul de la marge de fiabilité sont fournis à l'annexe I (D) : Calcul des chiffres de la MFT selon la méthodologie ID CCC.

2. La marge de fiabilité doit être définie comme une valeur fixe, similaire à celle décrite dans la méthodologie CCC J-2 élaborée conformément à l'Article 21 du Règlement CACM, jusqu'à l'achèvement de l'étude de la MFT décrite à l'Article 14(8) sur la marge de fiabilité.
3. Les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques doivent réexaminer une fois par an la marge de fiabilité pour l'ensemble de la CCR Italie Nord.¹

Article 6 Limites de sécurité opérationnelle, aléas et contraintes d'allocation

1. Pour le CC, chaque GRT de la CCR Italie Nord ou Contrepartie Technique doit fournir à l'opérateur du calcul de la capacité sa liste individuelle de ECRA créée à partir d'une liste d'aléas commune. L'opérateur du calcul coordonné de la capacité doit ensuite définir la liste initiale d'ECRA à prendre en compte dans le CC, en fusionnant les listes d'ECRA individuelles fournies par tous les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques en une seule liste.
2. Ensuite, l'opérateur du calcul coordonné de la capacité doit utiliser la liste initiale d'ECRA en application du paragraphe 1 pour créer la liste finale d'ECRA à prendre en compte 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 de temps 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 comprenant une ligne de raccordement en tant que ECR, les éléments nécessaires au processus de calcul ou au processus d'OAC (c'est-à-dire les mesures correctives topologiques) et les ECRA présentant une sensibilité aux échanges entre zones égale ou supérieure à 5 % sont surveillés pendant le processus de CC. La sensibilité est évaluée comme indiqué à l'Annexe I (C) : Calcul du CI pour les éléments critiques du réseau sélectionnés. Toute modification du seuil de sensibilité entraînera une modification de l'ensemble de la proposition de méthodologie ID CCC conformément à l'Article 9(13), du Règlement CACM.

¹ Comme convenu avec les ARN IN le 28/08/2023, il a été décidé de faire passer l'étude de la MFT au deuxième plan afin d'allouer les ressources disponibles à d'autres sujets tels que la mise à jour du concept LTTC, l'optimisation des processus opérationnels et la fusion des régions Core et Italie Nord.

4. Les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques peuvent également définir une liste d'éléments surveillés de réseau (ESR) qui sont influencés par l'application d'actions correctives pertinentes vis-à-vis des échanges entre zones, conformément aux Articles 75 et 76 du Règlement (EU) 2017/1485, mais qui ne sont pas influencés significativement par les échanges entre zones. Ces ESR doivent être surveillés uniquement durant l'OAC. La charge supplémentaire, résultant de l'application des AC, sur ces éléments surveillés, peut être limitée pendant l'OAC, conformément à l'Article 8(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'énergie sur les ECR surveillés par le processus de CC sont influencés par les échanges entre zones de CCR différentes, les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques devront définir des règles pour partager les capacités de flux d'énergie des ECR entre les différentes CCR dans le but d'accommoder ces flux. Ces règles seront détaillées en coopération avec les autres CCR lors de la phase de mise en œuvre de cette méthodologie.
7. Les GRT de la CCR 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 la capacité doit utiliser les ECRA conformément à l'Article 7(3) pour le CC effectué au sein de la CCR 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, conformément à l'Article 2(6), du Règlement CACM.
10. Les contraintes de rampe, qui sont nécessaires pour éviter de grandes variations des programmes d'échange entre une MTU et la suivante, susceptibles de mettre en danger la sécurité du réseau pendant les opérations en temps réel, sont exprimées par des contraintes d'allocation.
11. En tant que solution temporaire, les contraintes d'allocation mentionnées à l'Article 6(9) et 6(10) seront directement appliquées aux résultats du calcul réalisé par l'opérateur de calcul de la capacité, en utilisant des contraintes de calcul. 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(5) et 12(6). Une fois que l'algorithme de couplage de marché sera pleinement capable de gérer les contraintes d'allocation conformément à la définition donnée à l'Article 2(6) du Règlement CACM, les contraintes de calcul seront abandonnées en faveur des contraintes d'allocation appropriées conformément à l'Article 2(6) du Règlement CACM.
12. Les contraintes d'allocation seront données avec un niveau de discrétisation de 50 MW.

Article 7 Clés de calcul de la variation de la production

1. Les GRT de la CCR Italie Nord doivent définir 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 MRI, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché.
3. TERNA définit les clés de variation de la production en fonction d'une liste de préséance

économique pour chaque unité de temps du marché avec tous les groupes de production attendus dans son MRI, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché :

4. ELES définit les clés 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 MRI, afin de refléter sa meilleure prévision concernant le comportement du marché.
5. APG définit les clés 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 MRI, 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 varient 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 CCR Italie Nord ont la possibilité d'utiliser des nœuds appartenant à des GRT non participant pour la variation durant la période hivernale (du 1er octobre au 30 avril).

Article 8 Actions correctives dans le calcul de la capacité

1. Les GRT de la CCR Italie Nord doivent définir les actions correctives conformément à l'Article 25 du Règlement CACM.
2. Chaque GRT de la CCR Italie Nord doit définir individuellement les actions correctives nécessaires pour sa zone de responsabilité à rendre disponible pour l'ID CCC au sein de la CCR Italie Nord.
3. Les actions correctives disponibles sont celles qui peuvent être activées de façon coordonnée par les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques tout en assurant la sécurité opérationnelle.
4. Les actions correctives que chaque GRT de la CCR 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 CCR Italie Nord peuvent, entre autres, utiliser les actions correctives suivantes :
 - a. modification de la position du régleur d'un transformateur déphaseur ;
 - b. mesure de topologie : ouverture ou fermeture d'une ligne, d'un câble, d'un transformateur ou d'un coupleur de barre omnibus ;
 - c. commutation d'un élément de réseau d'un jeu de barre à l'autre ; ou
 - d. modification de la production.

Les mesures correctives données au processus CC sont évaluées quotidiennement par chaque GRT de la CCR Italie Nord.

5. Tous les types d'actions correctives peuvent être utilisés de manière préventive et/ou curative. Les SSP agiront seulement en curatif, après l'apparition d'une défaillance des éléments de réseau. Ainsi, il y a trois types différents d'actions correctives utilisés dans le cadre du processus de CC Italie-Nord :
 - a. ACP : elles correspondent opérationnellement aux actions correctives à mettre en œuvre indépendamment de l'occurrence de toute indisponibilité pour décharger le réseau. Elles sont également mises en œuvre dans le MCR.
 - b. CRA : chaque CRA est associée à une indisponibilité donnée et appliquée après l'apparition de l'indisponibilité. 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 l'indisponibilité de deux lignes parallèles). Ils sont pris en compte pendant le processus de CC, mais ne sont pas mis en œuvre dans le modèle.

6. Les actions correctives utilisées de manière préventive sont mises en œuvre dans le MCR final du CC. Leur application pendant les délais de sécurité opérationnelle ultérieurs (MRCI et temps réel) est évaluée sur la base de l'analyse de sécurité en tenant compte des dernières informations sur le réseau et conformément aux méthodologies à définir conformément aux Articles 75 et 76 du Règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport d'électricité.
7. Conformément à l'Article 6(4), chaque GRT de la CCR Italie Nord peut définir une liste d'ESR. 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, y compris les aléas, 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 CCR Italie Nord informe, en temps utile, l'opérateur du calcul de capacité, en cas de modification de ses actions correctives au sein de la CCR Italie Nord afin de garantir un CC efficace.
9. Les GRT de la CCR Italie Nord doivent se coordonner entre eux concernant 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 CCR Italie Nord ou Contrepartie Technique doit s'assurer que les actions correctives disponibles après le CC sont suffisantes pour assurer la sécurité opérationnelle. De plus, tous les GRT de la CCR Italie Nord doivent s'assurer 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 du marché doivent être considérées pour les échéances suivantes. Tous les GRT de la CCR Italie Nord et toutes les 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 SOGL.

Article 9 Calcul de la capacité infrajournalière

1. Conformément à l'Article 8 du Règlement CACM, les GRT de la CCR Italie Nord calculent les capacités d'échange entre zones pour chaque frontière de zone de dépôt des offres de la CCR Italie Nord.
2. Les GRT de la CCR Italie Nord fournissent, en temps utile, à l'opérateur du calcul de la capacité, les informations les plus récentes concernant les réseaux de transport pour le CC débuté en fin de journée du J-1.
3. L'opérateur du calcul de la capacité utilise le MCR construit conformément à l'Article 28 du Règlement CACM 6 mois au plus tard après la mise en œuvre de la Méthodologie relative au MCR élaborée conformément à l'Article 17 du Règlement CACM, à condition que les outils nécessaires soient développés, et que la compatibilité soit assurée.
4. Avant d'utiliser le MCR élaboré conformément à l'Article 28 du Règlement CACM, le MCR est

créé en fusionnant le jeu de données complet des MRCI qui contient les jeux de données uniques des MRI des GRT participants et non-participants.

5. La direction d'importation vers l'Italie est toujours considérée comme la direction de marché primaire. Par conséquent, un calcul dans la direction d'importation depuis tous les pays concernés vers l'Italie est toujours effectué. La capacité d'exportation depuis l'Italie pour chaque frontière est principalement réévaluée tous les ans, et cette valeur est utilisée pour l'allocation journalière. En raison d'une probabilité grandissante d'exportation depuis l'Italie vers une ou plusieurs frontières, les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques ont établi une feuille de route pour la mise en œuvre d'un processus de CC dans la direction d'exportation depuis l'Italie. Ceci inclut également une méthode de détermination de la direction de marché la plus probable selon des critères spécifiques. En cas d'exportations prévues 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 CCR Italie du Nord et les Contreparties Techniques doivent mettre en œuvre ce processus de calcul de capacité selon la feuille de route prévue à l'Article 13(5) de la présente méthodologie.
6. Le CC est réalisé par l'opérateur du calcul de la 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 MCR, en tant compte des contraintes définies à l'Article 6 ;
 - b. OAC pour sécuriser le MCR ;
 - c. lorsque le MCR est sécurisé, augmentation des échanges entre l'Italie et les pays concernés tel qu'expliqué à l'Annexe I (B) : Approche itérative pour le calcul de la TTC.
7. L'objectif de l'OAC est de trouver un jeu optimal d'actions correctives pour sécuriser le MCR. 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 les sensibilités.
8. Tant que la solution temporaire décrite à l'Article 6(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 calcul de la capacité journalière et conformément à l'Article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943, n'a pas été atteint à l'échéance J-2, l'opérateur du calcul de capacité doit s'assurer que la TTC calculée atteint le niveau de capacité minimal en utilisant la quantité nécessaire d'actions correctives parmi celles engagées par les GRT de la CCR Italie Nord. Conformément à l'Article 16(3) du Règlement (UE) 2019/943, si les actions correctives disponibles ne sont pas suffisantes pour atteindre la capacité minimale susmentionnée tout en respectant les limites de sécurité opérationnelle, l'opérateur du calcul de la capacité pourra, comme mesure de dernier recours, engager des actions coordonnées visant à réduire les capacités d'échange entre zones.
10. La capacité minimale selon le paragraphe 9 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 (CE) 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 (CE) 2019/943. Les GRT de la CCR Italie Nord affectés par de telles dérogations ou de tels plans d'actions doivent informer tous les ARN de la CCR 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 conformément aux paragraphes 9 et 10 est calculé comme

décrit dans l'Annexe III de la méthodologie CCC J-2.

12. L'opérateur du calcul de la capacité doit définir les valeurs de capacité de transfert totale pour chaque heure. Ces valeurs sont fournies aux GRT de la CCR Italie Nord et aux Contreparties Techniques par le biais de contrats séparés, 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 CCR Italie Nord et aux 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 CCR Italie Nord doivent, en coopération avec les opérateurs du calcul de capacité, délivrer un rapport annuel aux ARN de la CCR Italie Nord décrivant les différences significatives entre les valeurs calculées.
14. Le calcul des NTC pour chaque frontière s'effectue selon les étapes suivantes :
 - a. sélection de la TTC : dans ce sous-processus, la valeur de la TTC est forcée à être supérieure à une valeur minimale de capacité de transfert totale basse (LTTC) correspondant à la capacité préalablement allouée (programme ID) plus la MFT ;
 - b. Validation de la TTC, conformément à l'Article 9 ;
 - c. Calcul de la NTC par frontière : la plus petite valeur fournie par le sous-processus de validation de la TTC est retenue, puis réduite par la MFT, et ensuite divisée entre les frontières selon les facteurs de répartition. Cette étape tient compte des droits à long terme par frontière déjà alloués.
15. Lors de la période DA, en cas de situation critique du réseau déclarée, pour des raisons d'adéquation, par un ou plusieurs GRT de la région Italie Nord, une procédure opérationnelle (procédure de situation tendue) est appliquée conformément à la procédure opérationnelle DA prévue de ENTSO-E pour de telles situations. Dans ce cas, les nouvelles NTC convenues dans l'ensemble de la région pour garantir l'adéquation minimale requise seront les valeurs finales du processus ID CC pour les heures où la procédure a été déclenchée.
16. Conformément à l'Article 58 du Règlement CACM, l'opérateur du calcul de la capacité et les GRT de la CCR Italie Nord s'assurent que les ODME concernés reçoivent les NTC validées pour chaque frontière de la zone de dépôt des offres de la CCR Italie Nord après application de la marge de fiabilité définie conformément à l'Article 5.
17. 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 reposant sur la méthodologie décrite dans l'Annexe I (C) : Calcul du CI pour les éléments critiques du réseau sélectionnés.

Article 10 Méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre zones

1. Les GRT de la CCR Italie Nord valident les capacités d'échange entre zones calculées par l'opérateur du calcul coordonné de la capacité de la CCR Italie Nord.
2. L'opérateur du calcul coordonné de la capacité met à la disposition des GRT de la CCR Italie Nord le modèle de réseau commun dans tous les scénarios, pour l'unité de temps du marché concernée.
3. Les GRT de la CCR Italie Nord valident les capacités d'échange entre zones calculées par l'opérateur à l'aide du modèle de réseau fourni conformément à l'Article 9(2).
4. Si l'une des situations suivantes compromet la sécurité d'exploitation, les GRT de la CCR Italie

Nord doivent évaluer et valider une valeur de capacité sécurisée.

- a. Aléas ou éléments critiques du réseau manquants dans la liste des ECRA à surveiller dans le processus de CC ;
 - b. Erreur identifiée dans la modélisation des MRI, GSK ou MRC (par exemple une erreur de topologie) ;
 - c. Indisponibilité non planifiée ou défaillance d'un élément dans le réseau respectif du GRT ;
 - d. Problème avec les outils utilisés dans le processus de CC ;
 - e. Prévision de changements significatifs dans la distribution des flux résultant de grandes différences entre la prévision lors de l'ID CC et le résultat de marché attendu en temps réel (par exemple un changement des positions nettes ou des directions de marché), qui ne sont pas couvertes par l'incertitude statistique liée à la MFT.
 - f. La NTC résultante dépasse la limite thermique des éléments transfrontaliers
5. Lorsqu'un ou plusieurs GRT de la CCR Italie Nord ne valident pas la capacité d'échange calculée entre zones, le ou les GRT concernés doivent fournir 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 CCR Italie Nord.
6. Si un GRT de la CCR Italie Nord réduit la capacité d'échange calculée entre zones lors de l'étape de validation, la localisation, le volume de la réduction ainsi que d'autres détails concernant la réduction doivent être enregistrés.

Article 11 Procédures de repli

1. Avant chaque CC effectué en ID, les GRT de la CCR Italie Nord s'assurent que l'opérateur du calcul coordonné de la capacité dispose des capacités déjà allouées pour l'échéance infrajournalière.
2. Pour le CC effectué en ID, 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 CCR Italie Nord doivent valider 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 CCR Italie Nord le cas échéant, fournit la valeur coordonnée aux ODME concernés.

Article 12 Publication des données

1. Les GRT de la CCR Italie Nord et les Contreparties Techniques publieront les données du CC pertinentes suivantes :
 - a. Pour chaque heure de référence et ECRA :
 - i. Pas de temps de l'heure associée ;
 - ii. Dénomination claire et code EIC de l'ECR et de l'aléa ;
 - iii. Flux maximal d'un ECR (FMAX) ;
 - iv. Flux de référence dans le scénario de base (FREF) ;
 - v. Sensibilité utilisée pour la sélection des ECRA et calculée conformément à l'annexe I (C) ;
 - vi. Flux final à l'issue du processus de CC (FNTC) ;
 - vii. Indicateur binaire si le ECRA a limité le domaine NTC ;
 - viii. CI de zone à zone pour toutes les frontières (Italie – France, Italie – Suisse, Italie – Autriche, Italie – Slovaquie) calculés dans le scénario de base (CIREF) ;
 - ix. CI de zone à zone pour toutes les frontières (Italie – France, Italie – Suisse, Italie – Autriche, Italie – Slovaquie) calculé à l'issue du processus de CC (CINTC) ;
 - x. MACZT au sein de la CCR IN (MCCC) ;
 - xi. MACZT hors de la CCR IN (MNCC) ;
 - xii. Total MACZT ;
 - xiii. Marge de fiabilité des flux (FRM) ;

- xiv. Flux après nominations long terme (FLT_N) ;
 - xv. Marge disponible restante (RAM) ;
 - xvi. Ajustement pour atteindre la RAM minimale (AMR) ;
 - b. Pour chaque unité de temps du marché et zone de dépôt des offres :
 - i. Charge verticale prévue ;
 - ii. Production prévue ;
 - iii. Position nette prévue ;
 - c. Valeur finale de NTC et ajustement des valeurs de la NTC pour atteindre les obligations de 70 %.
2. Pour l'année 2020 les données définies au paragraphe 1(a)(i) – (iii), (vii) et au paragraphe 2(b) sont publiées trimestriellement, dix jours ouvrés après la fin de chaque trimestre.
 3. À partir de 2021, toutes les données énumérées au paragraphe 1 sont publiées sur une base quotidienne, parallèlement à la fourniture aux ODME des valeurs de capacité d'échange entre zones. Jusqu'à la mise en œuvre d'une méthodologie commune de CC coordonné reposant sur l'approche fondée sur les flux visée à l'Article 14(3), les données définies au paragraphe 2, point a), sous xiii) à xvi), sont complétées par des valeurs d'entrée nulles. Jusqu'à la mise en œuvre d'un processus régional d'ajustement de la capacité minimale et de la sélection des ECRA visés à l'Article 14(4), si les données définies au paragraphe 2(a)(iv), (v)(viii)– (xii), ne sont pas disponibles, la déclaration sera remplie avec des valeurs d'entrée nulles.
 4. Comme indiqué à l'Article 6(11), tant que la contrainte d'allocation est appliquée aux résultats du calcul effectué par l'opérateur du calcul de la capacité, la capacité non contrainte sera également publiée. Jusqu'à ce que la contrainte d'allocation soit transférée à l'algorithme Euphemia, la capacité non contrainte sera fournie sur une base trimestrielle (pour 2020 avec les données visées au paragraphe 3) ; par la suite, la capacité non contrainte sera fournie sur une base journalière (à partir de 2021 avec les données visées au paragraphe 4).
 5. Concernant les contraintes de tension et de stabilité visées à l'Article 6(9), pour chaque unité de temps du marché, les GRT de la CCR Italie Nord publieront au minimum les éléments suivants :
 - a. la charge totale prévue 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 CCR Italie Nord publieront également une fonction permettant d'estimer la dépendance croisée entre le niveau de la contrainte d'allocation et les paramètres énumérés ci-dessus.
 6. À partir du 1er 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'une API (interface de programmation). Jusqu'à la fin de l'année 2020, les GRT de la CCR Italie Nord peuvent utiliser différentes solutions : pour chacune des plateformes qu'ils ont l'intention d'utiliser, un document décrivant l'endroit où l'ensemble des données peuvent être retrouvées à partir de chaque plateforme doit être publié.

Article 13 Obligations de rapport

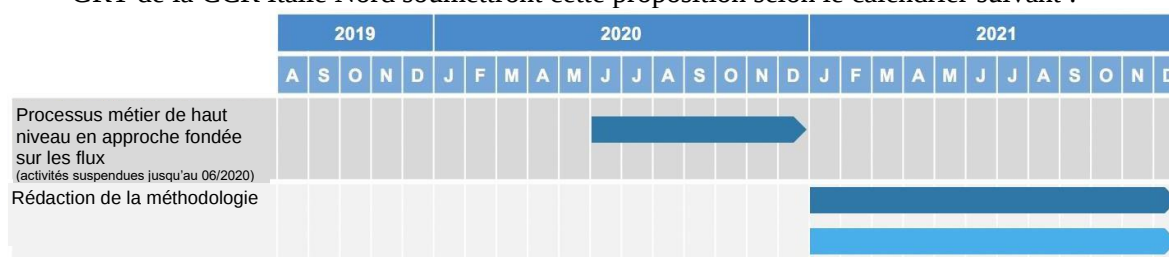
1. Conformément à l'Article 26(5) du Règlement CACM, l'opérateur de calcul coordonné de la capacité prépare un rapport décrivant toutes les réductions effectuées lors de la validation de la capacité d'échange entre zones, comprenant toutes les informations mentionnées à l'Article 10(6). Le rapport doit être envoyé à toutes les autorités de régulation de la CCR Italie Nord sur une base trimestrielle, 45 jours ouvrables après la fin de chaque trimestre.
2. Conformément à l'Article 16(3) du Règlement (CE) 2019/943, l'opérateur de calcul coordonné de

la capacité établit un rapport décrivant toutes les réductions effectuées à la suite d'un manque d'actions correctives suffisantes. Le rapport est envoyé à toutes les ARN et à l'ACER sur une base trimestrielle, 45 jours ouvrables après la fin de chaque trimestre.

3. Les GRT de la CCR Italie Nord doivent préparer un rapport mentionnant toutes les unités de temps du marché pour lesquelles une ESR définie selon l'Article 6(4) a limité la capacité. Le rapport devra être envoyé à toutes les ARN de la CCR Italie Nord sur une base trimestrielle, dix jours ouvrables 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 proposition de méthodologie ID CCC

1. Les GRT de la CCR Italie Nord doivent publier la proposition de méthodologie ID CCC dans les meilleurs délais après approbation par toutes les ARN de la CCR Italie Nord.
2. La méthodologie ID CC est utilisée immédiatement après l'approbation par les ARN de la CCR 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 (12 h-24 h).
3. Les GRT de la CCR Italie Nord doivent développer une méthodologie commune de CC coordonné reposant sur une approche fondée sur les flux selon l'Article 20(3) du Règlement CACM. Les GRT de la CCR Italie Nord soumettront cette proposition selon le calendrier suivant :



Légende	
	Activité réservée aux GRT
	Activité réservée aux JSC

Les GRT pourront ajuster ce calendrier en fonction des dépendances avec d'autres livrables : dans ce cas les GRT doivent soumettre aux régulateurs de la CCR 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 CCR Italie Nord doivent respecter le délai de soumission de la proposition de méthodologie commune de CC coordonné reposant sur l'approche fondée sur les flux au plus tard dans les six mois suivants l'adhésion de la Suisse au couplage unique journalier, conformément à l'Article 20(3), du Règlement CACM.

4. Par dérogation à ce qui est défini au paragraphe 2, les GRT de la CCR Italie Nord devront mettre en œuvre les parties suivantes de la méthodologie ID CCC, selon le calendrier ci-dessous :

IDCC ²	Mise en œuvre prévue	Mise en œuvre effective
Calcul de la direction export Mise en œuvre	30/06/2021	29/11/2023
Sélection des ECRA Mise en œuvre	31/01/2021	06/05/2021

² La mise en œuvre de l'IDCC V2 (0-24) et la méthodologie de la marge de fiabilité ont été mises au deuxième plan, comme convenu par les ARN le 28/08/2023 et le 11/07/2024. Une plus grande priorité a été accordée à d'autres sujets tels que la mise à jour du concept LTTC, l'optimisation des processus opérationnels et la fusion des régions Core et Italie Nord.

Processus régional pour ajustement à la capacité minimale Mise en œuvre	31/03/2021	29/10/2021
Contraintes d'allocation Adaptation du processus IDCC pour la solution long terme	Dès que la demande de modification de l'algorithme est mise en œuvre et que les accords avec JAO sur la rente de congestion et la fermeté et la rémunération des droits de transfert de long terme sont mis à jour	17/02/2022

Les GRT de la CCR Italie Nord ont fourni à toutes les ARN de la CCR Italie Nord un rapport sur la mise en œuvre de la méthodologie ID CCC conformément au calendrier ci-dessus. Le rapport a été envoyé sur une base trimestrielle 10 jours ouvrables après la fin de chaque trimestre.

- Si les GRT de la CCR Italie Nord se trouvent dans l'incapacité de respecter l'une des échéances fixées dans le présent article, ils doivent en informer toutes les ARN de la CCR Italie Nord au moins six mois avant l'échéance concernée.

Article 15 – Langue

- La langue de référence de la présente Méthodologie ID CCC est l'anglais.
- Pour éviter toute ambiguïté, lorsque les GRT de la CCR Italie Nord doivent traduire la présente Méthodologie ID CCC dans leurs langues nationales, en cas d'incohérence entre la version anglaise publiée par les GRT de la CCR Italie Nord conformément à l'Article 9(14), du Règlement CACM et toute version rédigée dans une autre langue, les GRT de la CCR Italie Nord sont tenus d'éliminer toute incohérence en fournissant une traduction révisée de la présente Méthodologie ID CCC à leurs autorités de régulation nationales compétentes.

Annexe I : Explication technique

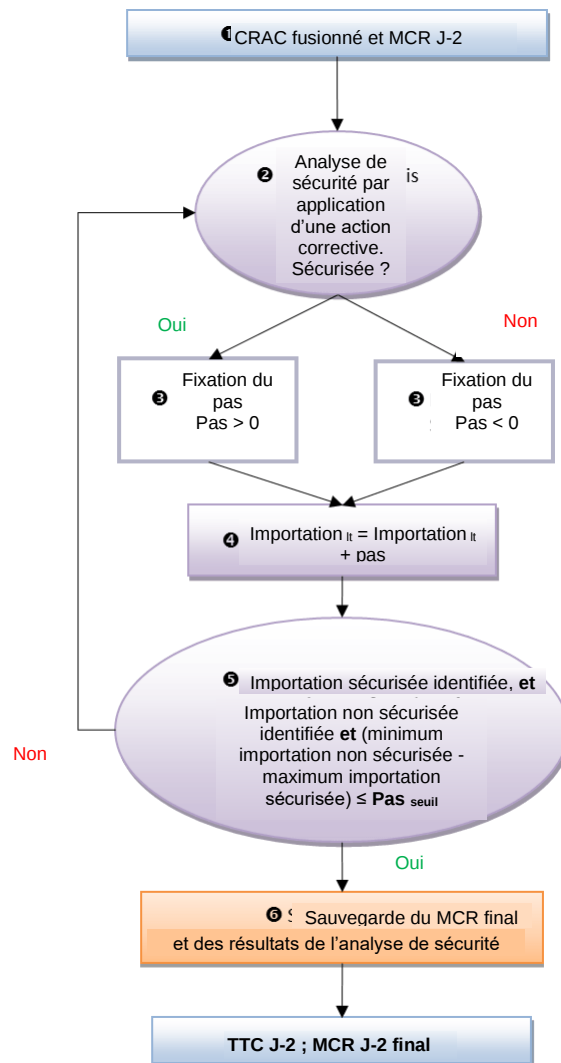
A. Algorithme de charge-flux

Le processus CC est réalisé à l'aide d'algorithmes charge-flux en courant alternatif (CA) (disponibles dans la littérature technique), en tenant compte des limites de capacité de puissance réactive des générateurs.

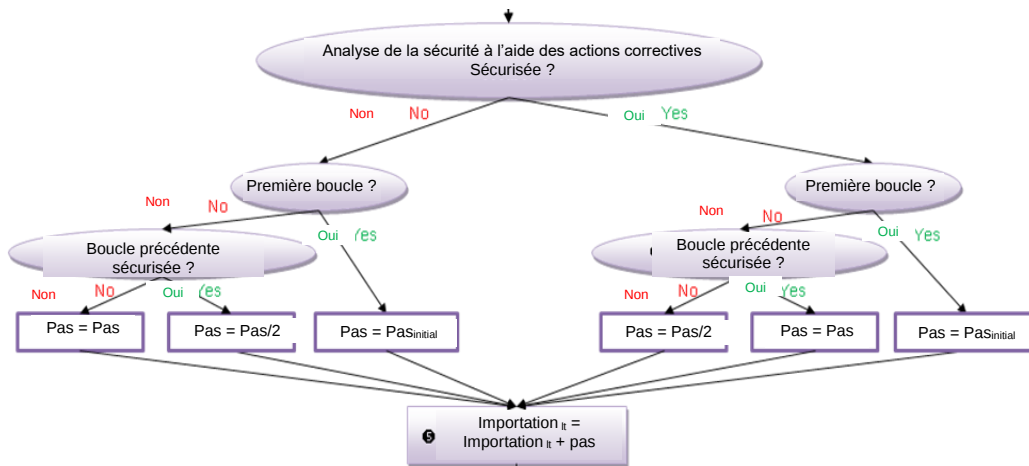
B. Approche itérative pour le calcul de la TTC

L'étape de CC peut être décrite comme un calcul par dichotomie. L'opérateur de calcul coordonné de capacité définira un niveau de capacité de départ et vérifiera si ce niveau d'échange permet au réseau de transport d'être exploité dans ses limites de sécurité opérationnelle (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 sécurisé ou peut le devenir en optimisant les actions correctives, l'opérateur du calcul de la capacité testera ensuite une valeur plus élevée de la TTC. Dans le cas contraire, il testera une valeur de la TTC comprise entre les valeurs de la TTC sécurisée et non sécurisée jusqu'à atteindre la dernière valeur de la TTC sécurisée. Le critère d'arrêt de l'optimisation consiste à déterminer le dernier niveau sécurisé et le premier niveau non sécurisé d'importation. Une fois que les deux sont déterminés, le dernier niveau d'importation sécurisée est considéré comme l'importation italienne maximale.



La dichotomie est paramétrée avec un pas de 50 MW pour optimiser la capacité offerte au marché tout en réduisant le temps de calcul. Si l'on considère que les actions correctives optimales ont été appliquées à chaque étape du CC, l'approche par dichotomie garantit que la solution finale est de moins de 50 MW sous-optimale par rapport à l'importation italienne maximale absolue.

C. Calcul du CI pour les éléments critiques de réseau sélectionnés

Les éléments critiques de réseau sont sélectionnés sur la base de leur sensibilité aux échanges électriques entre zones, évalués par une matrice *CI*. Les éléments de cette matrice représentent l'influence d'un échange commercial entre des zones de dépôt des offres pour les combinaisons considérées d'ECRA. Le calcul de la matrice des *CI* est effectué sur la base du MCR et de la *GSK*.

Les *CI* des nœuds sont d'abord calculés par variation successive de l'injection au niveau de chaque nœud du MCR. Pour chaque variation nodale, l'effet sur la charge de chaque ECRA est surveillé et calculé³ 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 *GSK* 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.

Les *CI* peuvent être définis comme des *CI* zone-tampon ou zone-zone. Un *CIA_il* zone-tampon représente l'influence d'une variation de position nette sur un ECRA. Un *CIA_i->B_i* zone-zone représente l'influence d'une variation d'un échange commercial de A vers B sur un ECRA *i*. Le *CIA_i->B_il* zone-zone peut être lié aux *CI* zone-tampon comme suit :

$$CIA_{i \rightarrow B_i} = CIA_{i,l} - CIB_{i,l} \quad \text{Équation 1}$$

Les *CI* zone-zone doivent être transitoires, c'est-à-dire que

$$CIA_{i \rightarrow C,i} = CIA_{i \rightarrow B_i} + CIB_{i \rightarrow C,i} \quad \text{Équation 2}$$

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

³Dans ce calcul de charge-flux, la variation de l'injection au nœud considéré est équilibrée par une fonction inverse de l'injection

Une fois que tous les $CIA \rightarrow B, i$ sont calculés pour chaque élément i , tous les éléments qui satisfont à la condition :

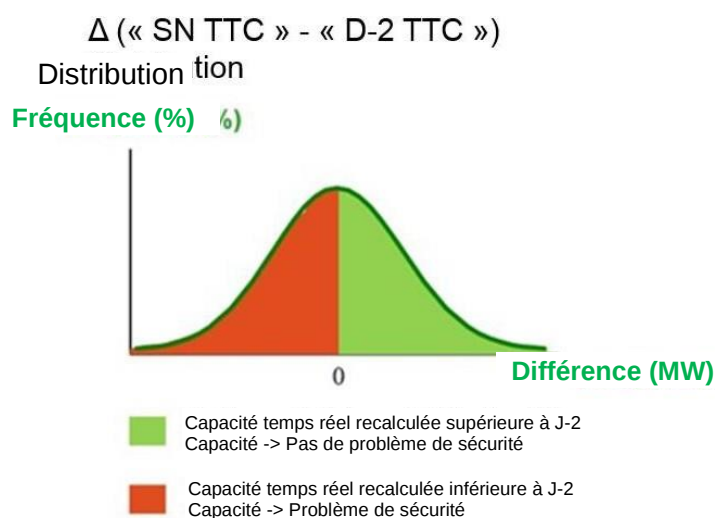
$$CIFR \rightarrow IT, i * SFFR-IT + CICH \rightarrow IT, i * SFCH-IT + CIAT \rightarrow IT, i * SFAT-IT + CISI \rightarrow IT, i * SFSI-IT \geq \text{seuil}$$

peuvent être classés comme ECRA significativement impactés par les échanges entre zones de la CCR Italie Nord, où SF_{j-IT} représente le facteur de répartition de la frontière $j-IT$, conformément à la méthodologie de variation appliquée pendant le CC.

D. Calcul de la MFT

Le processus de détermination de MFT1 peut être décrit comme suit :

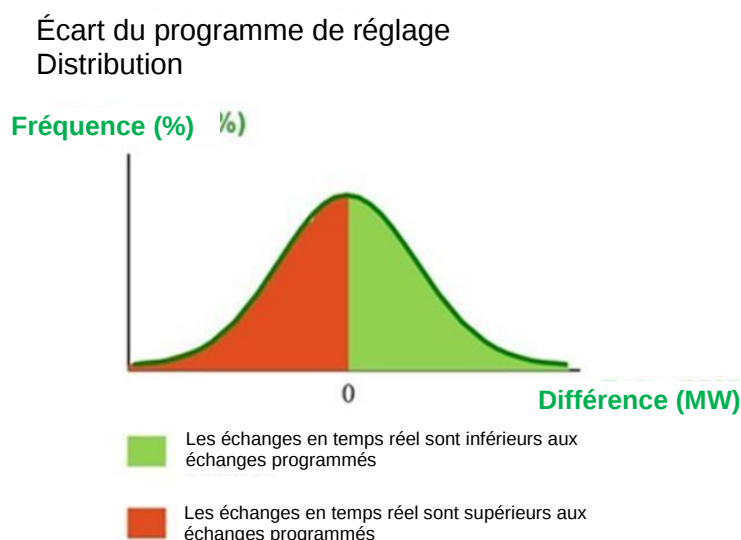
- Étape 1 : définition de la période statistique : une année complète.
- Étape 2 : exclusion des pas de temps (PT) de la période statistique qui sont inutiles pour l'étude (par exemple, les PT où aucun CC n'a été effectué, etc.).
- Étape 3 : extraction des données suivantes pour tous les PT sélectionnés :
 - TTC ID sans plafond/plancher (désigné par « TTC ID »),
 - le MCR en temps réel pour le PT sélectionné,
 - réduction des facteurs de répartition.
- Étape 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 défini d'ECRA. Ensuite, il est nécessaire de calculer toutes les différences entre les TTC ID et temps réel (« TTC TR » – « TTC ID ») et de représenter les différences sous forme de courbe de distribution.



MFT1= incertitudes liées à la prévision

Le processus de détermination de MFT2 peut être décrit comme suit :

- Étape 1 : définition de la période statistique : une année complète.
- Étape 2 : pour la période statistique, extraction de l'erreur du programme de réglage pour la zone de contrôle italienne (différence entre le programme planifié et l'échange physique réel au niveau de l'interconnexion nord-italienne). Il est possible d'utiliser des valeurs moyennes sur une minute.
- Étape 3 : représentation de ces différences sous forme de courbe de distribution :



MFT2= écart involontaire

Une fois les fonctions de distribution MFT1 et MFT2 calculées (f_{MFT1} et f_{MFT2} , respectivement), la fonction de répartition MFT(f_{MFT}) peut être calculée comme la convolution des fonctions de répartition susmentionnées :

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

La MFT est définie comme un percentile de la convolution des fonctions de répartition des deux variables MFT1 et MFT2, avec un niveau de risque inférieur à 10 % (par exemple le 90e percentile signifie un risque de 10 %, le 99e percentile un risque de 1 %). Lors de la définition du percentile et du niveau de risque, il convient de tenir compte des expériences historiques (par exemple, MFT de 500 MW).

E. Clé de variation de la production et de la charge

Le fichier GSK est défini pour :

- une zone ;
- un intervalle de temps : La GSK est affectée à des heures spécifiques du jour pour modéliser les différences entre les conditions de pointe et de base par le GRT.

Les clés de variation de la production et de la charge 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 résultant de la variation de production, les GRT définissent à la fois des clés de variation de production (GSK) et les clés de variation de la charge (LSK), où les GSK sont une liste précisant les unités de production qui doivent contribuer à la variation, et les LSK sont une liste précisant les charges qui doivent contribuer à la variation, de sorte à tenir compte de la contribution des unités de production connectées à des niveaux de tension

inférieurs (implicitement contenues dans les charges des nœuds connectés au réseau 220 kV et 400 kV). Chaque GRT peut décider comment représenter sa meilleure clé de variation de la production. Si des GSK et des LSK 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 charge

La somme de G(a) et L(a) pour chaque zone doit être égale à 1 (c'est-à-dire 100 %).

Définition des nœuds de GSK et LSK :

La liste des nœuds GSK contient un ou plusieurs nœuds définis par :

- le nom du nœud UCTE
- 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 prises en charge par le processus :

- *Proportionnelle :*

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

- Pg(n) Production active au nœud n, appartenant à la zone a (nœuds n définis dans la liste de GSK) ou
- Pl(n) Consommation active au nœud n, appartenant à la zone a

(nœuds n définis dans la liste de LSK). La participation du nœud n à la variation,

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

parmi les nœuds de production sélectionnés (GSK) est donnée par la formule :

La participation du nœud n à la variation, parmi les nœuds de charge sélectionnés (LSK) 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/charge définis (nœuds PV ou PQ) 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 charge au nœud n, appartenant à la zone a

La participation du nœud n à la variation, parmi les nœuds de production sélectionnés (GSK) 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 du nœud n à la variation, parmi les nœuds de charge sélectionnés (LSK) est donnée par la formule :

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

- *Réserve :*

Toutes les centrales de production choisies pour la variation sont modifiées proportionnellement à leur capacité restant disponible, comme présenté ci-après dans les équations (1) et (2).

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

$$P_i^{dec} = P_i + \Delta E \cdot \frac{P_i^{min} - P_i}{\sum_{i=1}^n (P_i^{min} - P_i)} \quad (2)$$

Où :

P_i = Production électrique réelle.

P^{min} = Production électrique minimale.

P^{max} = Production électrique maximale.

ΔE = Variation d'énergie à répartir.

P^{inc} = Nouvelle production électrique après la variation positive.

P^{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 GSKhausse ou GSKbaisse, 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 de « réserve ».

Les clés de répartition de la production pour la CCR Italie Nord sont déterminées individuellement par chaque GRT sur la base des dernières informations disponibles sur les unités de production et sur les charges.

F. Activités et horaires du processus

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

ID	Activité	Heure de début	Heure de fin
001	Les GRT de la CCR Italie Nord fournissent les données d'entrée à l'opérateur du calcul de capacité	-	02 h 15
002	Contrôle qualité des données d'entrée par l'opérateur du calcul de capacité	02 h 15	02 h 40
002	Fusion des données d'entrée, calcul de la TTC et transmission des résultats aux GRT de la CCR Italie Nord	02 h 40	07 h 00
003	Validation des résultats par les GRT de la CCR Italie Nord et calcul des NTC	07 h 00	09 h 30

Les temps intermédiaires peuvent être soumis à des ajustements dans le futur si cela est

Annexe II : Gestion des actions correctives

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

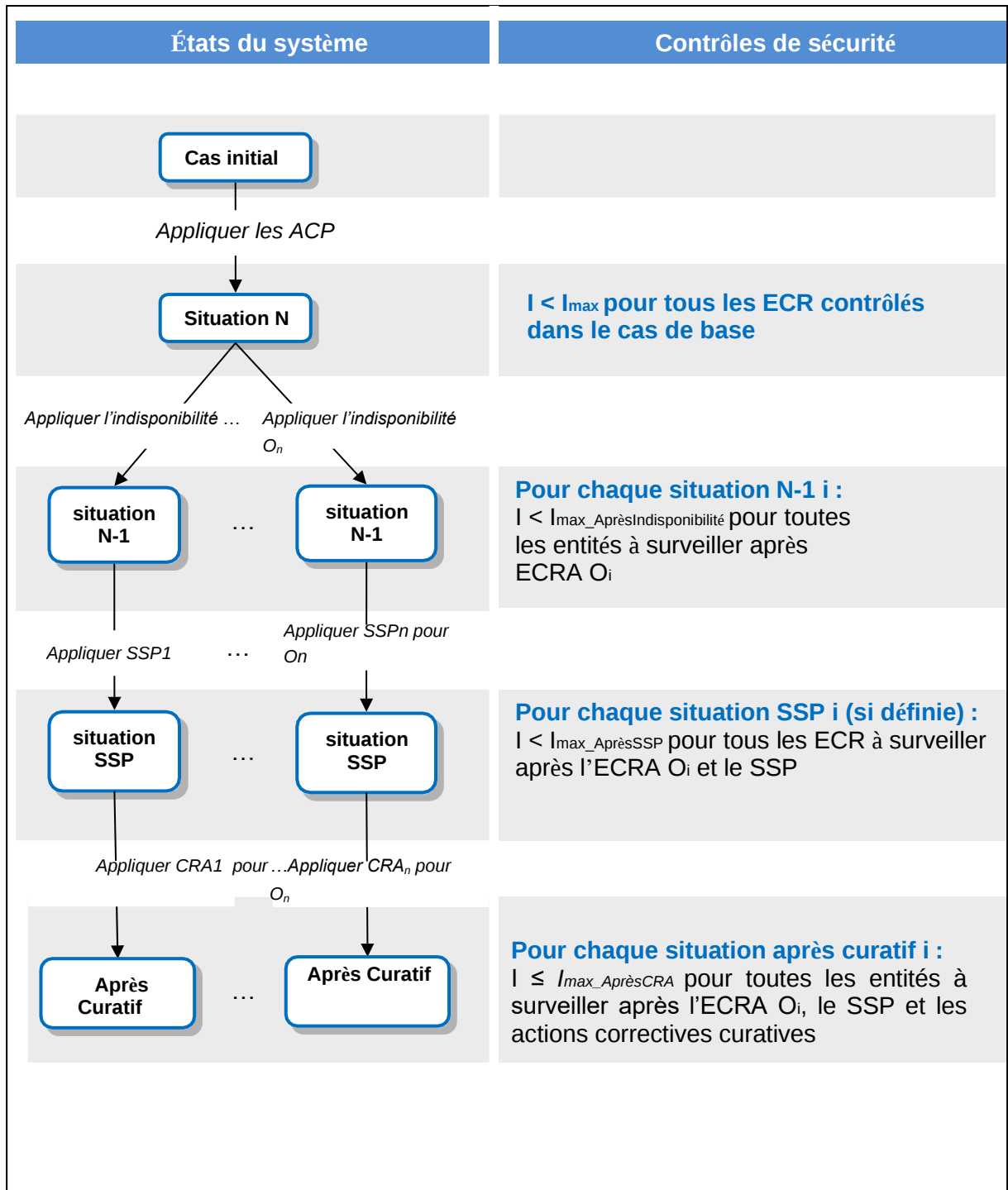
Dans l'état N, les actions correctives préventives sont mises en œuvre et les I_{max} des ECR sont surveillées.

Dans les états N-1, les ECRA sont appliqués et les I_{max}_AprèsIndisponibilité sont surveillés. Ils représentent l'intensité admissible transitoire sur les entités surveillées. L'intensité transitoire peut excéder l'intensité admissible permanente, à condition que le SSP et les actions correctives curatives disponibles soient suffisants pour maintenir le niveau de l'intensité permanente au-dessous de l'intensité admissible permanente.

Dans les états Après Curatif, l'indisponibilité, le SSP et les actions correctives curatives sont mis en œuvre et les I_{max}_AprèsActions CorrectivesCuratives sont surveillées. Elles représentent l'intensité admissible permanente sur les entités.

Si une indisponibilité ou une action corrective entraîne une situation de déséquilibre résultant d'une modification du plan de production ou de charge, le déséquilibre doit être compensé à l'intérieur du pays concerné, en utilisant sa GSK.

Dans les états SSP, l'indisponibilité et le SSP sont appliqués, et les I_{max}_AprèsSSP sont surveillées. I_{max}_AprèsSSP représente l'intensité admissible transitoire sur les entités surveillées après le SSP. L'intensité transitoire peut excéder l'intensité admissible permanente, à condition que les actions correctives curatives disponibles soient suffisantes pour maintenir le niveau de l'intensité permanente au-dessous de l'intensité admissible permanente.



Pour éviter la surcharge d'éléments de réseau qui sont influencés par l'application d'actions correctives pertinentes pour les échanges entre zones pendant le CC, ces éléments de réseau peuvent être inclus en tant qu'ESR dans l'OAC. Pour chaque ESR dans un cas d'aléa, les conditions suivantes doivent être remplies :

$$Charge_{après\ OAC,i} \leq \max(OL_i; Charge_{avant\ OAC,i})$$

$Charge_{avant\ OAC,i}$... charge de l'ESR en cas d'aléa (basée sur la capacité thermique maximale) avant l'OAC

$Charge_{après\ ROAC,i}$... charge de l'ESR en cas d'aléa (basée sur la capacité thermique maximale) après l'application d'une action corrective pendant l'OAC

OL_i ... Représente les limites opérationnelles de l'ESR respectif en cas d'aléa

Cela se traduit comme suit :

Si la charge avant l'OAC est supérieure à la valeur OL_i , alors la charge après l'OAC ne peut être supérieure à la charge avant l'OAC.