

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES- CAPITALE

Méthodologie 2020 – 2024

Partie 2

Définitions – Electricité

Définitions

Les définitions contenues à l'article 2 de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale ainsi que celles inscrites dans le règlement technique s'appliquent à la présente méthodologie.

BRUGEL définit ci-dessous quelques notions qui ne sont pas expliquées dans l'ordonnance précitée :

1. « **ACER** » : Agency of the Cooperation of Energy Regulators.
2. « **Activité de mesure et comptage** » : l'enregistrement par un équipement de mesure et par unité de temps de la quantité d'énergie active ou réactive injectée ou prélevée sur le réseau ainsi que le traitement des données de mesure et des comptages, comprenant la gestion des équipements et procédés de mesure et de comptage, l'acquisition, la validation et le traitement des données de mesure et de comptage, ainsi que l'échange des informations de mesure et de comptage et autres informations utiles avec les gestionnaires des réseaux électriques auxquels le réseau de distribution est couplé ou avec les autres acteurs du marché.
3. « **Activités régulées** » : ensemble des missions légales figurant dans la réglementation européenne et dans la réglementation de la Région de Bruxelles-Capitale à charge du gestionnaire de réseau de distribution.
4. « **Amortissement** » : par amortissement on entend les montants pris en charge par le compte de résultats relatifs aux immobilisations incorporelles et corporelles dont l'utilisation est limitée dans le temps en vue soit de répartir le coût d'acquisition de ces immobilisations sur leur durée d'utilité ou d'utilisation probable, soit de prendre en charge ces frais et ces coûts au moment où ils sont exposés.
5. « **Année d'exploitation** » : une année calendrier.
6. « **Autorité de régulation** » : toute autorité chargée d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois, décrets ou ordonnances pris en application de la Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour un marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

7. « **Autre manuel informatique** » : tout manuel informatique, autre que le MIG6 ou MIG4 dans sa forme actuelle, décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès.
8. « **Basse tension** » (en abrégé « BT ») : niveau de tension électrique inférieur ou égal à 1 kilovolt (1 kV).
9. « **Branchement** » : câble installé par un gestionnaire de réseau pour assurer une liaison entre son réseau et un client, y compris l'équipement terminal chez le client.
10. « **Budget** » : l'estimation par le gestionnaire du réseau du revenu total autorisé tel que visé au point I.1 de la présente méthodologie.
11. « **CEER** » : Conseil des régulateurs européens de l'énergie.
12. « **Clé de répartition** » : toute clé forfaitaire utilisée pour l'attribution des coûts à des prestations dans des proportions fixées conventionnellement lorsqu'un lien causal direct entre les coûts et les prestations n'existe pas ou ne peut pas être mesuré.
13. « **Client** » : tout client final, fournisseur ou producteur ou intermédiaire.
14. « **Code EAN** » : Le code EAN est le numéro d'identification du raccordement au réseau de distribution ; il est composé de 18 chiffres et est attaché à un lieu de fourniture (adresse) et non à un client.
15. « **Compensation** » : mécanisme qui consiste à déduire les quantités injectées des quantités prélevées du réseau. Actuellement, le principe de compensation n'est applicable qu'aux installations de production d'électricité verte et de cogénération de qualité d'une puissance inférieure ou égale à 5 kVA »
16. « **Compensation des pertes du réseau** » : le service qui, conformément au règlement technique distribution, compense les pertes actives générées par le transit d'électricité via le réseau de distribution.
17. « **Coûts gérables** » : les coûts visés au point I.1.2 de la présente méthodologie.
18. « **Coûts non gérables** » : les coûts visés au point I.1.3 de la présente méthodologie.

19. « **Distribution** » : activité ayant pour objet la transmission d'électricité via les réseaux de distribution en vue d'alimenter les clients finaux.
20. « **Énergie active brute prélevée** » : énergie active réellement prélevée par un utilisateur du réseau de distribution. Dans le cas d'un URD disposant d'une installation de production décentralisée de moins de 5 kVA et bénéficiant de la compensation, il s'agit de la quantité d'électricité réellement prélevée sur le réseau sans en déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau.
21. « **Gestion de système** » : gestion de l'ensemble des équipements formé des réseaux électriques interconnectés, des installations de raccordement et des installations des utilisateurs raccordés à ces réseaux ; comprenant les services suivants (inclus dans les activités régulées) :
- a. L'administration du réseau de distribution et la surveillance des échanges d'énergie, visant principalement l'exploitation en temps réel du réseau de distribution, comprenant :
 - L'exécution des programmes d'exploitation acceptés lors de la programmation des échanges d'énergie ;
 - La collecte des données relatives à la qualité de l'approvisionnement et relatives à la stabilité du réseau de distribution ;
 - La coordination et la mise en œuvre ou la sous-traitance des opérations sur le réseau de distribution nécessaires lors de travaux effectués sur les installations ;
 - La garantie permanente de la sécurité, de la fiabilité et de l'exploitation efficace du réseau de distribution ;
 - b. La gestion commerciale des contrats relatifs à l'accès au réseau de distribution et aux services auxiliaires, à savoir la gestion des services auxiliaires.
 - c. La programmation des échanges d'énergie, à savoir la gestion des nominations, la préparation du programme d'exploitation et la préparation du programme d'exploitation pouvant être mis en service à la suite d'un incident.

- d. Le contrôle de la qualité de l'approvisionnement et de la stabilité du réseau de distribution, comprenant :
- La collecte des données relatives à la qualité d'approvisionnement et à la stabilité du réseau de distribution ;
 - Le suivi de la qualité de l'approvisionnement et de la stabilité du réseau de distribution.
22. « **GRD** » : gestionnaire du réseau de distribution, personne morale désignée conformément à l'art.6 de l'ordonnance électricité.
23. « **Groupe de clients** » : chaque groupe d'utilisateurs du réseau échangeant (injectant et/ou prélevant) de l'énergie sur une des parties d'infrastructure visées au point 32 des présentes définitions, étant entendu qu'un utilisateur du réseau échangeant de l'énergie sur plus d'une partie d'infrastructure appartient aux différents groupes de clients concernés.
24. « **Haute tension** » (en abrégé « HT ») : niveau de tension électrique supérieur à un kilovolt (1 kV).
25. « **Injection** » : fourniture d'énergie électrique sur le réseau de distribution.
26. « **Intermédiaire** » : toute personne physique ou morale achetant de l'électricité en vue de revendre celle-ci.
27. « **Plus-value RAB** » : la différence entre la valeur de l'actif régulé (RAB) telle que celle-ci a été fixée et évolue conformément au point 1.2.1.2 de la présente méthodologie et la valeur nette comptable des immobilisations régulées.
28. « **MIG** » : manuel décrivant les règles, les procédures et le protocole de communication suivis pour l'échange, entre le gestionnaire du réseau de distribution et les fournisseurs, des informations techniques et commerciales relatives aux points d'accès. La version 6 de ce MIG (actuellement en développement) vise d'une part à rendre, aux bénéficiaires de l'utilisateur final, les processus actuels du marché, simples, rapides, interactifs et transparents et d'autre part, permettre la gestion des données et des processus liés aux compteurs intelligents et aux installations de productions décentralisées. »

29. « **Obligations de service public** » : Obligations de service public à charge du gestionnaire du réseau de distribution fixées dans le cadre de l'ordonnance électricité.
30. « **Obligations OLO** » : Obligations Linéaires - Lineaire Obligaties, à savoir les titres tels que visés à l'article 1er de l'arrêté royal du 16 octobre 1997 relatif aux obligations linéaires.
31. « **Ordonnance électricité** » : ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et ses modifications ultérieures.
32. « **Partie d'infrastructure** » : la partie de chaque réseau de distribution qui, conformément à la décision des autorités régionales compétentes, correspond à l'un des niveaux de tension suivants :
- a. Le réseau ayant une tension nominale de 30 à 70 kV inclus, à l'exception des lignes, câbles et raccordements dont le niveau de tension nominal est inférieur ou égal à 70 kV et qui ont une fonction de transport (ne fait pas partie du réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale) ;
 - b. Les transformateurs vers le réseau moyenne tension, dénommés Trans MT ou TMT en abrégé ;
 - c. Le réseau ayant une tension nominale comprise entre 26 et 1 kV, aussi appelé réseau MT ou MT en abrégé ;
 - d. Les transformateurs vers le réseau basse tension, dénommés Trans BT ou TBT en abrégé ;
 - e. Le réseau basse tension (le réseau ayant une tension nominale inférieure à 1 kV, aussi appelé réseau BT ou BT en abrégé).
33. « **Période régulatoire** » : une période de plusieurs années consécutives pendant laquelle une même méthodologie tarifaire est appliquée. La présente méthodologie prend comme référence une période régulatoire de 5 ans.
34. « **Plan d'investissement** » : plan d'investissement du réseau dont le gestionnaire de réseau assume la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau.

35. « **Proposition tarifaire** » : la proposition du gestionnaire du réseau contenant l'ensemble des tarifs qu'il doit soumettre avant chaque période régulatoire à l'approbation de BRUGEL en vertu de l'art.9 sexies de l'ordonnance « électricité ».
36. « **Proposition tarifaire actualisée** » : la proposition tarifaire reprise à l'art.9 sexies §3 de l'ordonnance électricité ainsi que définie au point 6.1.3 de la partie 4 de la présente méthodologie.
37. « **Raccordement** » : ensemble des équipements nécessaires pour relier au réseau les installations de l'utilisateur du réseau, y compris généralement les installations de mesure.
38. « **Réglage de la tension et de la puissance réactive** » : le service qui consiste, conformément au règlement technique à maintenir la tension aux différents points du réseau dans une marge prédéterminée.
39. « **Règlement technique** » : Règlement technique tel que visé dans l'ordonnance électricité pour la gestion des réseaux de distribution d'électricité, il comprend les prescriptions et les règles relatives à la gestion et l'accès au réseau de distribution.
40. « **Régulateurs belges** » : autorités de régulation fédérale (CREG) et régionale (Brugel, CWaPE et VREG).
41. « **Réseau de distribution d'électricité** » : partie du réseau électrique, à partir du point d'interconnexion avec le réseau de transport, acheminant l'énergie électrique jusqu'aux clients finals.
42. « **Service** » : prestation ou tout regroupement de plusieurs prestations réalisées par un gestionnaire de réseau en vue d'appliquer un tarif unique pour l'ensemble de ces prestations et de simplifier ainsi la liste des structures tarifaires.
43. « **Services auxiliaires** » : l'ensemble des services tels que définis dans le règlement technique distribution électricité composés :
 - a. de la compensation des pertes sur le réseau ;
 - b. du réglage de la tension et de la puissance réactive.

44. « **Taux d'amortissement** » : le taux par lequel la valeur initiale de l'immobilisation incorporelle ou corporelle à amortir est multipliée pour déterminer l'annuité. Ces taux sont fixés au point I.2.2 de la partie 4 de la présente méthodologie.
45. « **Utilisateur du Réseau de Distribution (URD)** » un client final et/ou un producteur dont les installations sont raccordées au réseau de distribution, directement ou indirectement via un réseau privé.
46. « **Valeur de reconstruction économique** » : le coût de remplacement d'un bien d'équipement déterminé par rapport à une installation similaire sur le plan de l'infrastructure et de la prestation, et compte tenu des progrès technologiques et de la vétusté.