



Fiche pédagogique

LES CODES RÉSEAUX DE MARCHÉS



Issus du troisième paquet énergie, les codes de réseaux¹ constituent l'architecture légale et réglementaire de l'intégration européenne des marchés et des réseaux électriques. L'OIE présente dans cette fiche la sous-famille des codes de réseaux « Marchés », qui visent l'harmonisation de trois domaines : l'allocation des capacités à long terme, l'allocation des capacités d'interconnexions et la gestion des congestions en J-1 et infra journalier, ainsi que l'équilibrage. Une fois leur mise en œuvre réalisée, ces trois codes permettront de faciliter les échanges d'électricité entre pays européens, afin d'optimiser l'utilisation des interconnexions et diminuer, in fine, la facture des consommateurs.

1. Voir « Les codes de réseau, clés de voûte de l'intégration européenne des marchés et réseaux électriques », Observatoire de l'Industrie électrique, Janvier 2018



Aux différentes échéances de temps, les marchés de l'électricité permettent à chaque acteur d'optimiser son portefeuille en fonction de ses actifs de production et de ses besoins en termes de fourniture. Ainsi, jusqu'à trois années avant l'échéance du temps réel, les acteurs peuvent échanger sur les marchés à terme (produits forwards et futures) différents produits physiques et financiers, qu'ils peuvent déboucler la veille de l'échéance sur le marché journalier (day-ahead). Dans les heures précédant la période

de livraison, les échanges ont lieu dans le cadre d'un marché spécifique : l'intra-journalier (intraday). Enfin, durant la fenêtre opérationnelle, soit les deux dernières heures avant le temps réel, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) assurent l'équilibre offre-demande par le biais des différents mécanismes relatifs à l'équilibrage. Pour cela ils font appel aux divers types de réserves (réserve primaire, secondaire et mécanisme d'ajustement), dont certaines ont été contractualisées en avance.

Le corpus de règles défini par les codes réseaux Marchés dessine ainsi le modèle vers lequel les différents marchés convergent progressivement à l'échelle européenne.

Dérivés	Marché journalier	Marché intrajournalier	Equilibrage		
Long et moyen-terme (années, mois, semaines)	Court-terme (1 jour avant la livraison)	Très court-terme (quelques minutes avant la livraison)	Réserve tertiaire (mécanisme d'ajustement)	Réserve secondaire	Réserve primaire
Couverture, optimisation des moyens de production	optimisation de portefeuille	Equilibre offre-demande	Activation manuelle de réserves rapides et complémentaires mobilisables dans un délai de 13 à 30mn	Activation automatique restauration de la fréquence en moins de 15mn (en France moins de 6mn40)	Activation automatique en moins de 30 secondes

LE CODE FCA DÉFINIT LES RÈGLES D'ALLOCATION À LONG TERME DES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION

Le règlement (UE) 2016/1679, explicite les lignes directrices relatives à l'allocation de capacités d'interconnexions à long terme. Ce règlement est crucial car il permet aux acteurs de marché de réserver à l'avance des droits, financiers ou physiques, sur des capacités d'interconnexions, et ainsi de se couvrir face aux futures évolutions des différences de prix entre zones de marché.

L'application de ce code permettra ainsi aux acteurs de marchés d'acheter sur une plateforme unique des « droits de transport

à long terme » sur une interconnexion donnée. Les acteurs auront ainsi la possibilité d'échanger les droits achetés sur le marché primaire avec d'autres acteurs dans le cadre d'un marché secondaire. Les règles HAR (Harmonised Allocation Rules), approuvées par la décision de l'ACER N° 03/2017 du 2 octobre 2017 transcrivent en pratique les principes d'harmonisation énoncés dans le code FCA, tout en prévoyant un certain nombre de dispositions spécifiques pour certaines interconnexions.

Principe Use It or Sell It

Les droits de transport long terme sont organisés selon le principe Use it or Sell It, c'est-à-dire que si le possesseur d'un droit financier ne le déboucle pas vers un droit physique, il est automatiquement mis à disposition par le gestionnaire de réseau aux fins de l'allocation de capacité journalière, afin d'éviter toute utilisation sous-optimale des interconnexions. Le possesseur d'un droit long terme ne l'utilisant pas est alors compensé au niveau du prix spot.

LE CODE CACM PERMET D'OPTIMISER LES CAPACITÉS D'INTERCONNEXION DISPONIBLES AUX ÉCHÉANCES JOURNALIÈRES ET INFRAJOURNALIÈRES

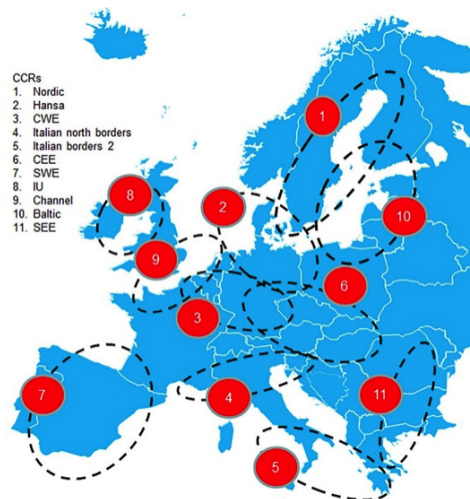
Le règlement (UE) 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant des lignes directrices relatives à l'allocation des capacités et à la gestion de la congestion (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM) porte sur le calcul et l'allocation à court terme des capacités d'interconnexions transfrontalières. Il donne un cadre réglementaire pour le couplage des marchés journalier et intra-journalier, c'est-à-dire l'optimisation des capacités d'interconnexion en fonction des possibilités d'échanges transfrontaliers et des différentiels de prix entre les différentes

zones de marché européennes. Le règlement CACM prévoit ainsi la définition de « régions de calcul de capacités », chacune regroupant plusieurs pays, à l'intérieur desquelles les gestionnaires de réseau de transport doivent proposer et mettre en œuvre des méthodologies permettant d'optimiser les capacités mises à disposition des acteurs de marché pour les échanges transfrontaliers. De manière à définir à la fois les limites géographiques des régions, et l'ensemble des méthodologies qui doivent y être mises en œuvre, le règlement prévoit un modèle

de décision impliquant à la fois les GRT, les régulateurs nationaux (National Regulatory Authorities, NRAs), et l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACRE, ou ACER selon son sigle anglais). En effet, pour chacune des décisions à prendre, il est prévu que les gestionnaires de réseaux transmettent aux régulateurs nationaux une première proposition, que les NRAs doivent valider (si besoin en demandant des amendements) ou rejeter à l'unanimité dans un délai de 6 mois.



Si aucun accord n'est trouvé entre les régulateurs nationaux, le dossier est transmis à l'ACER qui rend alors une décision dans un délai de 6 mois. Ainsi, en ce qui concerne la délimitation des régions de calcul de capacité, les GRT ont soumis en octobre 2015 une première proposition qui n'a pas conduit à un consensus entre les régulateurs nationaux. Conformément à la procédure du règlement, l'ACER a alors tranché et défini dans une décision du 18 novembre 2016 la création de 10 régions de calcul de capacité, dont 4 concernent la France (régions CORE, Channel, SWE et Italy North).



Les régions de calcul de capacité (source ENTSO-E).

NB : Les régions CWE(3) et CEE(6) ont été fusionnées dans la région CORE

Dans chacune de ces régions, des méthodologies communes doivent désormais être proposées et mises en œuvre, en particulier en matière de calcul de la capacité (méthodologies proposées mi-2017) et de gestion de la congestion à travers le redispatching et le contre-trading (méthodologies proposées fin 2017 / début 2018).

NEMO

Les NEMOs pour (Nominated Electricity Market Operators), sont une nouvelle terminologie créée par le règlement CACM. Ce sont des acteurs boursiers désignés par les régulateurs, chargés d'assurer le couplage journalier et infra journalier. Grâce aux carnets d'ordres transmis par les acteurs de marché, et des informations sur les capacités d'interconnexion disponibles transmises par les GRT, les NEMOs assurent le fonctionnement des algorithmes de couplage qui permettent la définition des prix de marché. Les NEMOs offrent également les autres services de bourse (publication des prix, compensation...). Sur décision de la CRE, les NEMOs agréés pour la France sont EPEX SPOT et Nord Pool Spot.

LE CODE ELECTRICITY BALANCING OUVRE LA VOIE À UNE MUTUALISATION DES CAPACITÉS D'ÉQUILIBRAGE ENTRE GRT

Entré en vigueur depuis le 18 décembre 2017, avec le règlement (UE) 2017/2195, le code Electricity Balancing (EB) donne un cadre réglementaire aux mécanismes relatifs à l'équilibrage du réseau, visant à assurer l'adéquation à tout moment de l'offre et de la demande au sein du système électrique².

La mutualisation des différentes réserves de capacités et mécanismes d'équilibrage par les gestionnaires de réseaux européens doit ainsi permettre d'en diminuer le coût en favorisant le développement de la concurrence. Dans cette optique, la coopération entre GRT s'effectue sur le modèle dit « GRT-GRT », c'est-à-dire que les

fournisseurs de service d'équilibrages vendent leurs services au GRT à laquelle l'installation est connectée. Les échanges transnationaux se font ensuite directement entre GRT. Des projets précurseurs, sur ce modèle, vont être démarrés par les GRT selon les modalités présentées par le tableau ci-dessous

Projets	Type de réserve	Date prévue de mise en oeuvre	Nombre de GRT membres
TERRE	Réserve Complémentaire	2019	6 (11 à terme)
MAR	Réserve rapide	2022	19
FCR	Réserve primaire	2018	10
PICASSO	Réserve secondaire	Après 2020	8

Les gestionnaires de réseaux de transport devront en outre respecter les principes de libre concurrence, non-discrimination et de transparence. Plus précisément, les obligations pour le GRT concernent la communication d'informations aux acteurs de marchés. Ainsi, au plus tard 30 minutes après le temps réel, l'état du système électrique devra notamment être publié. De même les GRT devront rendre public les offres déposées par les acteurs de marchés de manière à assurer une égale transparence vis-à-vis de l'ensemble des acteurs.

Le projet TERRE

Le projet TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchanges) est un projet qui rassemble les GRT français, espagnol, italien, britannique, portugais et suisse pour construire une plateforme européenne d'échange de réserve complémentaire disponible en moins de 30 minutes. Le projet devrait être effectif à partir de 2019 et devrait s'élargir pour accueillir à minima les GRT bulgares, hongrois, polonais et roumain.

2. «La gestion de l'équilibre du système électrique », OIE, Avril 2017