



DÉLIBÉRATION N° 2018-256

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2018 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Manche

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

1. CONTEXTE, COMPÉTENCE ET SAISINE DE LA CRE

1.1 Introduction et contexte juridique sur le calcul de capacité

Le 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 (règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* », ci-après « règlement CACM ») est entré en vigueur le 14 août 2015. Il porte sur le calcul et l'utilisation des capacités d'interconnexion aux échéances journalière et infra journalière.

L'article 20(2) du règlement CACM dispose « [qu'] *au plus tard 10 mois après l'approbation de la proposition relative à une région de calcul de la capacité [...], tous les gestionnaires de réseau de transport de chaque région de calcul de capacité soumettent une proposition de méthodologie commune relative au calcul coordonné de la capacité dans leur région respective* ».

En application de l'article 20(1) du règlement CACM, la proposition de méthodologie commune doit correspondre à une approche de calcul de capacité fondé sur les flux (« *flow based* »). Toutefois, l'article 20(7) du règlement CACM prévoit que les gestionnaires de réseau de transport (« GRT ») peuvent proposer la mise en œuvre d'une approche fondée sur la capacité de transport nette (« *net transfer capacity* », ci-après NTC) coordonnée, à condition de « *démontrer que l'application de la méthodologie pour le calcul de la capacité fondée sur les flux ne serait pas pour le moment plus efficiente que l'approche NTC coordonnée à niveau égal de sécurité d'exploitation dans la région concernée* ».

L'approche NTC coordonnée correspond à une méthode de calcul de capacité reposant sur l'évaluation et la définition *ex ante* d'un échange d'énergie maximal entre des zones adjacentes. En l'espèce, les GRT de zones transfrontalières se coordonnent pour déterminer la capacité d'interconnexion pouvant être mise à disposition des marchés, tout en assurant la sécurité d'exploitation du réseau. Le calcul de capacité NTC coordonné permet de déterminer des capacités d'échanges bilatérales sur chaque frontière concernée.

Par ailleurs, l'article 21 du règlement CACM prévoit que la proposition de méthodologie commune comporte au minimum, pour chaque échéance de calcul de capacité, les méthodologies de calcul des données d'entrée pour le calcul de capacité, une description détaillée de l'approche suivie pour le calcul de la capacité ainsi qu'une méthodologie pour la validation de la capacité d'échange entre les zones. Pour l'échéance infra journalière, la fréquence à laquelle la capacité est réévaluée doit être précisée. La proposition de méthodologie commune doit en outre comprendre une procédure de repli dans le cas où le calcul initial de la capacité ne donnerait pas de résultats.

Les méthodologies de calcul des données d'entrée déterminent les marges de fiabilité, les limites de sécurité d'exploitation, les aléas à prendre en compte dans le calcul de la capacité et des contraintes d'allocation pouvant être appliquées, les clés de la variation de la production ainsi que les actions correctives à prendre en compte dans le calcul de la capacité. Ces méthodologies devraient être harmonisées dans la mesure du possible au sein des différentes régions de calcul de capacité.

L'approche suivie pour le calcul de la capacité doit inclure une description mathématique de l'approche utilisée pour le calcul de la capacité avec différentes données d'entrée pour ledit calcul, les règles de détermination des flux d'électricité sur les éléments critiques de réseau en tenant compte de la capacité d'échange déjà allouée entre zones et des ajustements à la suite d'actions correctives. En cas de sélection de l'approche NTC, elle devrait comprendre une méthode de calcul des marges disponibles sur les éléments critiques de réseau ainsi que les règles de répartition, entre différentes frontières de zones de dépôt des offres, des capacités offertes en termes de flux d'électricité. En outre, l'approche doit contenir des règles visant à empêcher toute discrimination induite entre les échanges internes et les échanges entre zones.

Les éléments requis pour l'élaboration de chacune de ces méthodologies sont détaillés aux articles 22 à 27 du règlement CACM.

1.2 Compétence et saisine de la CRE

En application des dispositions de l'article 9(7) du règlement CACM, la proposition de méthodologie commune doit faire l'objet d'une approbation coordonnée par toutes les autorités de régulation de la région concernée. Par ailleurs, en application des dispositions de l'article 9(12) du règlement CACM, les autorités de régulation peuvent, avant d'approuver la proposition des GRT, demander conjointement une modification de cette proposition. Les GRT doivent alors soumettre aux autorités de régulation une proposition amendée dans un délai de deux mois.

Afin de faciliter les prises de décision coordonnées au sein de la région Manche qui rassemble la France, la Belgique, la Grande-Bretagne et les Pays-Bas¹, les autorités de régulation concernées² sont convenues, par l'intermédiaire d'un protocole d'accord établissant un Forum Régional des Régulateurs de l'Energie, de mettre en place un processus de coopération régionale. Pour chaque méthodologie régionale soumise par les GRT de la région Manche, les autorités de régulation précitées coopèrent afin de parvenir à une position commune en faveur de l'approbation ou d'une demande d'amendement de la proposition, puis élaborent un document de synthèse faisant état de cette position, qu'ils adoptent à l'unanimité. A l'issue de l'adoption de ce document de synthèse, chaque autorité statue sur la méthodologie qui lui a été soumise sur la base des éléments synthétisés dans ce document.

En l'espèce, RTE a soumis à la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») le 15 septembre 2017 une première proposition de méthodologie de calcul de capacité coordonné aux échéances journalière et infra journalière, aux frontières de la région Manche. Sur demandes de la CRE en coordination avec les autres autorités de régulation concernées, RTE a amendé à deux reprises cette proposition par courriers réceptionnés les 19 juin 2018 et 5 novembre 2018 par la CRE.

Les autorités de régulation de la région Manche sont convenues, par un accord en date du 27 novembre 2018, que la deuxième proposition amendée qui leur avait été soumise pouvait être approuvée en l'état. Les termes de cet accord sont annexés à la présente délibération qui en reprend les principaux éléments.

2. PROPOSITION DE L'ENSEMBLE DES GRT DE LA RÉGION MANCHE

2.1 Proposition soumise par les GRT de la région Channel

En application des dispositions de l'article 20 du règlement CACM, tous les GRT de la région Manche ont organisé une consultation publique sur leur proposition de méthodologie du 23 juin 2017 au 31 juillet 2017 *via* le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (« *European network of transmission system operators for electricity* » ci-après « *ENTSO-E* »).

La première proposition de méthodologie commune relative au calcul de capacité coordonné aux échéances journalière et infra journalière élaborée par les GRT de la région Manche a été soumise le 15 septembre 2017. La proposition de méthodologie commune relative au calcul de capacité coordonné aux échéances journalière et infra journalière est basée sur l'approche NTC coordonnée.

Cette première proposition a fait l'objet d'une demande d'amendement le 20 mars 2018 par les autorités de régulations de la région Manche en application des dispositions de l'article 9(12) du règlement CACM. Entre autres, les autorités de régulations de la région Manche ont demandé à ce que les GRT présentent formellement une demande justifiée de mise en œuvre de l'approche NTC coordonnée en lieu et place de l'approche basée sur les flux.

Une version modifiée de la méthodologie de calcul de capacité a été reçue par la CRE par courrier le 19 juin 2018. Cette version modifiée était accompagnée d'une demande de mise en œuvre de l'approche NTC coordonnée. Elle

¹ Cf. décision des autorités de régulation en date du 18 septembre 2017 modifiant la décision n° 06/2016 de l'ACER du 17 novembre 2016 sur les régions pour le calcul de la capacité.

² La Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour la France, l'*Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM) pour la Grande-Bretagne, la *Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz* (CREG) pour la Belgique et l'*Authority for Consumers & Markets* (ACM) pour les Pays-Bas.

a fait l'objet d'une deuxième demande de modification par courrier daté du 27 juillet 2018. Cette deuxième demande de modification avait pour objectif d'accroître la transparence de la méthodologie concernant deux points.

Enfin, une deuxième version modifiée de la méthodologie de calcul de capacité a été reçue par la CRE par courrier le 5 novembre 2018. En ligne avec l'article 9(9) du règlement CACM, cette proposition comporte un calendrier de mise en œuvre et une description de son impact relatif aux objectifs du règlement CACM. Cette proposition contient par ailleurs les méthodologies requises par l'article 21 du règlement CACM.

2.2 Contenu de la proposition des GRT

Les éléments principaux de la proposition de méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Manche et des documents associés sont les suivants :

- Une demande de mise en œuvre de l'approche NTC coordonnée justifiant que l'application de la méthodologie pour le calcul de la capacité fondé sur les flux ne serait pas pour le moment plus efficiente que l'approche NTC coordonnée, à niveau égal de sécurité d'exploitation dans la région concernée. Cette demande étant soumise pour la première fois aux autorités de régulations de la région Manche, celles-ci avaient 6 mois pour prendre leur décision la regardant ;
- Une première version du calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière et infra journalière devra être mise en œuvre au plus tard au troisième trimestre 2019. Une seconde version incluant les valeurs de la marge de sécurité prise par les GRT sera mise en œuvre au plus tard dans les 18 mois suivant la première version ;
- les données d'entrée du calcul de capacité (marge de sécurité, seuil de sélection des branches critiques, clés de répartition de la variation de la production et de la consommation) font l'objet de méthodologies communes. Les GRT s'engagent à réévaluer régulièrement la pertinence du niveau de la marge de sécurité mis en œuvre ;
- le calcul de capacité à l'échéance journalière est organisé par une entité de calcul de capacité coordonné, à laquelle les GRT fournissent leur modèle commun de réseau, les informations les plus récentes sur l'état de leurs réseaux et les capacités transfrontalières déjà allouées. Il est déclenché en cas de panne sur une branche critique répondant aux critères définis dans l'article 5 de la méthodologie. Les capacités déterminées par l'entité de calcul de capacité coordonné sont soumises à la validation des GRT concernés. Après déduction de la marge de sécurité, les capacités de transport nettes sont communiquées aux opérateurs des marchés de l'électricité de la région Manche ;
- le calcul de capacité à l'échéance infra journalière est effectué sur la base d'informations actualisées sur l'état des réseaux de la région Manche. Les GRT évalueront la fréquence optimale de recalcul de la capacité à l'échéance infra journalière au plus tard deux ans après la mise en œuvre du calcul de capacité coordonné à cette échéance ; et
- dans le cas où le calcul de capacité ne donne pas de résultat, les GRT doivent valider, ou revoir le cas échéant, les dernières capacités transfrontalières calculées de manière coordonnée. Si les valeurs de ces capacités ne sont pas disponibles, les GRT donneront la totalité de la capacité des interconnexions.

3. ANALYSE ET CONCLUSIONS DE L'ENSEMBLE DES AUTORITÉS DE RÉGULATION DE LA RÉGION MANCHE

3.1 Concernant l'application d'une approche NTC coordonnée

Les autorités de régulation de la région Manche considèrent que les GRT ont démontré que l'approche basée sur les flux ne serait pas plus efficiente que l'approche NTC coordonnée à niveau égal de sécurité d'exploitation. En particulier, l'approche NTC coordonnée permettra de donner la totalité de la capacité des interconnexions lorsque le réseau est exploité dans des conditions normales.

Les autorités de régulation de la région Manche sont donc en faveur de la mise en œuvre d'une approche NTC coordonnée.

Les autorités de régulation de la région Manche demandent également aux GRT de la région Manche de se rapprocher des GRT de la région Core afin d'explorer la mise en œuvre progressive d'un calcul de capacité prenant en compte l'impact à terme des interconnexions de la région Manche sur le calcul de capacité fondé sur les flux dans la région Core.

3.2 Concernant la méthodologie de calcul de capacité

La première demande d'amendement des autorités de régulation de la région Manche visait essentiellement l'amélioration du niveau d'information apporté par la méthodologie.

La seconde demande d'amendement, adressée aux GRT en juillet 2018, avait pour objectif d'accroître la transparence de la méthodologie concernant deux points :

- Les conditions de déclenchement du calcul de capacité, en gardant une flexibilité suffisante pour s'adapter aux changements futurs du contexte de la région Manche.
- Les conditions et méthodes de définition des contraintes d'allocation et de leurs niveaux respectifs.

Sur ce deuxième point, les autorités de régulation de la région Manche ont observé qu'à l'article 24(6) de la proposition de méthodologie, les GRT définissent un cadre de transparence spécifique aux contraintes d'allocation décrites aux articles 24(4)(iii) et 24(4)(iv)³. Ce cadre ne semble pas garantir le même niveau de transparence auprès des acteurs de marché que le cadre défini pour les autres contraintes d'allocation.

Les régulateurs ont fait part de ce constat aux GRT de la région Manche. Ceux-ci ont clarifié que leur intention était en réalité de proposer un cadre assurant une plus grande auditabilité des contraintes d'allocation décrites aux articles 24(4)(iii) et 24(4)(iv) en prenant en compte leur caractère variable dans le temps⁴.

Les GRT ont toutefois reconnu que la formulation de la méthodologie n'était pas suffisamment claire et se sont engagés auprès des régulateurs à fournir de plus amples informations concernant les contraintes d'allocation décrites aux articles 24(4)(iii) et 24(4)(iv). En particulier :

- Concernant les contraintes d'allocation définies à l'article 24(4)(iii) : les GRT publieront des valeurs du niveau de la contrainte en fonction de plusieurs situations représentatives (par exemple nuit d'été, nuit et journée d'hiver etc.).
- Concernant les contraintes d'allocation définies à l'article 24(4)(iv) : cette contrainte étant essentiellement dépendante des caractéristiques techniques de l'interconnexion, les GRT publieront les spécifications fournies par le fabricant si elles ne sont pas confidentielles. Dans le cas inverse, les GRT publieront des spécifications génériques similaires permettant aux acteurs de marché d'anticiper les niveaux de cette contrainte dans différents scénarios représentatifs.

A la lecture de l'ensemble des modifications proposées par les GRT, et en prenant en compte cet engagement des GRT, les autorités de régulation considèrent que la méthodologie amendée comporte un niveau de détails, de clarté, de transparence et de flexibilité suffisant.

³ Ces contraintes correspondent à des contraintes d'inertie du système britannique (RoCoF) et à des contraintes techniques de l'interconnexion (échec de commutation).

⁴ En effet, ces deux contraintes d'allocation ont des niveaux qui dépendent de caractéristiques conjoncturelles du réseau (niveau de production, de consommation, actifs de production démarrés etc.) alors que les autres contraintes d'allocation auront un niveau fixé annuellement.

DECISION

En application des dispositions de l'article 9(7) 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 (règlement CACM), les autorités de régulation d'une région de calcul de capacité sont compétentes pour approuver de manière coordonnée les propositions de méthodologie commune relative au calcul coordonné de la capacité aux échéances journalière et infra journalière dans leur région respective.

En application des dispositions de l'article 20 du règlement CACM, les GRT de la région de calcul de la capacité Manche, qui rassemble la France, la Belgique, la Grande-Bretagne et les Pays-Bas, ont élaboré une proposition de méthodologie commune de calcul de capacité coordonné aux échéances journalière et infra journalière pour la région Manche ainsi qu'une demande de mise en œuvre de l'approche NTC coordonnée dans cette même région. Ces documents ont été soumis par RTE à la CRE le 19 juin et le 5 novembre 2018.

La CRE approuve la mise en œuvre d'une approche NTC coordonnée ainsi que la proposition de méthodologie commune de calcul de capacité coordonné aux échéances journalière et infra journalière pour la région Manche, sur la base des deux accords trouvés avec l'ensemble des autorités de régulation de la région Manche le 27 novembre 2018. Ces accords sont annexés à la présente délibération. La méthodologie de calcul de capacité entrera en application sous réserve de son approbation par les autres autorités de régulation concernées. Le cas échéant, le calcul de capacité sera mis en œuvre au plus tard au troisième trimestre 2019 pour les échéances journalière et infra journalière.

En application des dispositions de l'article 9(14) du règlement CACM, RTE publiera cette méthodologie sur son site Internet.

La présente délibération est publiée sur le site Internet de la CRE et transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire.

Elle est notifiée à RTE ainsi qu'à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie.

Délibéré à Paris, le 13 décembre 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE

Les documents de position commune des autorités de régulation de la région Manche sont annexés à la délibération en version originale (langue anglaise), les éléments essentiels de leur contenu, non juridiquement contraignant, étant retranscrits dans la présente délibération.