
Méthodologie pour le calcul de la capacité d'échange entre zones à long terme pour la RCC Italie Nord, conformément à l'article 10 du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

Décembre 2020



Table des matières

PRÉAMBULE :	3
DISPOSITIONS GÉNÉRALES	7
ARTICLE 1 : OBJET ET CHAMP D'APPLICATION	7
ARTICLE 2 : DÉFINITIONS ET INTERPRÉTATION	7
MÉTHODOLOGIE POUR LE CALCUL DE LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE ENTRE ZONES À LONG TERME	10
ARTICLE 3 : APPLICATION DE LA PRÉSENTE MÉTHODOLOGIE	10
ARTICLE 4 : APPROCHE POUR LE CALCUL DE CAPACITÉ.....	10
ARTICLE 5 : SÉLECTION DES DONNÉES HISTORIQUES DE LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE ENTRE ZONES JOURNALIÈRE ET INFRAJOURNALIÈRE	10
ARTICLE 6 : ANALYSE STATISTIQUE DES DONNÉES HISTORIQUES	11
ARTICLE 7 : MÉTHODOLOGIE RELATIVE À LA MARGE DE FIABILITÉ	12
ARTICLE 8 : CALCUL DE LA CAPACITÉ ANNUELLE	13
ARTICLE 9 : CALCUL DE LA CAPACITÉ MENSUELLE	13
ARTICLE 10 : MÉTHODOLOGIE POUR LA VALIDATION DE LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE ENTRE ZONES	14
DISPOSITIONS FINALES	15
ARTICLE 11 : PROCÉDURES DE REPLI	15
ARTICLE 12 : PUBLICATION ET MISE EN ŒUVRE DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE CCC-FCA.....	15
ARTICLE 13 : LANGUE.....	16
ANNEXE 1	17
PROCESSUS OPÉRATIONNELS DE HAUT NIVEAU : CALCUL DE LA CAPACITÉ MENSUELLE ET ANNUELLE.....	17
ANALYSE STATISTIQUE DE DONNÉES HISTORIQUES.....	19
<i>Élaboration de la courbe de durée de la NTC historique réseau complet.....</i>	<i>19</i>
<i>Nouveaux investissements de réseau.....</i>	<i>21</i>
<i>Traitement de la mise en service des nouveaux éléments de réseau pour le calcul du profil mensuel/annuel</i>	<i>22</i>
<i>Calcul du profil NTC horaire pour la période annuelle.....</i>	<i>26</i>
<i>Modification du profil de la NTC horaire pour prendre en compte l'effet de nouveaux investissements de réseau</i>	<i>27</i>
<i>Calcul du profil NTC horaire pour la période mensuelle</i>	<i>28</i>
ANNEXE 2	30
MEILLEURE EFFICACITÉ DE L'APPROCHE STATISTIQUE	30
<i>Arguments qualitatifs.....</i>	<i>30</i>
<i>Dépendance à la position nette des prévisions</i>	<i>32</i>
<i>Estimation des coûts supplémentaires</i>	<i>34</i>



Préambule :

1. Le présent document expose la méthodologie commune pour le calcul coordonné de la capacité conformément à l'article 10 du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (ci-après dénommé « règlement FCA ») devant être appliqué dans la RCC Italie Nord conformément à l'article 15 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après dénommé « règlement CACM »). Cette méthodologie est ci-après dénommée « Méthodologie pour le calcul de la capacité d'échange entre zones à long terme pour la RCC Italie Nord » (LT CCM).
2. La LT CCM tient compte des principes et objectifs généraux définis dans le règlement FCA ainsi que le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après dénommé « règlement (UE) 2019/943 »).
3. La LT CCM tient compte des principes et objectifs généraux définis dans le règlement CACM, auquel le règlement FCA fait explicitement référence. 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. 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. De plus, cette inclusion est également préfigurée dans les directives complémentaires de la Commission européenne du 16 juillet 2019 relatives à la prise en compte des pays tiers dans le calcul de la capacité et leur cohérence dans l'achèvement des critères de 70% conformément à l'article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943.
4. L'inclusion des éléments de réseau des pays tiers est la manière la plus efficace de prendre en compte la structure effective du réseau dans la RCC Italie Nord. Afin d'être en conformité avec les exigences de la réglementation européenne et de respecter la structure effective du réseau, cette méthodologie inclut les pays tiers comme contreparties techniques, prévoyant un cadre contractuel GRT-GRT afin de régir la coopération entre ces parties et les GRT de la RCC Italie Nord.
5. Les opérateurs de calcul de capacité coordonné prendront en compte l'intégralité du réseau 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. Afin d'être prises en compte lors du processus de calcul de la capacité et d'entrer dans un cadre contractuel sur la base GRT-GRT, les Contreparties techniques doivent remplir les conditions visées à l'article 1^{er}, paragraphe 3, de la « proposition de méthodologie relative au modèle de réseau commun élaborée par tous les GRT conformément à l'article 18 du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme », applicable aux GRT de juridictions extérieures à la zone visée à l'article 1^{er}, paragraphe 2 du



règlement CACM. Le cadre contractuel entre les GRT de la RCC Italie Nord et la Contrepartie Technique inclura les dispositions de la méthodologie LT CCM 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 pour les échéances de long terme.

6. Conformément à l'article 4, paragraphe 8, du règlement FCA, la LT CCM doit contenir une proposition de calendrier de mise en œuvre ainsi que la description de l'incidence attendue au regard des objectifs du règlement FCA. Le calendrier de mise en œuvre figure à l'article 12. L'incidence attendue au regard des objectifs du règlement FCA est décrite au paragraphe 7 de ce préambule.
7. La LT CCM contribue à la réalisation des objectifs de l'article 3 du règlement FCA et en aucun cas à l'entraver, au profit de l'ensemble des acteurs du marché et des consommateurs finaux d'électricité.
8. La LT CCM vise à promouvoir des échanges efficaces entre zones à long terme avec des possibilités de couverture des risques liés aux échanges entre zones à long terme pour les acteurs du marché (article 3, sous a), du règlement FCA) en tenant compte des besoins de couverture des risques des acteurs du marché en calculant des capacités fiables à un stade précoce et en les mettant à disposition des acteurs du marché. La LT CCM permet ainsi une planification à long terme puisque la capacité d'échange entre zones est calculée de façon à ce que la même LT CCM s'applique à tous les acteurs du marché à toutes les frontières de zones de dépôt des offres de la RCC Italie Nord, garantissant ainsi des conditions équitables entre tous les acteurs du marché.
9. La LT CCM contribue au calcul optimal de la capacité à long terme (article 3, sous b), du règlement FCA) puisqu'elle tient compte des données historiques, des indisponibilités du réseau et des nouveaux éléments du réseau. Elle offre une approche de calcul et coordonne les délais de fourniture des données d'entrée et les critères de validation du calcul de la capacité entre les GRT de la région Italie Nord, la Contrepartie technique et le Responsable du calcul coordonné de la capacité de la région Italie Nord (RCCC Italie Nord).
10. La LT CCM contribue à la réalisation de l'objectif consistant à assurer un accès non-discriminatoire à la capacité d'échange entre zones à long terme, (article 3 sous c), du règlement FCA), grâce à l'adhésion aux règles de la plateforme d'allocation unique et à la publication des résultats, garantissant ainsi une absence de discrimination entre les acteurs du marché.
11. La LT CCM vise à garantir un traitement équitable et non-discriminatoire des GRT de la région Italie Nord et de la Contrepartie technique, de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après dénommée « ACER »), des autorités de régulation nationales (ci-après dénommées « ARN ») et des acteurs du marché (article 3, sous d) du règlement FCA), du fait qu'elle a été élaborée et adoptée dans le cadre d'un processus garantissant l'implication de toutes les parties prenantes concernées et l'indépendance du processus de validation.
12. La LT CCM contribue également à l'objectif de respect de la nécessité d'une allocation de capacité équitable et ordonnée et d'un processus ordonné de formation des prix (article 3, sous e), du règlement FCA) en assurant la disponibilité, en temps utile, des informations sur la capacité d'échange entre zones à libérer sur le marché, et en garantissant une solution de repli lorsque le calcul de la capacité ne fournit pas de résultats.



13. La LT CCM permet aux GRT de la région Italie Nord de fournir aux acteurs du marché des informations fiables concernant les capacités d'échange entre zones et les limites en matière d'importation/exportation pour l'allocation mensuelle et annuelle en même temps et en toute transparence. Cela inclut des rapports réguliers sur certains processus spécifiques du calcul de la capacité. La LT CCM contribue donc à l'objectif de transparence et de fiabilité de l'information (article 3, sous f), du règlement FCA).
14. Enfin, la LT CCM fournit un signal à long terme pour des investissements efficaces dans le transport, la production et la consommation d'énergie et contribue ainsi à la gestion et au développement efficaces à long terme du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union (article 3, sous g), du règlement FCA).
15. La LT CCM couvre les échéances annuelle et mensuelle à long terme (conformément à l'article 9 du règlement FCA).
16. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique déterminent les capacités finales pour correspondre aux formes de produits régulées dans la conception de la région Italie Nord des Droits de transport à long terme (conformément à l'article 31, paragraphe 3 du règlement FCA). Ces capacités sont soumises à la Méthodologie de la région Italie Nord pour la répartition de la capacité d'échange entre zones à long terme (conformément à l'article 16 du règlement FCA).
17. La LT CCM repose sur des modèles prévisionnels du réseau de transport. Les données d'entrée de la LT CCM sont définies respectivement plus d'un an et plus d'un mois avant la date de livraison de l'électricité, en prenant en compte les données disponibles à cette date. De ce fait, les résultats peuvent faire l'objet d'incertitudes et d'imprécisions plus importantes que pour la méthodologie de calcul de la capacité journalière. L'objectif de la marge de fiabilité est de couvrir le risque induit par ces erreurs de prévision.
18. La LT CCM doit être compatible avec la méthodologie de calcul de la capacité journalière et infrajournalière (article 10, paragraphe 3 du règlement FCA). Cette compatibilité est obtenue en adoptant une approche statistique tenant compte des données historiques de la méthodologie de calcul de la capacité journalière et infrajournalière.
19. L'approche statistique mentionnée au paragraphe 18 augmente l'efficacité économique du calcul de la capacité et permet de mieux traiter les incertitudes relatives au calcul de la capacité d'échange entre zones à long terme, avec le même niveau de sûreté du système :
 - a. L'approche statistique profite directement des meilleures prévisions du processus à court terme, dès qu'une amélioration de la MCC à court terme est mise en œuvre.
 - b. Le même niveau de fermeté avec une approche reposant sur des scénarios conduirait à une marge de fiabilité plus élevée, et par conséquent à une capacité finale plus faible que celle calculée avec l'approche statistique, tel qu'indiqué dans l'Annexe 2.
 - c. Avec une approche fondée sur les scénarios, les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique seraient contraints d'utiliser des scénarios de référence (conformément au règlement FCA). Ces scénarios se rapportent uniquement à des situations *ad hoc* créées pour l'ensemble de l'Europe continentale et se référant à des scénarios génériques, et ne représentent pas des situations pertinentes pour un CC à long terme dans la RCC Italie Nord. Cela pourrait conduire à une réduction des capacités dans la région. Pour recouvrir des cas aussi spécifiques,



- plusieurs scénarios complémentaires seraient nécessaires pour le calcul de la NTC et devraient être approuvés au niveau de l'ENTSO-E selon le processus en vigueur.
- d. Avec une approche fondée sur les scénarios, une amélioration des scénarios de référence, supposés sans congestion, serait toujours nécessaire. Par conséquent, le processus d'optimisation des actions correctives devrait être adapté pour l'échéance à long terme, ce qui nécessite un effort technique démesuré, comme le montrent les estimations des coûts dans l'Annexe 2. Par ailleurs, il est difficile de garantir la disponibilité des actions correctives appliquées en temps réel aussi longtemps à l'avance.
20. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique demeurent responsables du maintien de la sécurité d'exploitation, qu'il y ait ou non une application coordonnée du calcul de la capacité. Ils doivent donc valider les capacités d'échange entre zones calculées pour garantir qu'elles demeurent au sein des limites de sécurité d'exploitation. La validation est effectuée de façon coordonnée pour vérifier qu'une application coordonnée d'actions correctives pourrait résoudre d'éventuels problèmes de sécurité d'exploitation. Cette étape peut conduire à des réductions des capacités d'échange entre zones, qui descendraient en-dessous des valeurs calculées à l'origine. Ces réductions doivent être effectuées de façon coordonnée afin d'éviter toute discrimination. En cas de manque de coordination, un GRT de la région Italie Nord ou la Contrepartie technique pourrait avoir plus de capacité au détriment d'une autre partie (problèmes de sécurité d'exploitation).
21. La transparence et le contrôle du calcul de la capacité sont essentiels pour garantir son efficacité et sa compréhension. La présente méthodologie définit des exigences importantes pour les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique en termes de publication des informations nécessaires pour les acteurs du marché, de communication des informations aux autorités de régulation et d'analyse de l'incidence du calcul de la capacité sur le fonctionnement du marché.



DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Article 1 :

Objet et champ d'application

1. La méthodologie commune pour le calcul de la capacité à long terme telle que définie dans la présente LT CCM est la méthodologie élaborée conformément aux articles 10 et suivants du règlement FCA.
2. Compte tenu de la structure du réseau, les frontières de pays tiers sont prises en compte via un cadre contractuel GRT-GRT séparé dans le processus de calcul de la capacité. Dans la présente proposition de méthodologie, il y est fait référence en tant que Contreparties techniques.

Article 2 :

Définitions et interprétation

1. Pour les besoins de la LT CCM, les termes utilisés ont la signification qui leur est donnée à l'article 2 du règlement (UE) 2019/943, à l'article 2 du règlement (UE) 2013/543 du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (UE) 714/2009 du Parlement européen et du Conseil, à l'article 2 du règlement CACM et à l'article 2 du règlement FCA.
2. En outre, les abréviations et notations suivantes s'appliquent:

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
FZDO	Frontière de zone de dépôt des offres, désignant également un ensemble de FZDO (profils techniques) le cas échéant, incluant, pour lever toute ambiguïté, la frontière Italie-Suisse
ACGC	Allocation de capacité et gestion de la congestion
CC	Calcul de la capacité
RCCC	Responsable du calcul coordonné de la capacité, tel que défini à l'article 2, paragraphe 11, du règlement CACM
MCC	Méthodologie de calcul de la capacité
RCC	Région de calcul de la capacité, telle que définie à l'article 2, paragraphe 3, du règlement CACM
J-2	2 jours à l'avance
CE	Commission européenne
ENTSO-E	(European Network of Transmission System Operators for Electricity) Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité
UE	Union européenne
IJ	Intrajournalier
LT	Long terme
CCLT	Calcul de la capacité à long terme
LT CCM	Méthodologie de calcul de la capacité à long terme



ARN	Autorité de régulation nationale
NTC	(Net Transfer Capacity) capacité de transfert nette
PCI	Planification coordonnée des indisponibilités
Règlement SOGL	Ligne directrice sur la gestion du réseau
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
TTC	(Total Transfer Capacity) capacité de transfert totale

3. De plus, les définitions suivantes s'appliquent :
- « Terna » désigne le gestionnaire de réseau de transport italien ;
 - « RTE » désigne le gestionnaire de réseau de transport français ;
 - « APG » désigne le gestionnaire de réseau de transport autrichien ;
 - « ELES » désigne le gestionnaire de réseau de transport slovène ;
 - « Contraintes d'allocation » désigne les contraintes à respecter lors de l'allocation de capacité pour maintenir le réseau de transport dans les limites de sécurité d'exploitation et qui n'ont pas été traduites en capacité d'échange entre zones, ou les contraintes nécessaires pour accroître l'efficacité de l'allocation de capacité ;
 - « CNTC » (Coordinated Net Transfer Capacity) désigne l'approche coordonnée fondée sur la capacité de transfert nette pour le calcul de la capacité ;
 - « M-1 » désigne le mois qui précède le mois de livraison ;
 - « NTC » désigne la capacité de transfert nette qui correspond au programme d'échange total maximal (MW) à des fins commerciales entre des zones de dépôt des offres adjacentes pour chaque unité de temps du marché dans une direction spécifique. On obtient la NTC en déduisant la marge de fiabilité de la TTC ;
 - « Heures creuses » désigne la période comprise entre 23h00 et 06h59 du lundi au samedi et toutes les heures de la journée le dimanche.
 - « Heures de pointe » désigne la période comprise entre 07h00 et 22h59 du lundi au samedi.
 - « Saison » désigne une période de l'année présentant des conditions climatiques homogènes. Dans le cadre de ce document, l'année est découpée par convention en deux saisons : ÉTÉ (du 1^{er} mai au 30 septembre) et HIVER (du 1^{er} octobre au 30 avril).
 - « Contrepartie technique » désigne un GRT hors UE devant être intégré aux procédures de la présente méthodologie via un cadre contractuel GRT-GRT ;
 - « Pays tiers » désigne tout pays d'une juridiction en dehors de la zone visée à l'article 1, paragraphe 2 du règlement FCA ;
 - « TTC » désigne la capacité de transfert totale qui équivaut au programme d'échange total maximal (MW) conforme aux limites de sécurité d'exploitation entre des zones de dépôt des offres adjacentes pour chaque unité de temps du marché dans une direction spécifique.
 - « A-1 » désigne l'année qui précède l'année de livraison ;
4. Les saisons et les heures de pointe/creuses peuvent être combinées pour former quatre périodes saisonnières :



-
- i. Pointe hiver ;
 - ii. Creux hiver ;
 - iii. Pointe été ;
 - iv. Creux été.
 5. Dans la présente LT CCM, à moins que le contexte ne s'y oppose :
 - a. le singulier comprend le pluriel et vice-versa ;
 - b. les rubriques ont pour unique but de faciliter la consultation de la présente LT CCM et n'en affectent pas l'interprétation ;
et
 - c. toute référence à des législations, règlements, directives, ordonnances, documents, codes ou à toute autre disposition comprend l'ensemble de leurs modifications, extensions et re-promulgations en vigueur.



MÉTHODOLOGIE POUR LE CALCUL DE LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE ENTRE ZONES À LONG TERME

Article 3 : Application de la présente méthodologie

Cette proposition s'applique seulement à la méthodologie commune pour le calcul de la capacité à long terme au sein de la RCC Italie Nord. Afin d'éviter toute ambiguïté, les dispositions respectives ou pertinentes de la présente proposition s'appliquent à toutes les Contreparties techniques concernées de la RCC Italie Nord, en vertu du cadre contractuel GRT-GRT séparé mentionné à l'Article 1 : ci-dessus. Les méthodologies communes pour le calcul de la capacité dans d'autres régions de calcul de la capacité ou pour d'autres échéances que celles à long terme ne relèvent pas de la présente proposition.

Article 4 : Approche pour le calcul de capacité

1. Une approche statistique fondée sur la capacité d'échange entre zones historique pour les échéances journalière et infrajournalière, calculée de façon coordonnée dans la région Italie Nord, est appliquée afin de prendre en compte toutes les sources d'incertitude relatives aux échéances de calcul de la capacité à long terme.
2. Les dernières valeurs NTC historiques disponibles seront utilisées comme données d'entrée pour les échéances de calcul de la capacité à long terme. Elles proviendront du CC J-2 ou IJ et reposeront sur l'approche CNTC selon les MCC J-2 et IJ.

Article 5 : Sélection des données historiques de la capacité d'échange entre zones journalière et infrajournalière

1. Afin de permettre au RCCC de réaliser le calcul de capacité pour les échéances de long terme, les données d'entrée pertinentes suivantes doivent être rassemblées :
 - a. les séries chronologiques NTC allouées des trois dernières années pour chaque frontière/direction des GRT de la Région Italie Nord et de la Contrepartie technique. Afin de réduire le niveau d'incertitude pour les séries chronologiques de la NTC allouée, l'échantillon NTC le plus récent issu des processus de calcul de la capacité J-2 et IJ sera pris en compte pour chaque unité de temps du marché historique ;
 - b. les séries chronologiques de réductions de la NTC (maintenance et contraintes supplémentaires) des trois dernières années pour chaque frontière/direction des GRT de la Région Italie Nord et de la Contrepartie technique ;
 - c. la date de mise en service de nouveaux investissements au cours des dernières années pour chaque frontière de la Région Italie Nord et de la Contrepartie technique ;
 - d. les séries chronologiques de réductions en temps réel et de réduction de la capacité des trois dernières années pour chaque frontière/direction des GRT de la Région Italie Nord et de la Contrepartie technique. Ces données seront utilisées pour filtrer les échantillons NTC



- concernés par des réductions en temps réel et des réductions de la capacité (pour lesquels les GRT partiront du principe que la capacité allouée ne respectait pas les exigences de sécurité) ;
- e. des périodes d'indisponibilité non programmées et exceptionnelles au cours des trois dernières années pour chaque frontière des GRT de la Région Italie Nord et de la Contrepartie technique. Ces données seront utilisées pour filtrer les échantillons NTC concernés par ces situations exceptionnelles ;
 - f. des informations supplémentaires se rapportant aux processus de calcul de la capacité J-2 et IJ telles que des levées de drapeaux rouges, les contraintes d'allocation, le déclenchement du calcul dans la direction de marché exportatrice italienne et à des échecs du processus de calcul, seront utilisées comme paramètres de filtre pour l'analyse statistique ;
2. Une fois que les données d'entrée nécessaires décrites à l'article 5, paragraphe 1, chaque échantillon est associé avec les réductions respectives de la NTC horaire (maintenance et contraintes supplémentaires) ainsi que les éventuelles réductions en temps réel/de la capacité, drapeaux rouges, déclenchement dans la direction de marché exportatrice italienne et échecs de processus relatifs aux processus de calcul de la capacité J-2 et IJ ;
 3. La période utilisée pour l'analyse statistique correspond aux trois dernières années.

Article 6 :

Analyse statistique des données historiques

1. Une analyse statistique des données historiques est réalisée en suivant les étapes ci-dessous :
 - a. L'ensemble des données initial pour le calcul de la capacité à long terme est composé de valeurs historiques de la capacité d'échange entre zones par frontière dans les deux directions (importation et exportation), tel que collectées conformément à l'article 5.
 - b. Toutes les valeurs NTC qui correspondent à des heures non représentatives dans la RCC Italie Nord sont exclues de l'ensemble de données, notamment les horodatages impactés par les éléments suivants :
 - contraintes d'allocation ;
 - réductions de la capacité en temps réel ;
 - réductions de la capacité ;
 - périodes d'indisponibilité non programmées et exceptionnelles ;
 - déclenchement dans la direction de marché exportatrice italienne ;
 - échecs du processus de calcul de la capacité J-2 et IJ.
 - c. Pour chaque valeur NTC historique par frontière, la réduction NTC associée par frontière (le cas échéant) est ajoutée pour obtenir une capacité qui corresponde à une situation de réseau complet (sans maintenance qui pourrait en limiter la capacité).
 - d. De nouveaux éléments de réseau mis en service pendant la période historique sont pris en compte spécifiquement pour inclure leur impact dans toutes les valeurs NTC historiques, tel que décrit dans l'annexe 1.
 - e. L'ensemble de données initial est réparti en quatre périodes saisonnières.



2. Pour chaque période saisonnière et chaque frontière/direction, les valeurs NTC sont ordonnées pour obtenir des courbes de durée de la NTC historique pour un réseau complet de la région Italie Nord.
3. Un niveau de risque de 3 % est fixé pour permettre la sélection des valeurs de la capacité à long terme par frontière pour chaque période saisonnière.
4. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique effectuent chaque année une analyse des données historiques des réductions appliquées au cours des trois dernières années. Le niveau de risque peut ensuite être ajusté en fonction du résultat de cette analyse. Si le niveau de risque est modifié, un amendement à la LT CCM devra être soumis.
5. Le profil de réduction de la NTC bilatérale horaire (qui reflète le programme de maintenance des éléments de réseau choisis pour les frontières de zones de dépôt des offres de la région Italie Nord et de la Contrepartie technique) et le profil de contraintes d'allocation pour chaque frontière/direction, est calculé de la manière suivante :
 - a. Le profil de réduction NTC pour maintenance est calculé en prenant en compte les valeurs de réductions de la NTC historique associées à l'indisponibilité d'éléments de réseau coordonnées au cours des processus de coordination des maintenances programmées ;
 - b. Le profil de réduction de la NTC lié aux Contraintes d'allocation est calculé en prenant en compte les meilleures prévisions horaires des GRT de la région Italie Nord et de la Contrepartie technique au niveau mensuel et annuel, en utilisant les dernières informations disponibles. Cette réduction se rapporte à la valeur d'importation maximum liée à des problèmes de régulation de la tension et de stabilité dynamique affectant le processus de calcul de la capacité. Ce profil sera fourni par chacun des GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique par saison et frontière/direction.
6. Lors du calcul annuel, les nouveaux investissements de réseau devant être mis en service durant la période de livraison ne seront pas pris en compte. Par conséquent, la capacité annuelle additionnelle sera de 0.
7. Lors du calcul mensuel, les nouveaux investissements de réseau devant être mis en service durant la période de livraison seront traités en prenant comme référence un pourcentage X % de la valeur d'investissement, égale à la capacité additionnelle associée à cet investissement. Ce pourcentage est défini pour chaque saison, période, frontière et direction comme le ratio entre la valeur de la capacité à long terme choisie correspondant au niveau de risque tel qu'indiqué au paragraphe 3 et la valeur de la capacité correspondant à un niveau de risque de 70 %.
8. Des détails complémentaires concernant les nouveaux investissements et les profils de réduction sont donnés en annexe 1.

Article 7 :

Méthodologie relative à la marge de fiabilité

1. Une approche de calcul de la capacité à long terme fondée sur la marge de fiabilité est prise en compte via une évaluation statistique reposant sur la capacité d'échange entre zones historique pour les échéances journalière et infrajournalière, calculée de façon coordonnée dans la RCC Italie Nord. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique n'appliqueront aucune marge de fiabilité supplémentaire pour les échéances des marchés à long terme. Puisque, avec l'approche statistique, les valeurs NTC les plus récentes entre les échéances journalière et infrajournalière sont



prises en compte, les valeurs MFT J-2 et IJ sont implicitement prises en compte, couvrant ainsi les incertitudes du temps réel jusqu'aux échéances J-2/IJ. Ensuite, la définition d'un niveau de risque adapté couvre les incertitudes de J-2/IJ jusqu'aux échéances mensuelle et annuelle, liées à la volatilité des échantillons NTC J-2 et IJ pris en compte.

Article 8 : Calcul de la capacité annuelle

1. Le profil horaire pour la NTC annuelle bilatérale, tel que décrit dans l'Annexe 1, est calculé en prenant en compte les éléments suivants :
 - a. la valeur NTC à « réseau complet » pour chaque Période saisonnière, dérivée de l'analyse statistique après avoir adopté le niveau de risque, conformément à l'article 6, paragraphe 3.
 - b. le profil de réductions horaires bilatérales de la NTC (qui reflète l'impact de la programmation des indisponibilités horaires sur le profil annuel tel que décrit à l'article 6, paragraphe 5, sous a.) coordonnés pendant le processus PCI annuel et le profil de Contraintes d'allocation horaire, tel conformément à l'article 6, paragraphe 5, sous b.
2. Pour l'analyse statistique, les nouveaux investissements de réseau sont considérés comme hors service conformément à l'Article 6 :, paragraphe 5.

Article 9 : Calcul de la capacité mensuelle

1. L'approche statistique de la méthodologie pour l'échéance mensuelle vise à actualiser le profil NTC annuel calculé élaboré conformément à l'article 8. Comme indiqué à l'Annexe 1, le profil NTC mensuel est calculé en prenant en compte les éléments suivants :
 - a. Les valeurs NTC saisonnières annuelles à « réseau complet » : la NTC saisonnière mensuelle « réseau complet » correspondent à la valeur de la période saisonnière déjà calculée dans la méthodologie statistique annuelle après avoir adopté le niveau de risque, conformément à l'article 6, paragraphe 3.
 - b. Une version actualisée du calendrier de maintenance programmée fondée sur le processus PCI et les réductions bilatérales de la NTC en résultant: de cette façon, il est possible de mettre à jour le dernier profil NTC annuel en considérant des variations possibles dans les combinaisons de programmations annuelles et d'indisponibilités « extraordinaires ».
 - c. Les valeurs des contraintes supplémentaires recalculées fondées sur les données d'entrée les plus actualisées.

Pour la mise en service d'un nouvel investissement de réseau durant la période de livraison, caractérisée par l'absence de données historiques générées par les calculs J-2 et IJ, le profil mensuel est modifié afin d'inclure les effets du ou des nouveaux investissements en ajoutant au profil de NTC le pourcentage X % de la valeur d'investissement, conformément à l'article 6, paragraphe 7, sous b. Pour chaque nouvel investissement, un programme de maintenance sera également pris en compte pour calculer correctement le nouveau profil NTC pour chaque frontière/direction.



Article 10 :

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

1. Conformément à l'article 15 du règlement FCA, qui fait référence à l'article 26 du règlement CACM, les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique ont le droit de corriger la capacité d'échange entre zones pertinente pour les FZDO des GRT de la région Italie Nord pour des raisons de sécurité d'exploitation pendant le processus de validation. Dans certaines situations exceptionnelles, les capacités d'échange entre zones peuvent être réduites par tous les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique. Ces situations peuvent être les suivantes :
 - a. la survenance d'un aléa exceptionnel ou d'une indisponibilité fortuite définis à l'article 3 du règlement SOGL ;
 - b. une erreur dans les données d'entrée, qui entraîne une surestimation de la capacité d'échange entre zones par rapport à la sécurité d'exploitation.
2. Dans chaque rapport trimestriel, le RCCC Italie Nord doit publier les réductions de la capacité d'échange entre zones, de façon séparée pour des validations coordonnées et individuelles. Le rapport trimestriel doit notamment comprendre les informations suivantes :
 - a. l'identification d'aléas exceptionnels ou d'indisponibilités fortuites ;
 - b. le volume de la réduction de la capacité d'échange entre zones ;
 - c. les raisons détaillées de la réduction.
3. Le RCCC de la région Italie Nord doit se coordonner avec les RCCC des RCC voisine lors du processus de validation, s'assurant qu'au moins les réductions de la capacité d'échange entre zones sont partagées avec eux. Le RCCC de la région Italie Nord doit fournir aux GRT de la région Italie Nord et à la Contrepartie technique toutes les informations relatives à une baisse de la capacité d'échange entre zones provenant de RCC voisines. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique peuvent alors appliquer les réductions de la capacité d'échange entre zones appropriées, conformément au paragraphe 1.



DISPOSITIONS FINALES

Article 11 :

Procédures de repli

1. Si le RCCC ne communique pas la capacité annuelle en temps opportun, chaque GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique doivent déterminer eux-mêmes la NTC annuelle pour leurs frontières. La valeur de NTC la plus basse est choisie pour chaque frontière.
2. Si le RCCC ne communique pas la capacité mensuelle en temps opportun, chaque GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique doivent déterminer eux-mêmes la NTC mensuelle pour leurs frontières, en prenant en compte la NTC annuelle et les modifications de la programmation des indisponibilités, le cas échéant. La valeur de NTC la plus basse est choisie pour chaque frontière.

Article 12 :

Publication et mise en œuvre de la Proposition de méthodologie CCC-FCA

1. Les GRT de la Région Italie Nord et la Contrepartie technique publieront la LT CCM dans les plus brefs délais après l'approbation de toutes les ARN de la RCC Italie Nord.
2. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique doivent commencer la mise en œuvre de la présente proposition de méthodologie LT CCM dès que les ARN de la RCC Italie Nord l'auront approuvée, et termineront le processus de mise en œuvre au plus tard 12 mois après ladite approbation. La même obligation s'applique à la Contrepartie technique en vertu du cadre contractuel GRT-GRT visé à l'article 1. Le processus de mise en œuvre consistera dans le développement des outils et infrastructures informatiques adaptés, les processus de conception et d'exploitation et au moins un test interne et une exécution parallèle en externe le cas échéant.
3. Une fois que la proposition de méthodologie LT CCM est mise en œuvre, les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique publieront les informations suivantes avant chaque enchère à long terme :
 - a. la courbe de durée du profil de la NTC annuelle et mensuelle à « réseau complet » associée à la définition de la capacité à long terme, indiquant la valeur associée au niveau de risque choisi ;
 - b. le profil horaire bilatéral de la NTC pour les échéances annuelle et mensuelle, calculé en partant de la NTC à « réseau complet », en déduisant les maintenances et en ajoutant les nouveaux investissements ; le profil de maintenance (avec les indisponibilités associées) et le profil des nouveaux investissements (avec les renforcements du réseau associés) doivent être rendus disponibles ;
 - c. pour les enchères mensuelles uniquement, une comparaison entre le profil NTC horaire calculé dans la période annuelle et le profil NTC actualisé calculé dans la période mensuelle.
4. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique doivent rendre publics les rapports suivants :
 - a. un rapport annuel publié d'ici la mi-décembre de l'année N-1 en indiquant la répartition des échantillons pertinents pour le calcul de la capacité à long terme au cours de N, le niveau de risque choisi et les justifications qui s'y rapportent, la correction des échantillons pour prendre en compte les indisponibilités programmées historiques et les nouveaux investissements, le profil estimé des indisponibilités programmées futures en A et l'estimation du profil des contraintes d'allocation ;



-
- b. un rapport annuel publié d'ici janvier de l'année N+1 comparant le profil prévisionnel des indisponibilités programmées et des Contraintes d'allocation adoptées pour le calcul de la capacité à long terme avec le profil effectif des indisponibilités et des contraintes survenues en année N ;
 - c. un rapport spécifique en cas de déclenchement d'une procédure de repli affectant le calcul de la capacité annuelle ou mensuelle.

Article 13 : **Langue**

1. La langue officielle de cette LT CCM est l'anglais.
2. Afin d'éviter toute ambiguïté, si les GRT doivent traduire la LT CCM dans leur langue nationale, en cas d'incohérences entre la version anglaise publiée par les GRT en vertu de l'article 4, paragraphe 13 du règlement FCA et toute version dans une autre langue, les GRT concernés devront fournir aux ARN compétentes une traduction actualisée de cette méthodologie conformément à la législation nationale.

Annexe 1

Processus opérationnels de haut niveau : Calcul de la capacité mensuelle et annuelle

Le processus opérationnel est décrit ci-dessous :

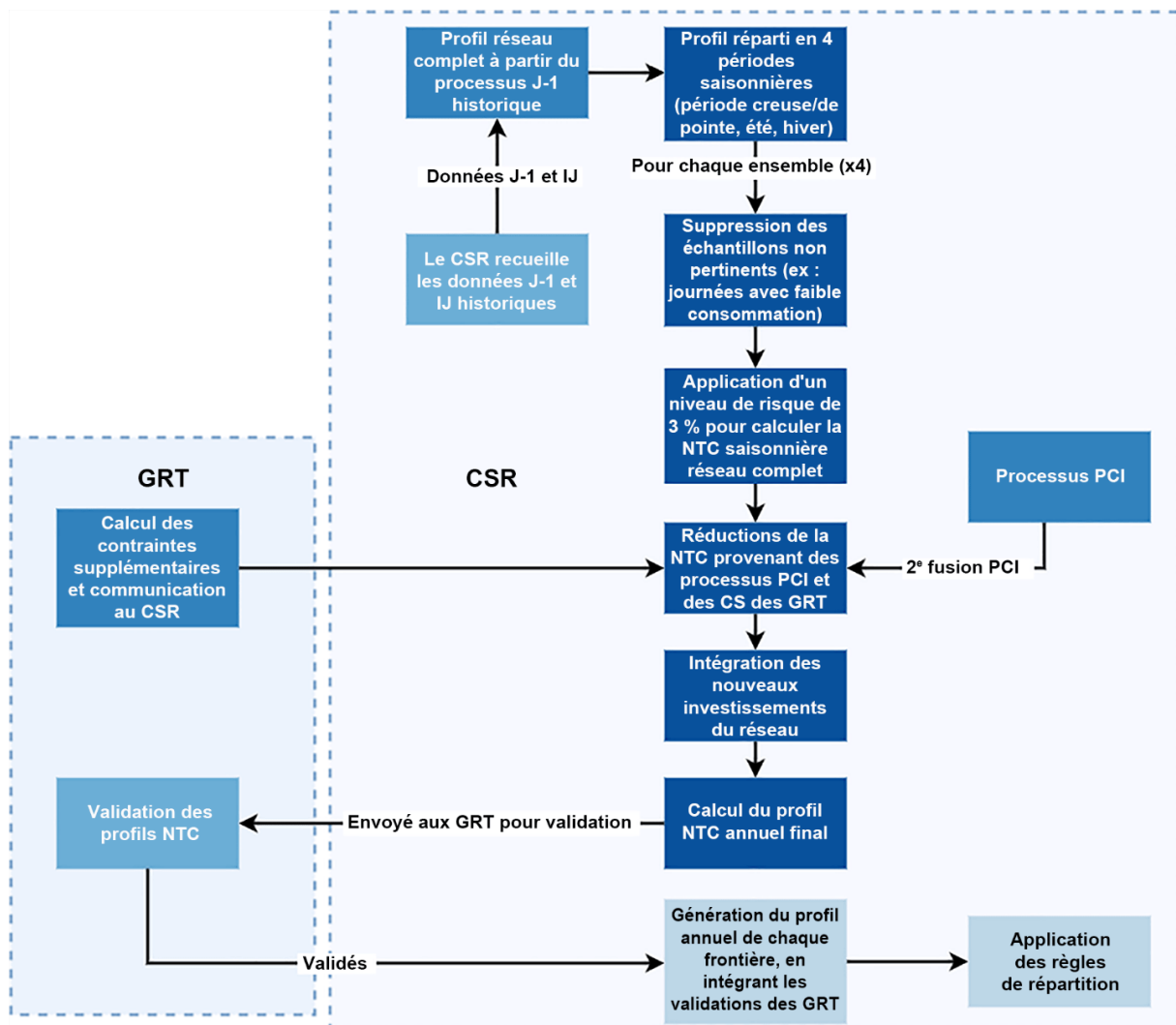


Schéma 1 : Processus opérationnel de haut niveau du calcul de la capacité annuelle

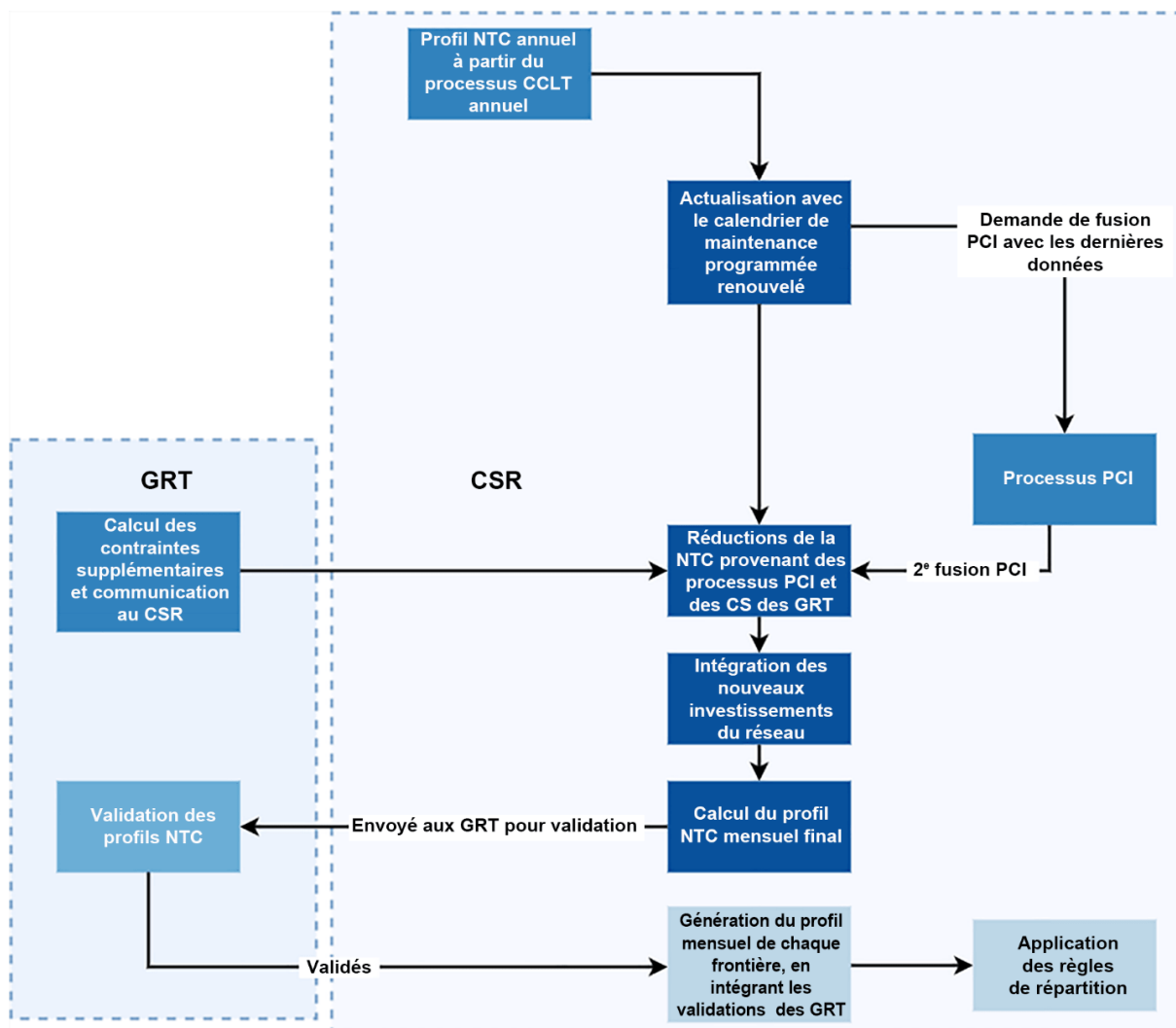


Schéma 2 : Processus opérationnel de haut niveau du calcul de la capacité mensuelle



Analyse statistique de données historiques

Élaboration de la courbe de durée de la NTC historique réseau complet

Afin de déterminer la courbe de durée de la NTC, une analyse statistique des données historiques est réalisée en suivant les étapes de calcul ci-dessous :

1. L'ensemble de données initial pour le calcul de la capacité à long terme est composé de valeurs historiques de la capacité d'échange entre zones par frontière dans les deux directions (importation et exportation), tel que décrit à Article 5 .
2. Tous les échantillons de NTC qui correspondent à des heures non-représentatives dans la RCC Italie Nord (ex : heures affectées par des contraintes d'allocation, réductions de la capacité en temps réel, réduction de la capacité, déclenchement du calcul dans la direction de marché exportatrice italienne et échec du processus de calcul de la capacité) sont exclues de l'ensemble de données.
3. Pour que tous les échantillons NTC soient comparables statistiquement, les valeurs sont converties en valeurs « réseau complet ». Cette conversion est effectuée en ajoutant à l'échantillon de NTC final la valeur des réductions de NTC journalière correspondant aux indisponibilités programmées pour chaque heure correspondante de l'ensemble de données :

$$(1) \quad NTC_{finale,réseau\ complet,h} = NTC_{finale,h} + NTC_{réduction\ journalière,h}$$

Où

- $NTC_{finale,h}$ = NTC finale Italie Nord ou NTC bilatérale fournie sur le marché pour l'heure générique « h » ;
- $NTC_{réduction\ journalière,h}$ = réduction de la NTC journalière totale ou bilatérale pour l'heure générique « h ».

De cette façon, les valeurs de la NTC horaire se réfèrent théoriquement à un réseau sans aucune indisponibilité (voir Schéma 3).

4. Une fois les valeurs de NTC réseau complet obtenues, tous les échantillons appartenant à la même période saisonnière sont ordonnés sur une courbe de durée (du plus bas au plus élevé), créant ainsi une courbe des NTC saisonnières réseau complet en fonction du niveau de risque choisi (voir Schéma 4).
5. Ce niveau de risque est défini comme le pourcentage de temps pendant lequel la NTC réelle est plus basse que la valeur définie, c'est-à-dire qu'avec une probabilité égale au niveau de risque, les GRT ne seront pas en mesure de garantir la NTC calculée. Plus le niveau de risque est élevé, plus les chances que les valeurs de la NTC ne soient pas atteintes augmentent, ce qui fait baisser le niveau de fermeté.

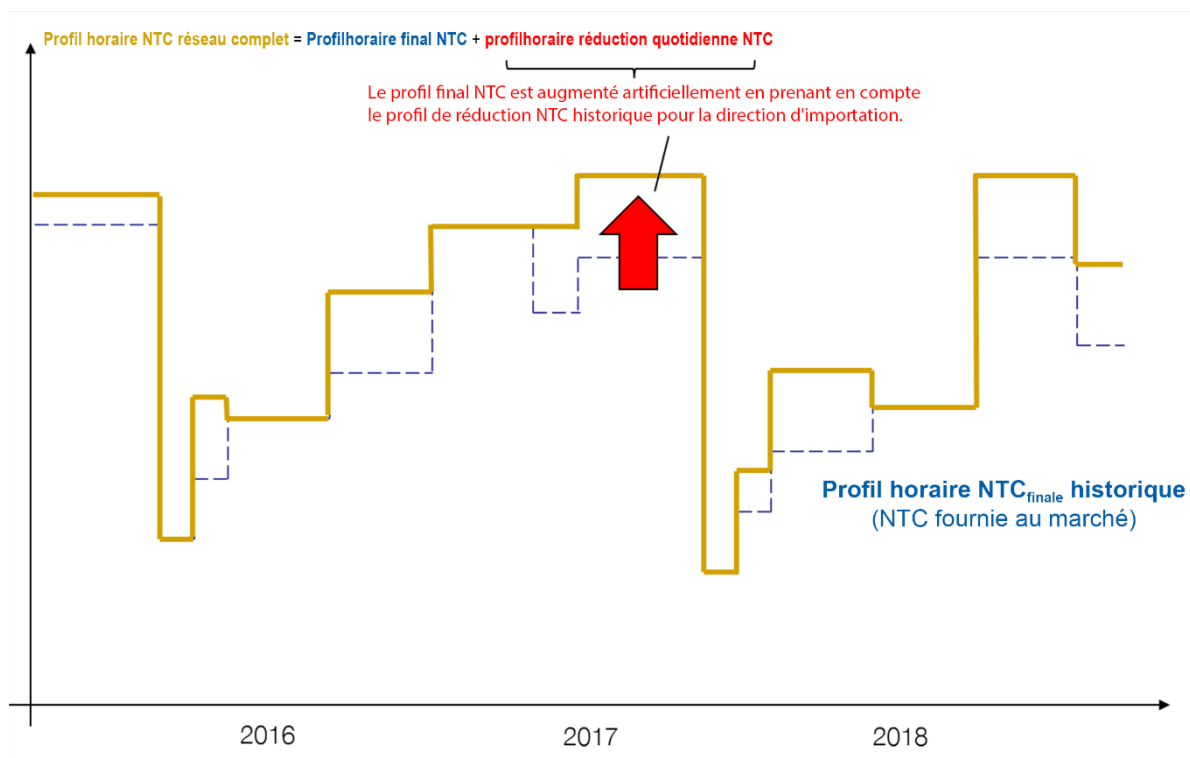


Schéma 3 : Calcul du profil horaire de la NTC historique à réseau complet pour une période 2016-2018

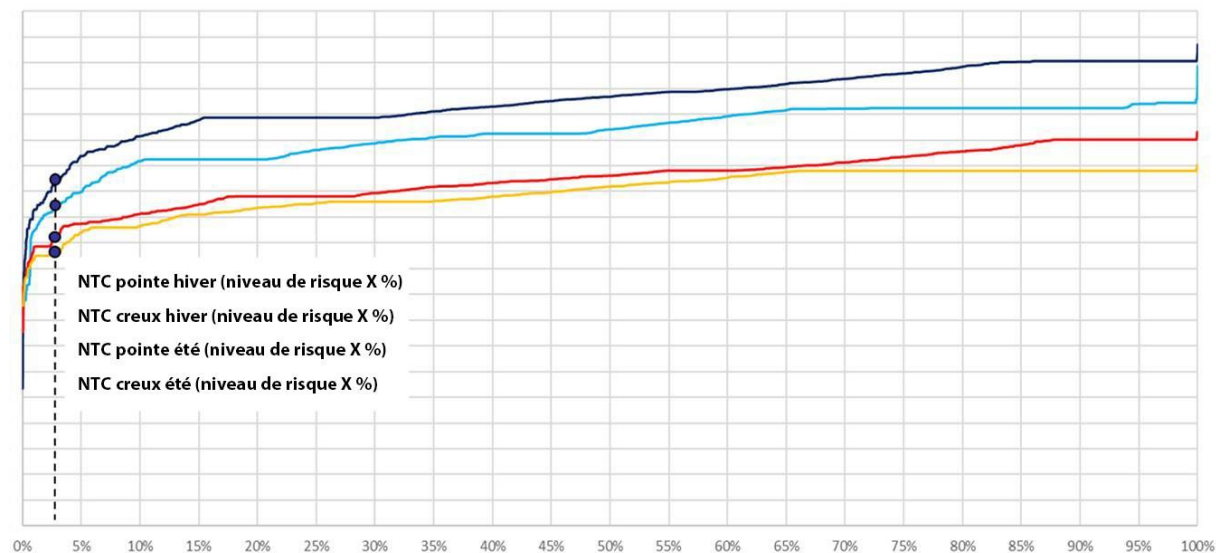


Schéma 4 : Courbe de durée calculée pour les quatre Périodes saisonnières

Nouveaux investissements de réseau

Les nouveaux investissements de réseau mis en service pendant la période historique sont traités en prenant en compte une hausse de la NTC simulant la Valeur d'Investissement I_{valeur} apportée par le nouvel élément de réseau. Cet effet est calculé à partir du résultat des processus PCI associés aux périodes postérieures à la mise en service du nouvel investissement. En particulier, pour le nouvel élément de réseau, I_{valeur} est considéré égale à la réduction de NTC associée à l'indisponibilité de cet élément de réseau. Les échantillons antérieurs à la date de mise en service sont traités comme des cas avec des « nouveaux investissements de réseau hors service », pour le processus de calcul de capacité de long terme, ces échantillons sont corrigés afin de prendre en compte l'effet du nouvel investissement ; pour ces échantillons, I_{valeur} est ajoutée à la NTC finale fournie au marché (comme cela a déjà été effectué pour les cas de hors service normaux afin d'obtenir le profil de réseau complet).

$$(2) \quad I_{\text{valeur}} = NTC_{\text{rouge, nouvel investissement du réseau}}$$

Un exemple est donné dans le schéma 5, faisant référence à un calcul de capacité de long terme fictif pour l'année 2019, fondé sur un ensemble de données de 2016 à 2018. Dans cet exemple un nouvel investissement est supposé mis en service en mi-2017.

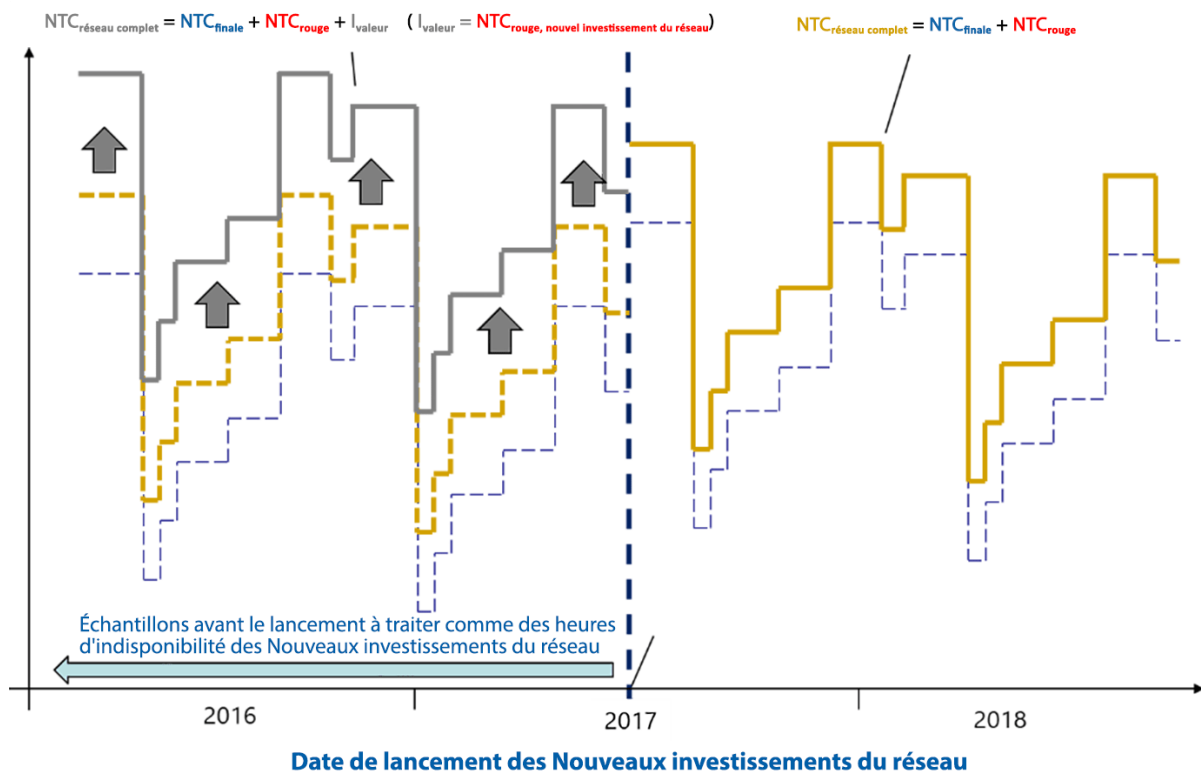


Schéma 5 : Traitement du ou des nouveaux investissements avant et après leurs mises en service respectives au niveau des données historiques

Traitement de la mise en service des nouveaux éléments de réseau pour le calcul du profil mensuel/annuel

Calcul du profil annuel : Pour les nouveaux investissements mis en service pendant la période de livraison, aucun impact positif n'est pris en compte. Un exemple concernant un calcul annuel fictif pour l'année 2019 est donné dans le schéma 6.

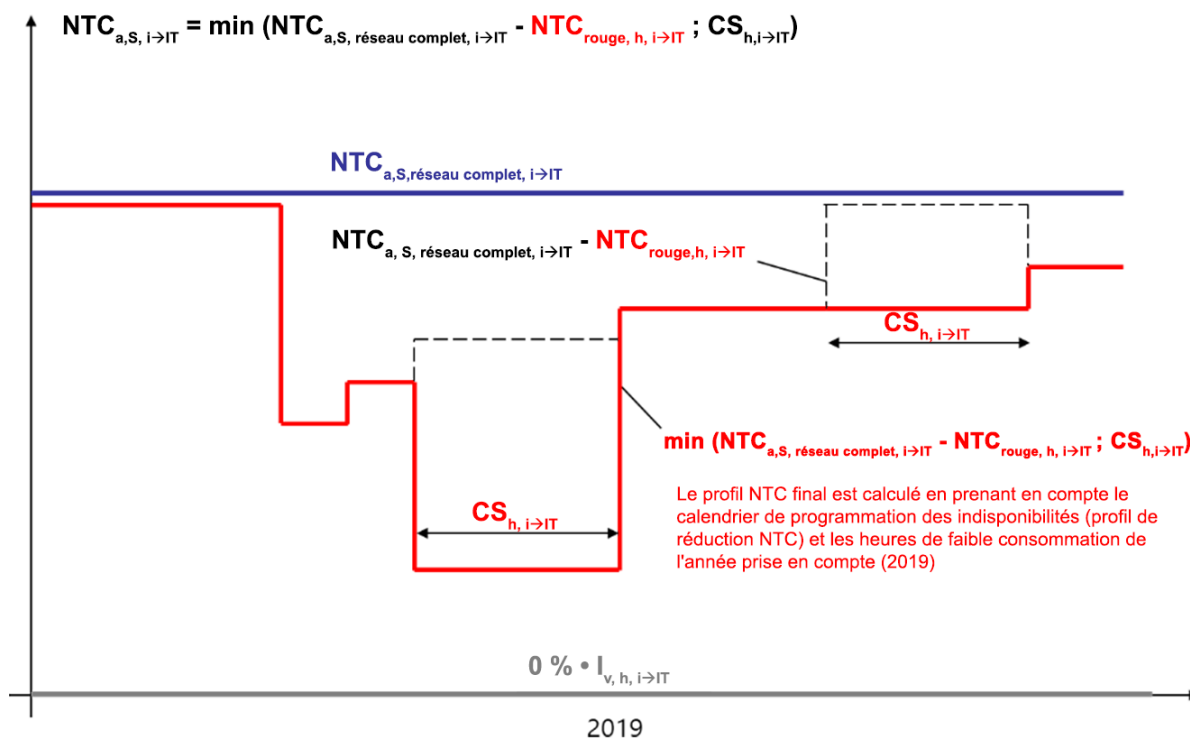


Schéma 6 : Traitement de la mise en service des Nouveaux investissements de réseau pour le calcul du profil annuel

Calcul du profil mensuel : Pour les nouveaux investissements mis en service durant la période, un pourcentage X % de la Valeur d'Investissement I_{valeur} apportée par le nouvel élément de réseau est pris en compte au cours des mois suivant sa mise en service et jusqu'à la fin de l'année. I_{valeur} est égale à la valeur de la réduction de capacité associée à l'indisponibilité de cet élément de réseau (valeur déjà convenue entre les différents départements de planification de l'exploitation et, le cas échéant, déjà utilisée lors des processus J-2 des semaines/mois précédents). Un exemple concernant un calcul fictif pour l'année 2019 est donné dans le schéma 7.

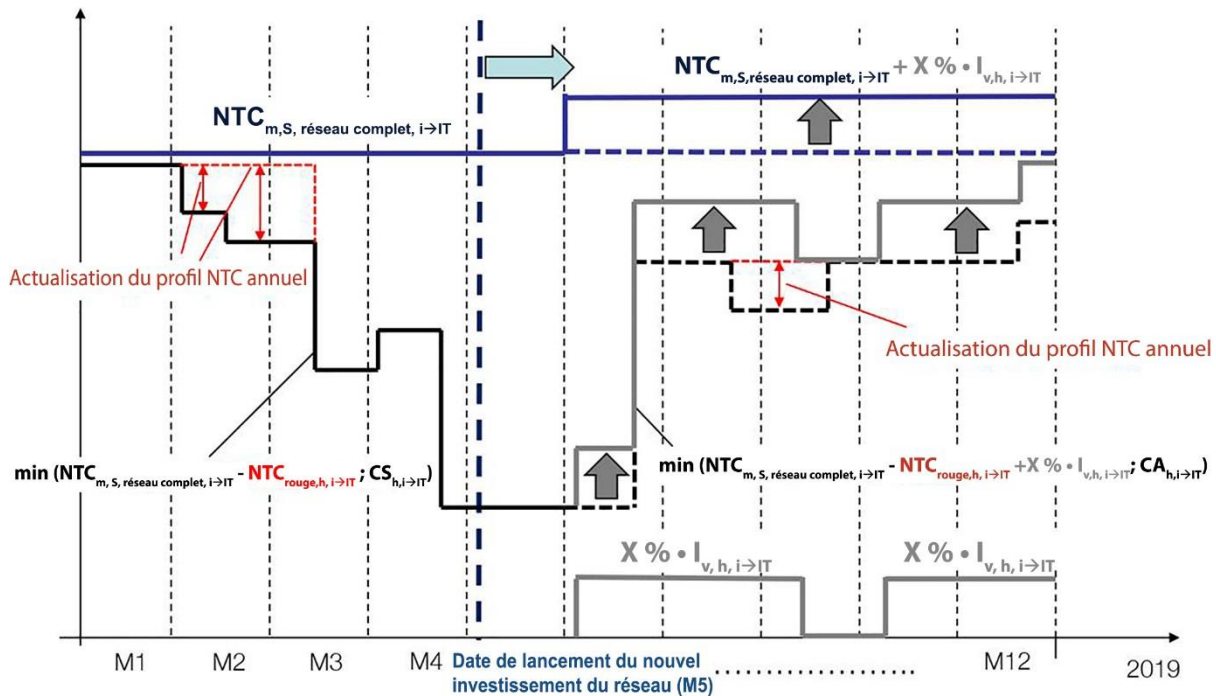


Schéma 7 : Traitement de la mise en service des nouveaux investissements de réseau pour le calcul du profil mensuel

Justification du pourcentage X% : Pour les nouveaux investissements, I_{valeur} provient de la planification d'exploitation et des processus J-2 des années précédentes prises en compte. Du fait de l'absence de valeurs historiques pour un nouvel investissement de réseau mis en service pendant la période de livraison, les valeurs disponibles fondées sur la planification d'exploitation et les processus J-2 ne sont pas aussi sûres pour toutes les situations à venir puisque les conditions d'exploitation pourraient changer radicalement à l'avenir. Le pourcentage choisi pour la prise en compte des nouveaux investissements de réseau repose donc sur le fait que les valeurs d'investissement à long terme sont supposées être fermes dans au moins 30 % des situations, et sont donc associées à un niveau de risque de 70 %. Pour associer une courbe de durée à chaque valeur des nouveaux investissements de réseau, le facteur mensuel suivant est calculé en fonction du niveau de risque (NR).

$$(3) \quad k_{m,S,i \rightarrow IT}(NR) = \frac{NTC_{m,\text{réseau complet},S,i \rightarrow IT}(NR)}{NTC_{m,\text{réseau complet},S,i \rightarrow IT}(NR=70\%)}$$

Où :

- m = mois du calcul ;
- S = Pointe/creux hiver et pointe/creux été saisonniers ;
- NR = Niveau de risque ;
- $NTC_{m,\text{réseau complet},S,i \rightarrow IT}(NR)$ = NTC saisonnière réseau complet d'une frontière générique.

$k_{m,S,i \rightarrow IT}(NR)$ représente donc la courbe de durée de la NTC saisonnière à réseau complet d'une frontière générique $i \rightarrow IT$ normalisée selon la valeur de la capacité à long terme correspondante avec un niveau de risque de 70 %. Schéma 8 représente la courbe du facteur k en fonction du niveau de risque choisi.

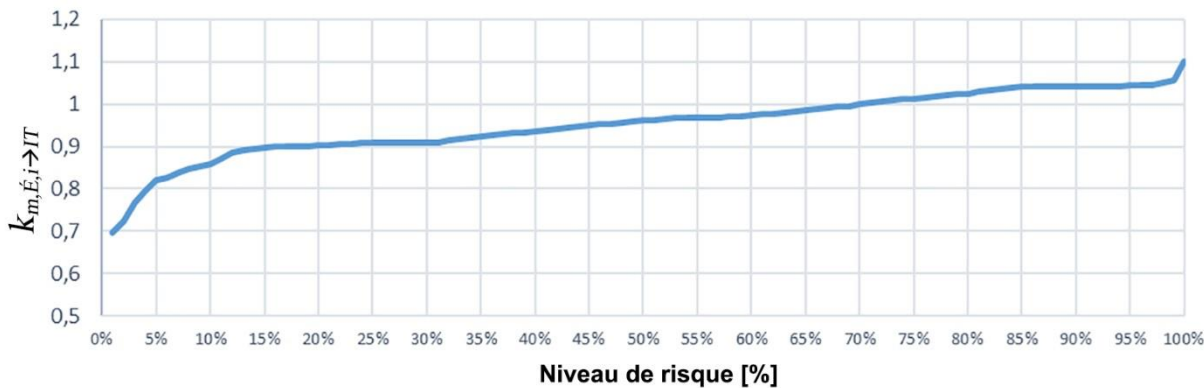


Schéma 8 : Courbe de durée du facteur $k_{m,S,i \to IT}$

Pour le calcul mensuel du mois m , la courbe de durée de la valeur des nouveaux investissements de réseau est définie de la façon suivante :

$$(4) \quad X_m \% (NR) = k_{m,S,i \to IT} (NR) * 100$$

$$(5) \quad Iv_{m,S,i \to IT} (NR) = \frac{X_m \% (NR) * NTC_{rouge, nouvel investissement du réseau, i \to IT}}{100}$$

Où :

- m = mois du calcul ;
- S = Pointe/creux hiver et pointe/creux été saisonniers ;
- NR = Niveau de risque ;
- $NTC_{rouge, nouvel investissement du réseau, i \to IT}$ = réduction de la NTC Investissements J-2 à la frontière $i \to IT$;
- $Iv_{m,S,i \to IT} (NR)$ = courbe de durée de la valeur d'investissement saisonnière pour un niveau de risque générique à la frontière $i \to IT$.

Ensuite, le pourcentage X % choisi pour le nouvel investissement de réseau pour chaque saison, période, frontière et direction est défini de la façon suivante :

$$(6) \quad X_m \% = k_{m,S,i \to IT} (NR = 3 \%) * 100$$

$$(7) \quad Iv_{m,S,i \to IT} (NR = 3 \%) = \frac{X_m \% (NR = 3 \%) * NTC_{rouge, nouvel investissement du réseau, i \to IT}}{100}$$

De cette façon, la valeur d'investissement choisie pour les calculs mensuels représente un niveau de fermeté équivalent à celui de la valeur de la capacité à long terme choisie correspondant à un niveau de risque de 3 % :

$NTC_{a,réseau complet, S, i \to IT} (NR = 3 \%)$ (voir exemple du Schéma 9).

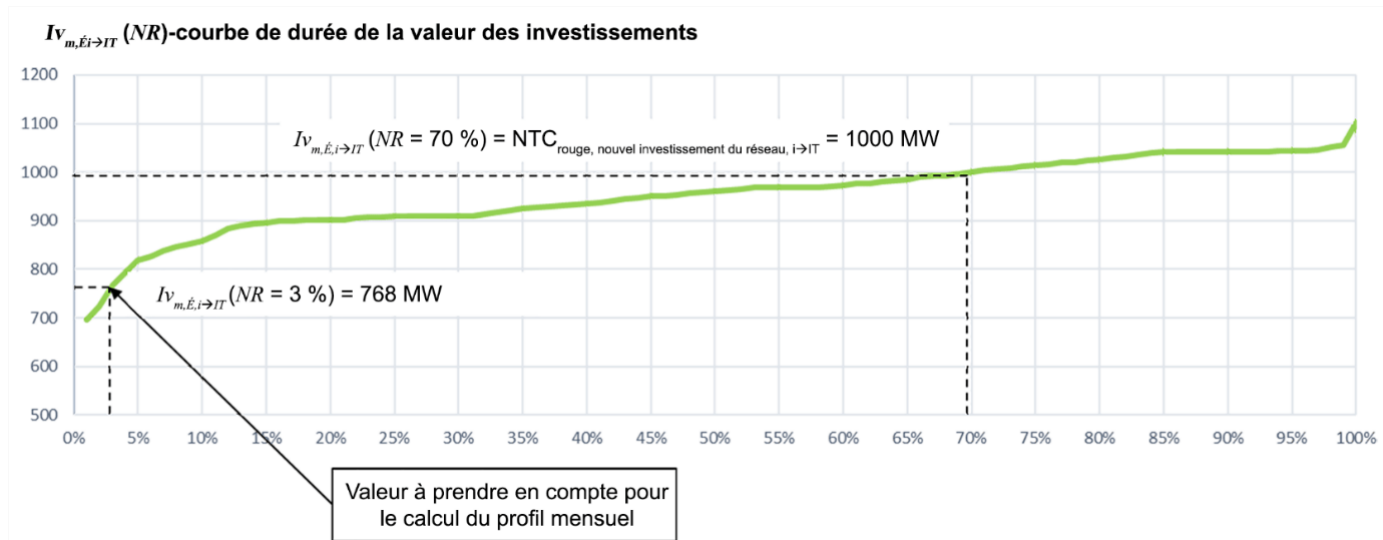


Schéma 9 : Exemple de courbe de durée de nouveaux investissements de réseau (en fonction du niveau de risque), avec une $NTC_{\text{rouge, nouveaux investissements du réseau, } i \rightarrow IT} = 1000 \text{ MW}$.

Calcul du profil NTC horaire pour la période annuelle

Le profil horaire pour les NTC bilatérales est calculé en prenant en compte le profil de réductions de la NTC bilatérale horaire issu du profil de contraintes d'allocation de la manière suivante :

$$(8) \quad NTC_{a,h,IT \rightarrow i} = \min(NTC_{a,réseau\ complet,S,IT \rightarrow i} - NTC_{rouge,h,IT \rightarrow i} ; CA_{h,IT \rightarrow i})$$

Où :

- $NTC_{a,réseau\ complet,S,IT \rightarrow i}$ = NTC « réseau complet » annuelle d'une frontière générique i et d'une période/saison générique S (valeur obtenue à partir des courbes de durée après avoir défini le niveau de risque) ;
- $NTC_{rouge,h,IT \rightarrow i}$ = valeur de réduction de la NTC pour la frontière générique i et l'heure h (qui reflète la programmation des indisponibilités horaires) ;
- $CA_{h,IT \rightarrow i}$ = Contrainte d'allocation programmée pour la frontière générique i et l'heure générique h.

Des précisions sont données dans le Schéma 10.

Pour chaque heure, les valeurs de réduction de la NTC sont déterminées en prenant en compte les dernières actualisations du processus PCI.

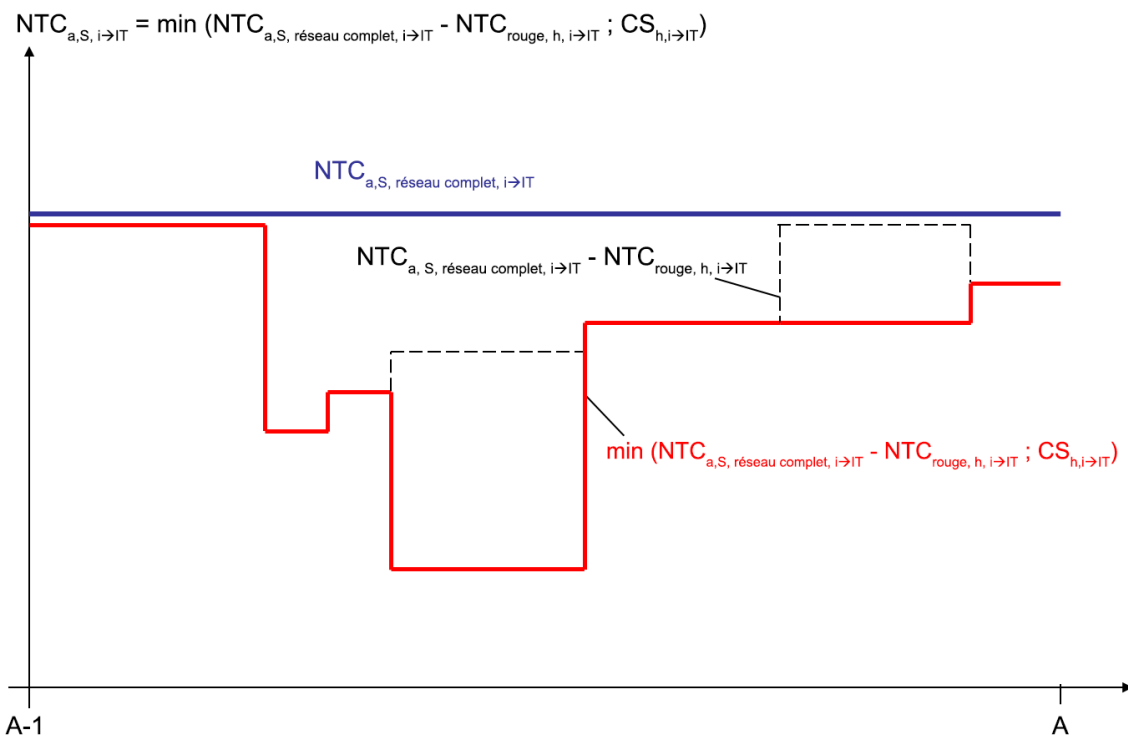


Schéma 10 : Exemple de produit annuel saisonnier de la NTC bilatérale calculé en prenant en compte les profils de la NTC saisonnière bilatérale « réseau complet » (valeur unique pour l'ensemble de la saison/période), des réductions de la NTC horaire bilatérale et des contraintes d'allocation horaires bilatérales.

Modification du profil de la NTC horaire pour prendre en compte l'effet de nouveaux investissements de réseau

Une fois que l'effet d'un nouvel investissement de réseau devant mis en service pendant la période de livraison est calculé pour chaque saison et chaque frontière/direction, sa valeur d'investissement est ajoutée aux profils d'importation/exportation de NTC horaires qui prennent déjà en compte les maintenances et les contraintes d'allocation, comme l'illustre le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Pour chaque nouvel investissement, un programme de maintenance est également pris en compte afin d'incorporer dans le nouveau profil de NTC pour chaque frontière/direction les effets liés à l'indisponibilité de cet élément de réseau pendant la période de livraison.

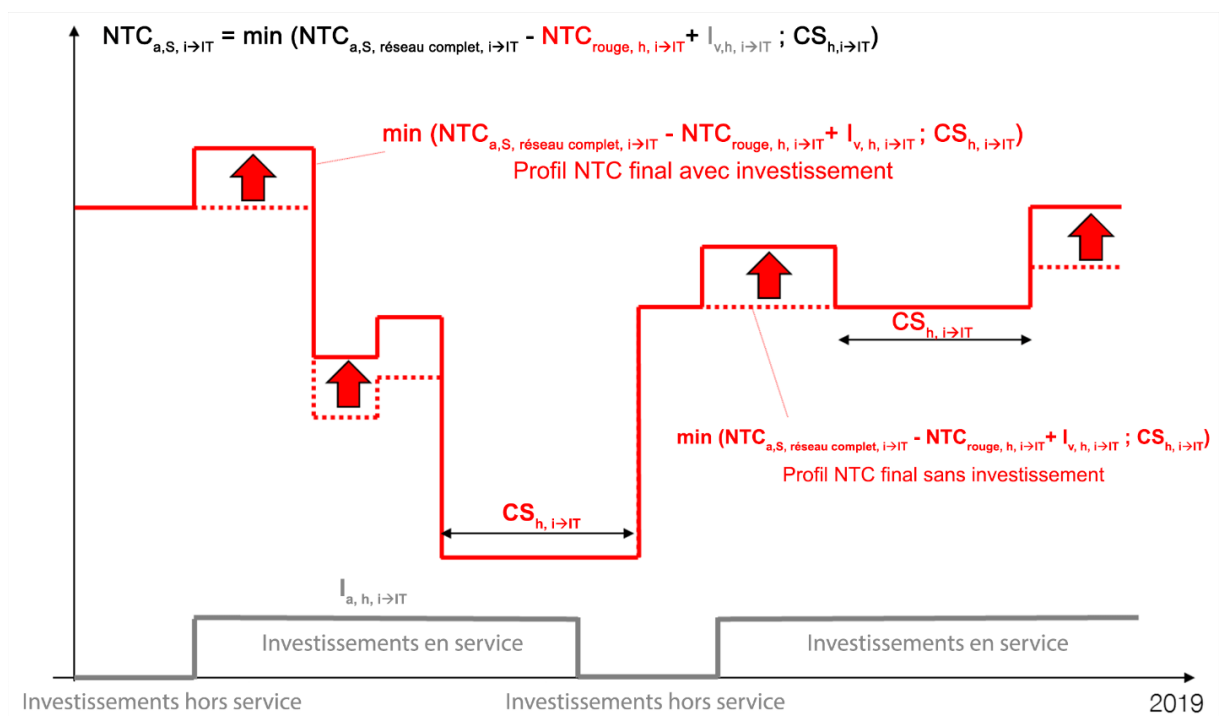


Schéma 11 : Calcul du profil horaire de la NTC finale en prenant en compte l'inclusion générale d'un nouvel investissement de réseau et son profil de valeur d'investissement horaire (selon son programme de disponibilité).



Calcul du profil NTC horaire pour la période mensuelle

La méthodologie statistique pour l'échéance mensuelle vise à actualiser le profil NTC annuel décrit aux paragraphes précédents. En d'autres termes, le profil NTC mensuel est calculé à partir de la NTC mensuelle « réseau complet » en prenant en compte les réductions de NTC et les contraintes d'allocation.

La NTC mensuelle « réseau complet » de départ correspond à la valeur de la période saisonnière telle que calculée lors du calcul de capacité annuel.

$$(9) \quad NTC_{m,réseau\ complet,S,i \rightarrow IT} = NTC_{a,réseau\ complet,S,i \rightarrow IT}$$

Où :

- S = Pointe/creux hiver et pointe/creux été saisonniers ;
- $NTC_{a,réseau\ complet,S}$ = NTC saisonnière réseau complet associée au niveau de risque adopté pour le calcul annuel.

Une version actualisée du calendrier de maintenance programmée et les réductions bilatérales de la NTC associées est prise en compte : de cette façon, il est possible de mettre à jour le dernier profil NTC annuel en considérant des variations possibles dans les combinaisons d'indisponibilités annuelles programmées et « extraordinaires ».

$$(10) \quad NTC_{m,h,i \rightarrow IT} = NTC_{m,réseau\ complet,S,i \rightarrow IT} - NTC_{rouge,h,i \rightarrow IT}$$

Où :

- $NTC_{m,h,i \rightarrow IT}$ = profil NTC horaire obtenu en déduisant le profil de réduction de la NTC horaire de la NTC « réseau complet » mensuelle ;
- $NTC_{rouge,h,i \rightarrow IT}$ = profil de réduction de la NTC horaire.

L'effet des investissements devant être mis en service pendant la période de livraison est ajouté.

Enfin, le profil résultant est comparé avec le profil de contraintes d'allocation recalculé fondé sur les données d'entrée les plus actualisées.

$$NTC_{m,h,i \rightarrow IT} = \min(NTC_{m,réseau\ complet,S,i \rightarrow IT} - NTC_{rouge,h,i \rightarrow IT} ; CA_{h,i \rightarrow IT})$$

Où :

- $NTC_{m,réseau\ complet,S,i \rightarrow IT}$ = NTC « réseau complet » mensuelle de la frontière générique et de la saison générique S ;
- $NTC_{rouge,h,i \rightarrow IT}$ = profil de réduction NTC horaire de la frontière générique (actualisée dans le processus mensuel) ;
- $CA_{h,i \rightarrow IT}$ = profil de Contraintes d'allocation horaire de la frontière générique.

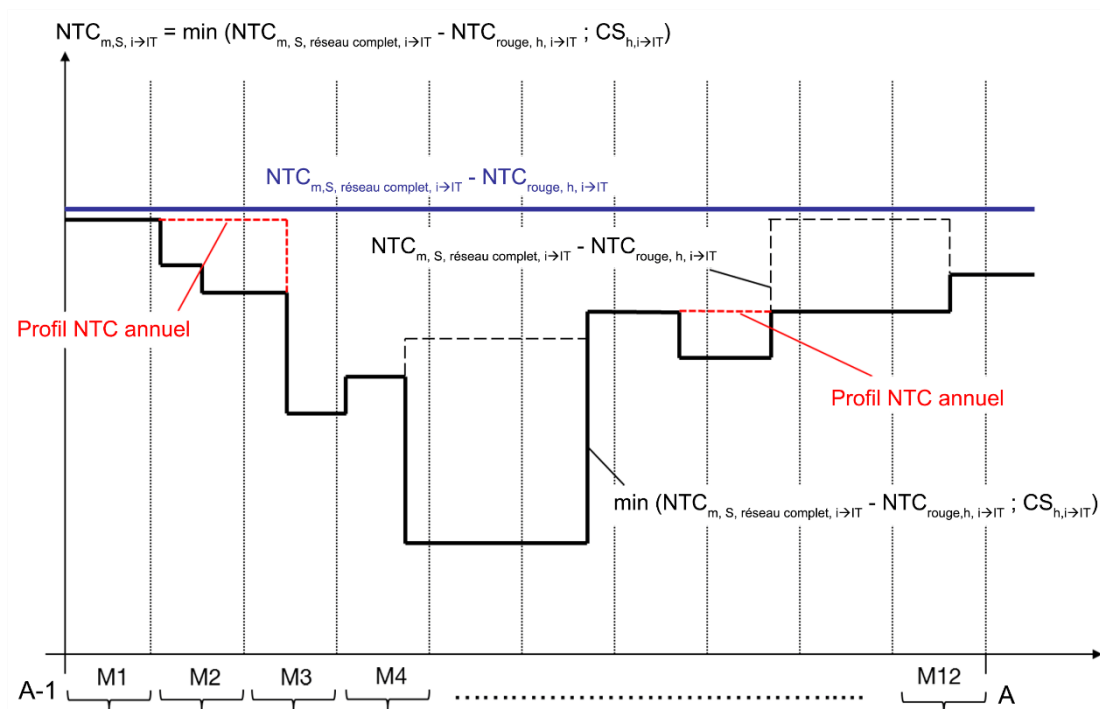


Schéma 12 : Exemple de produit mensuel en NTC bilatérale pour la saison/période, calculé en prenant en compte la NTC bilatérale « réseau complet » pour la saison/période (valeur unique pour l'ensemble de la période pointe hiver), les réductions de la NTC bilatérale pour la saison/période (fondée sur le calendrier de maintenance programmée actualisé) et le profil Faible consommation bilatéral actualisé



Annexe 2

Meilleure efficacité de l'approche statistique

Conformément à l'article 10, paragraphe 4, alinéa b du règlement FCA, les critères suivants sont fixés pour l'utilisation d'une approche statistique par les GRT de la région Italie Nord et les Contreparties techniques :

- I. Augmenter l'efficacité de la méthodologie de calcul de la capacité.
- II. Mieux prendre en compte les incertitudes relatives au calcul de la capacité d'échange entre zones à long terme que l'analyse de la sécurité, conformément au paragraphe 4, alinéa a.
- III. Augmenter l'efficacité économique, avec le même niveau de sûreté du système électrique.

Arguments qualitatifs

Les paragraphes suivants énumèrent les principaux arguments qualitatifs démontrant que l'approche statistique est plus bénéfique que l'approche fondée sur des scénarios.

Le lancement d'un processus de création de scénarios cohérents pour la région Italie Nord nécessiterait des ressources importantes et engendrerait des retards dans la planification. Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique devraient trouver un accord avec les GRT de l'ENTSO-E pour créer des horodatages supplémentaires, qui seraient utiles pour la région Italie Nord. Cela conduirait également à des efforts plus importants du côté des GRT de l'ENTSO-E.

Dans le cadre d'une expérimentation préliminaire utilisant le scénario d'hiver commun de tous les GRT pour 2019, les modèles se sont révélés pré-congestionnés. Cela a généré des problèmes de convergence de l'analyse des flux avec des capacités à long terme très faibles, voire inexistantes pour les frontières de la région Italie Nord. Par conséquent, une étape de processus spécifique destinée à améliorer la qualité du scénario de référence serait nécessaire au sein de la LT CCM.

De même, la fermeté des capacités constitue un élément important pour les capacités à long terme : la garantie d'un niveau de fermeté élevé pour une approche fondée sur des scénarios entraînerait une valeur MFT/MFF élevée, ce qui réduirait les capacités. De plus, l'approche fondée sur des scénarios devrait définir une méthodologie robuste et statistiquement valable pour le calcul MFT/MFF car les scénarios de référence, qui sont spécifiques et artificiels, ne recouvrent pas l'ensemble des situations possibles pouvant survenir sur de longues périodes (ex : toutes les heures possibles d'une année/ou d'un mois et l'impossibilité d'avoir des prévisions à long terme pertinentes pour des variables telles que les sources de renouvelables et la consommation). De ce fait, les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique auraient dû définir une méthodologie statistique pour le calcul MFT/MFF quelle que soit l'approche choisie. Cela aurait dû être réalisé parallèlement à l'élaboration du processus fondé sur des scénarios, augmentant ainsi la charge de travail des GRT et des CSR. Par conséquent, les calculs fondés sur des scénarios n'auraient pas de réelle valeur ajoutée.

Enfin, les scénarios n'auraient pas été pleinement représentatifs pour la RCC Italie Nord et ne refléteraient pas toujours toutes les particularités de cette RCC (comme les différentes répartitions de flux aux frontières de la région Italie Nord liées à l'influence de RCC extérieures).



De plus, une approche statistique de CC à long terme profiterait directement des meilleures prévisions du processus à court terme, à chaque fois qu'une amélioration de la MCC à court terme serait mise en œuvre (en fonction des résultats Journaliers et Infrajournaliers).

Les paragraphes suivants énumèrent les principaux arguments quantitatifs, afin de démontrer que l'approche statistique est plus bénéfique qu'une approche fondée sur des scénarios.

Les GRT de la région Italie Nord et la Contrepartie technique ont notamment effectué un calcul expérimental fondé sur des scénarios, en utilisant le modèle de référence Pointe hiver d'ENTSO-E de 2019 afin de :

- Comparer les valeurs de capacité entre l'approche statistique et de l'approche fondée sur des scénarios.
- Évaluer le niveau de qualité des modèles de référence de l'ENTSO-E devant être utilisés pour les calculs fondés sur des scénarios.
- Évaluer la fiabilité et la fermeté de la capacité calculée selon l'approche fondée sur des scénarios.

Le modèle de référence Pointe Hiver d'ENTSO-E de 2019 a été utilisé pour réaliser cette analyse et les problèmes suivants ont été relevés :

- La valeur de puissance réactive du modèle utilisé est très faible de même que la régulation de la tension de certains producteurs. Ces problèmes ont provoqué des divergences dans l'algorithme de calcul de répartition. De ce fait, les GRT ont dû améliorer manuellement le modèle avant de commencer le calcul de capacité fondé sur des scénarios. Dans l'hypothèse d'un processus automatique fondé sur des scénarios, la faiblesse de la qualité des données d'entrée aurait entraîné un échec du processus CC LT ;
- Après l'application des améliorations décrites ci-dessus, l'analyse de la sécurité en N-1 a été réalisée en contrôlant la liste des ECRA (CNEC), produisant un modèle pré-congestionné. Ceci était dû notamment aux paramètres aléatoires de TD et des couplages de jeux de barres omnibus qui ont des répercussions sur le scénario de référence annuel. Dans ce modèle, la ligne d'interconnexion Lienz-Soverzene entre l'Autriche et l'Italie s'avère être pré-congestionnée dans un état N et N-1 du fait d'une absence de coordination des paramètres des TD sur les postes électriques de Lienz (Autriche), Divaca (Slovénie) et Padriciano (Italie) ;
- Ces pré-congestions ont entraîné une valeur TTC très basse de 5735 MW, qui a été calculée sans optimisateur de parades, leur disponibilité et leur application en temps réel étant très difficile à garantir aussi longtemps à l'avance.
- La NTC fondée sur le scénario à réseau complet de 5235 MW, obtenue en déduisant la valeur MFT J-2 actuelle de 500 MW de la TTC calculée, a été comparée avec la valeur statistique de pointe hiver à réseau complet obtenue en fixant un niveau de risque de 3 %, tel que décrit à l'article 6, paragraphe 2 de la présente méthodologie (voir Schéma 13). Cette comparaison a révélé une capacité issue du scénario inférieure de 1424 MW à la NTC statistique obtenue en appliquant un niveau de risque de 3 %.
- De plus, cette comparaison a été réalisée sans prendre en compte une méthodologie robuste et statistiquement valable pour le calcul de la MFT à long terme (par souci de simplicité, la même MFT que pour J-2 a été prise en compte). De ce fait, les incertitudes à l'échelle annuelle et mensuelle étant plus élevées que pour les niveaux J-2 et IJ et les scénarios de référence ne recouvrant pas l'ensemble des situations pouvant survenir sur une longue période de temps, des valeurs MFT plus élevées auraient dû être fixées pour garantir un niveau de fermeté élevé. Par conséquent, la capacité calculée sur la base d'un scénario aurait engendré des capacités plus faibles encore.

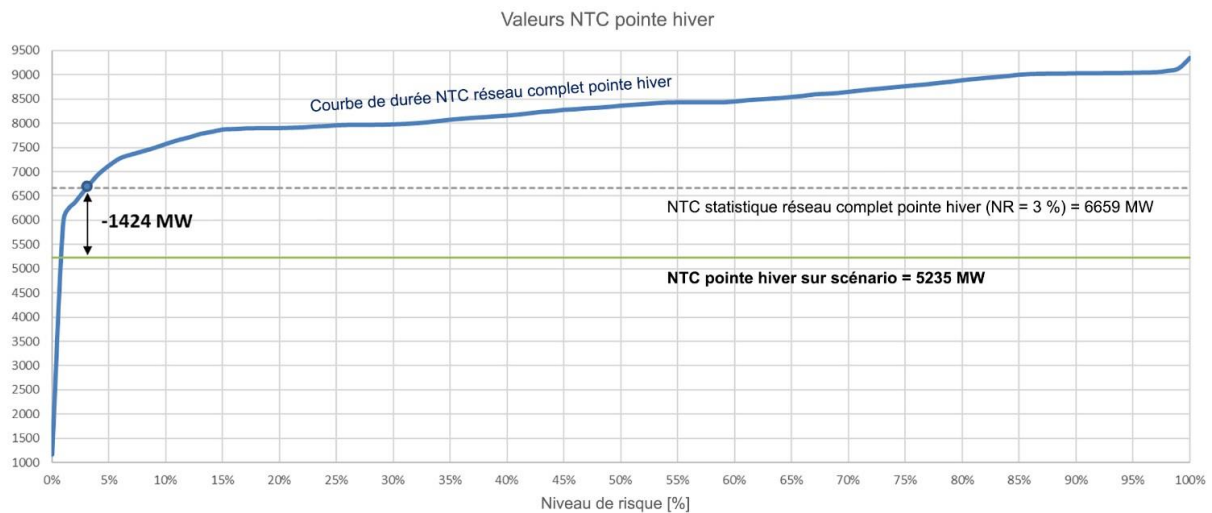


Schéma 13 : comparaison entre les valeurs NTC fondées sur un scénario et statistiques

Dépendance à la position nette des prévisions

Par ailleurs, l'influence de pays tiers dans le processus de calcul de la capacité pour la région Italie Nord a été étudiée en utilisant encore une fois le modèle de référence Pointe hiver de l'ENTSO-E de 2019. Cette analyse a été réalisée en modifiant les prévisions relatives à la position nette (PN) pour l'Allemagne.

Dans cette situation, seule la période pointe hiver a été prise en compte avec les actions correctives (AAC). Une variation positive entre la France et l'Allemagne indique une augmentation des échanges de la France vers l'Allemagne. Inversement, une variation négative indique une baisse des échanges de l'Allemagne vers la France.

Le scénario de référence de l'ENTSO-E comprend une PN de +10 575 MW pour la France et une PN de + 6655 MW pour l'Allemagne. La valeur NTC totale pour la région Italie Nord est 9985 MW. Le Tableau 1 et le Schéma 13 offrent une vue d'ensemble de ce scénario test. Lorsque la variation Δ entre la France et l'Allemagne baisse de -1000 MW à -3000 MW, la valeur NTC totale diminue également, mais l'élément limitant ne change pas.

Au contraire, une augmentation de la variation Δ de 0 à +1000 MW augmente la NTC totale de la RCC Italie Nord, tandis que l'augmentation continue du Δ de +1000 MW à + 4000 MW réduit la valeur de NTC finale et fait du couple de lignes d'interconnexions Riddes-Valpelline #Albertville-Rondissone 1&2 le nouvel élément limitant.

Pour conclure, cet exemple donne une meilleure idée de l'influence de pays n'appartenant pas à la région Italie Nord sur cette RCC. La seule valeur acceptable de variation est comprise entre 0 et + 3000 MW, puisqu'elle n'affecte pas de façon significative la NTC finale de la région Italie Nord. Les répercussions détaillées de l'élément limitant Soazza-Bulciago sont illustrées dans le deuxième graphique à la page suivante.



Tableau 1 : Comparaison des valeurs NTC avec une variation Delta (NP-FR>NP-DE)

POSITION NETTE FR	+ 7704	+ 9632	+ 10 575	+ 11 535	+ 13 567	+ 14 529
POSITION NETTE DE	+ 9412	+ 7576	+ 6655	+ 5714	+ 3776	+2802
Variation Δ (PNFR>PNDE)	-3000	-1000	ÉTUDE DE RÉFÉRENCE	1000	3000	4000
Situation réseau complet	Pointe hiver (AAC)	Pointe hiver (AAC)	Pointe hiver (AAC)	Pointe hiver (AAC)	Pointe hiver (AAC)	Pointe hiver (AAC)
Élément restrictif	Soazza-Bulciago #Robbia-Bulciago/ San Fiorano	Soazza-Bulciago #Robbia-Bulciago/ San Fiorano	Soazza-Bulciago #Robbia-Bulciago/ San Fiorano	Soazza-Bulciago #Robbia-Bulciago/ San Fiorano	Riddes-Valpelline #Albertville-Rondissone 1&2	Riddes-Valpelline #Albertville-Rondissone 1&2

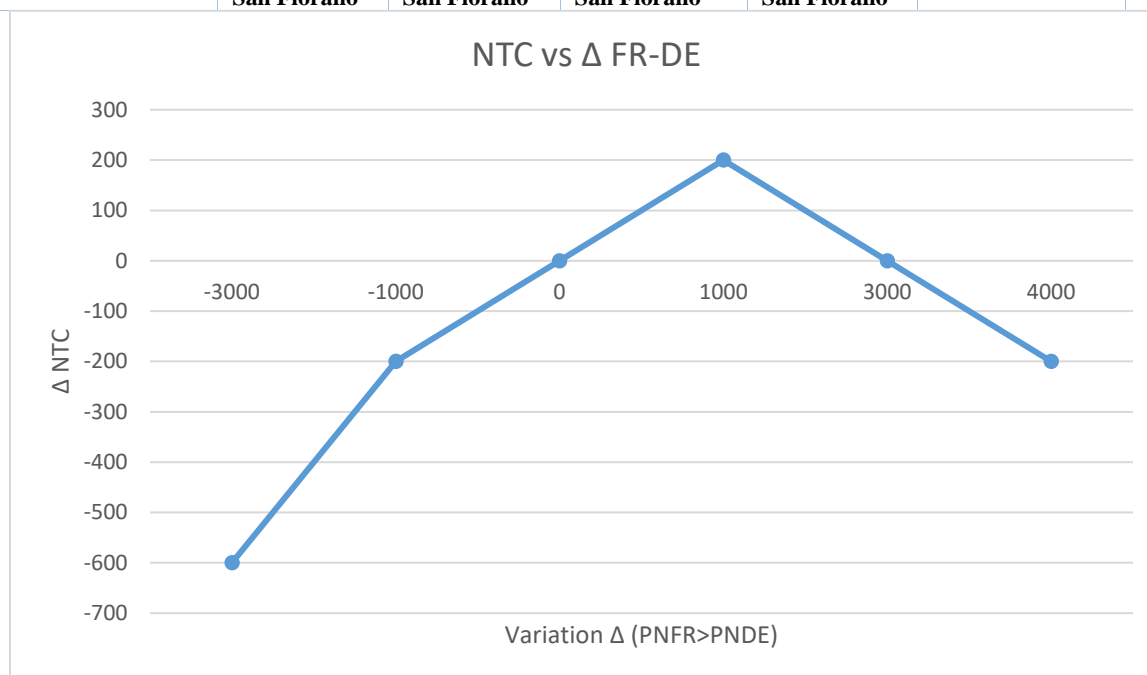


Schéma 14 : Valeur NTC avec variation Delta

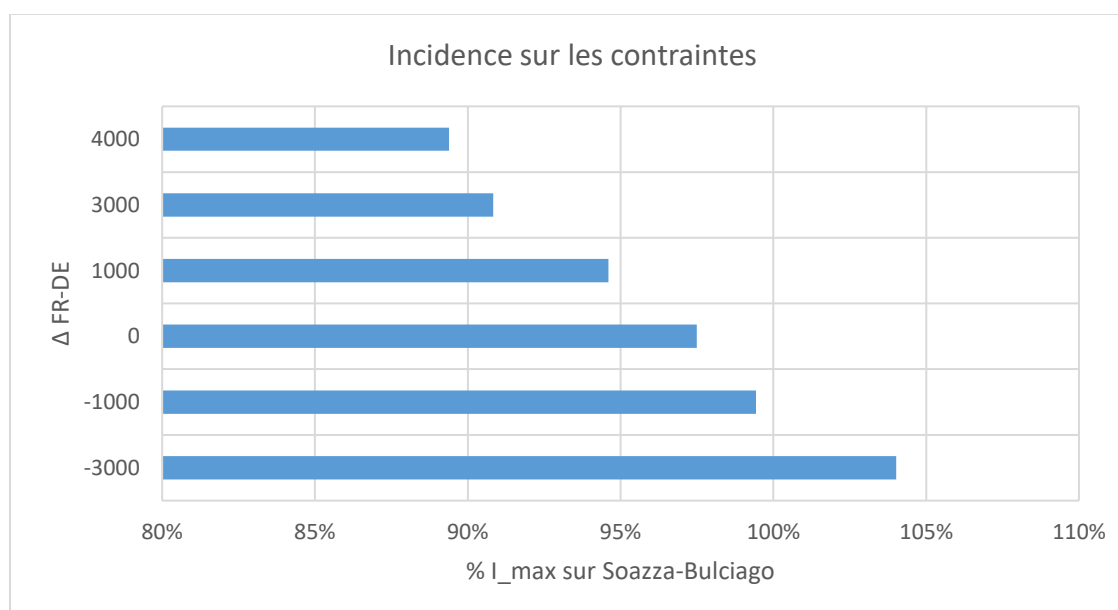


Schéma 15 : Incidence de la variation des échanges FR → DE sur l'élément critique de réseau initial Soazza-Bulciago



Estimation des coûts supplémentaires

L'estimation des coûts repose sur l'augmentation de la charge de travail pour les GRT IN ainsi que pour les GRT de l'ENTSO-E si une approche fondée sur des scénarios était choisie pour la région IN (voir le Tableau 2 ci-dessous). L'analyse a été réalisée en estimant la charge de travail à temps plein (ETP) nécessaire, exprimée en nombre de Jours/homme (JH), pour le développement du processus de calcul de la capacité selon une approche par scénarios et statistique. La comparaison des coûts entre les deux approches est fournie dans le

Tableau 2.

Tableau 2 : Estimation détaillée des coûts pour les différentes approches (JH = Jour/homme)

Tâches	Approche fondée sur des scénarios		Approche statistique	
	JH CSR	JH GRT	JH CSR	JH GRT
1. 4 scénarios supplémentaires pour la région IN				
a. Recueil MRC du scénario ENTSO-E	3	600 ¹	0	0
b. Élaboration d'un scénario spécifique à l'Italie Nord			0	0
c. Validation de scénarios spécifiques par d'autres RCC			0	0
2. Amélioration du scénario de référence	20	25	0	0
3. Intégration des données CC J-2 & IJ pour l'année complète	5	5	5	5
4. Définition d'un niveau de risque	0,5	5	0,5	5
5. Intégration des Indisponibilités programmées	0,5	10	0,5	5
6. Calcul de la MFT	20	25	0	0
7. Validation de la capacité LT des GRT	0	25	0	5
Total ETP (JH)	49	695	6	20

La charge de travail principale fournie en choisissant l'approche fondée sur des scénarios est liée à l'élaboration de scénarios supplémentaires pour la RCC Italie Nord par tous les GRT de l'ENTSO-E. Le processus de développement pour l'approche fondée sur des scénarios nécessiterait un travail significatif pour le processus de recueil pour les CSR et les GRT, estimable à 603 jours/homme au total. Cette étape n'est pas nécessaire en adoptant une approche statistique.

Les efforts liés au processus de mise en œuvre globale peuvent être estimés en prenant en compte les étapes 2 à 7. La charge estimée du processus de mise en œuvre pour l'approche fondée sur des scénarios s'élève à 141 jours/homme, tandis que l'approche statistique ne nécessite que 26 jours/homme. La principale différence réside dans les efforts requis par l'approche fondée sur des scénarios pour l'amélioration des scénarios de référence. Cette étape ne sera pas nécessaire pour l'approche statistique car les échantillons sont déjà optimisés.

¹ 5 JH estimés par GRT et par scénario, en postulant 30 GRT.



Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** illustre une comparaison directe entre les coûts de développement estimés pour les deux approches.

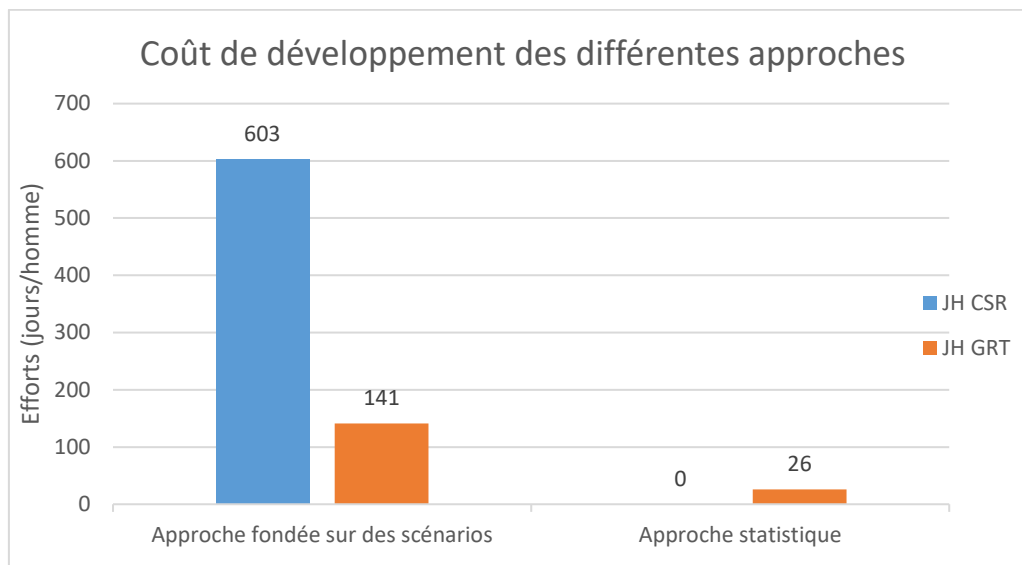


Schéma 16 : Estimation des coûts en JH de la mise en œuvre de l'approche fondée sur des scénarios et de l'approche statistique