

CRITERES POUR L'OCTROI DE DEROGATIONS AUX DISPOSITIONS DES CODES DE RESEAU RFG, DCC ET/OU HVDC

1. INTRODUCTION

1. Trois règlements établissant des codes de réseau relatifs à des conditions pour le raccordement au réseau d'électricité ont été adoptés en avril et en août 2016 au niveau européen.

Il s'agit plus précisément :

- du règlement (UE) n° 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après : le code de réseau RfG) ;
- du règlement (UE) n° 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation (ci-après : le code de réseau DCC) ;
- du règlement (UE) n° 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (ci-après : le code de réseau HVDC).

Ces règlements sont contraignants pour toutes les parties concernées et directement applicables en Belgique sans transposition en droit national. Certaines dispositions spécifiques de ces règlements sont entrées en vigueur courant 2016. Il s'agit des articles suivants : article 4, alinéa 2, b), article 7, article 58, article 59, article 61 (critères de dérogation) et du titre VI du code de réseau RfG, article 4, alinéa 2, b), article 6, article 51 (critères de dérogation), article 56 et article 57 du code de réseau DCC et article 4, alinéa 2, b), article 5, article 75, article 76 et article 78 (critères de dérogation) du code de réseau HVDC.

La majorité des dispositions de ces règlements sera d'application courant 2019.

2. Ces règlements visent à établir des règles harmonisées concernant le raccordement au réseau des installations, réseaux ou systèmes y mentionnés afin de disposer d'un cadre juridique clair pour ce(s) raccordement(s), de faciliter les échanges d'électricité dans toute l'Union, de garantir la sécurité du réseau, de faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables, de renforcer la concurrence et de permettre une utilisation plus efficace du réseau et des ressources, dans l'intérêt du consommateur.

3. L'autorité de régulation compétente peut, en application des codes de réseau RfG, DCC et HVDC, respectivement et à la demande :

- de propriétaires ou propriétaires potentiels d'installations de production d'électricité, du gestionnaire de réseau de transport (GRT), du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) ou du gestionnaire d'un réseau de distribution fermé (GRFD) compétent ;

- d'un propriétaire ou propriétaire potentiel d'une installation de consommation, et d'un gestionnaire de réseau de distribution/gestionnaire d'un réseau de distribution fermé ou gestionnaire potentiel, d'un gestionnaire de réseau compétent ou d'un gestionnaire de réseau de transport compétent ;
- d'un propriétaire ou propriétaire potentiel d'un système HVDC ou d'un parc non synchrone de générateurs raccordés en courant continu, d'un gestionnaire de réseau compétent ou gestionnaire de réseau de transport compétent ;

et conformément à ces mêmes règlements, autoriser des dérogations à une ou plusieurs dispositions de ces règlements pour le raccordement :

- d'unités de production d'électricité au sein de leurs installations ;
- d'installations de consommation raccordées à un réseau de transport, d'installations d'un réseau de distribution raccordées à un réseau de transport ; de réseaux de distribution, en ce compris les réseaux de distribution fermés ; d'unités de consommation qui sont utilisées par une installation de consommation ou un réseau de distribution fermé afin de fournir des services de participation active de la demande à un gestionnaire de réseau compétent et à un gestionnaire de réseau de transport compétent ;
- d'un système à courant continu haute tension (« système HVDC ») et d'un parc non synchrone de générateurs raccordé en courant continu.

4. L'autorité de régulation compétente définit, après consultation de toutes les parties concernées, les critères d'octroi des dérogations conformément à l'article 61 du code de réseau RfG, à l'article 51 du code de réseau DCC et à l'article 78 du code de réseau HVDC. L'autorité de régulation compétente publie les critères sur son site Internet et les notifie à la Commission européenne dans les neuf mois à compter de l'entrée en vigueur des règlements.

2. CONDITIONS RELATIVES À L'INTRODUCTION DE LA DEMANDE DE DÉROGATION

5. Une demande de dérogation doit être introduite auprès du gestionnaire de réseau compétent ou de l'autorité de régulation, selon le cas, comme suit :

- une demande de dérogation individuelle, telle que visée à l'article 62 du code de réseau RfG, l'article 52 du code de réseau DCC et l'article 79 du code de réseau HVDC, doit être introduite auprès du gestionnaire de réseau compétent (GRT, GRD ou GRFD). Celui-ci envoie la demande à la CREG et le cas échéant, également au régulateur de la région dans laquelle l'installation en question est raccordée au réseau de distribution d'électricité ou au réseau de transport local d'électricité¹ (VREG, CWaPE ou BRUGEL). Une demande de dérogation groupée peut être

¹ « *het plaatselijk vervoernet* » dans la région flamande, « le réseau de transport local » dans la région wallonne et « le réseau de transport régional » dans la région de Bruxelles-Capitale ;

introduite par un propriétaire ou propriétaire potentiel pour un ensemble d'unités équivalentes ;

- une demande de dérogation générale, telle que visée à l'article 63 du code de réseau RfG, l'article 53 du code de réseau DCC et l'article 80 du code de réseau HVDC, est introduite par le gestionnaire de réseau compétent auprès de la CREG et si la dérogation générale concerne des installations raccordées à un(des) réseau(x) de distribution d'électricité ou à un (des) réseau(x) de transport local d'électricité², celle-ci est également introduite auprès du(des) régulateur(s) régional(aux) concerné(s) (VREG CWaPE et/ou BRUGEL).

Les quatre régulateurs belges s'informent mutuellement sur les demandes de dérogation introduites et vérifieront si la demande de dérogation contient des aspects qui relèvent de leurs compétences respectives. Les régulateurs compétents coordonneront autant que possible leurs décisions respectives.

6. Une demande de dérogation doit être introduite par courrier conformément à la législation belge sur l'emploi des langues. Des pièces justificatives pertinentes peuvent également être fournies en anglais. Les pièces justificatives peuvent également être livrées sur un support électronique habituel.

7. Une demande de dérogation comporte les données visées respectivement aux :

- articles 62 et 63 du code de réseau RfG ;
- articles 52 et 53 du code de réseau DCC ;
- articles 79 et 80 du code de réseau HVDC.

En plus des dérogations demandées, les articles du code de réseau RfG, du code de réseau DCC et/ou du code de réseau HVDC auxquels une dérogation est demandée doivent être indiqués de manière précise et explicite dans la demande de dérogation. Une même demande de dérogation peut uniquement viser des dérogations d'un seul des codes de réseau précités. Si possible, le demandeur mentionne les références pertinentes de la législation fédérale et/ou régionale, des prescriptions techniques et des contrats type du gestionnaire de réseau en rapport avec la demande de dérogation.

3. CRITÈRES RELATIFS À LA MOTIVATION DE LA DEMANDE DE DÉROGATION ET À LA DÉMONSTRATION DE L'ABSENCE D'INCIDENCE NÉGATIVE SUR LES ÉCHANGES TRANSFRONTALIERS

8. En application des articles 62.2 et 63.2 du code de réseau RfG, des articles 52.2 et 53.2 du code de réseau DCC et des articles 79.2 et 80.2 du code de réseau HVDC, une demande de dérogation

² « *het plaatselijk vervoernet* » dans la région flamande, « le réseau de transport local » dans la région wallonne et « le réseau de transport régional » dans la région de Bruxelles-Capitale ;

contient, notamment, une motivation détaillée de la dérogation demandée, accompagnée des pièces justificatives pertinentes et de l'analyse des coûts et bénéfices imposée (voir infra), ainsi qu'une démonstration que la dérogation demandée n'a aucune incidence négative sur les échanges transfrontaliers.

9. Dans ce cadre, les problèmes à résoudre par la dérogation et leurs causes doivent être exposés de façon détaillée. La dérogation contient dès lors les éléments suivants :

- une description claire et motivée par des faits, de la nature des problèmes ;
- une explication claire de l'ampleur des problèmes ;
- les causes concrètes des problèmes ;
- les hypothèses de départ et les risques sur lesquels se fonde l'analyse des problèmes.

La nature et l'ampleur des problèmes doivent être étayées par des pièces justificatives.

10. Le demandeur motive la nécessité de la dérogation par des pièces justificatives telles que des rapports, des documents techniques, des études et au moyen de l'analyse des coûts et bénéfices.

11. Le demandeur motive également que la dérogation demandée :

- n'a pas d'incidences négatives inacceptables sur :
 - d'autres utilisateurs du réseau,
 - la sécurité du réseau,
 - le fonctionnement du marché,
 - la sécurité d'approvisionnement,
 - les échanges transfrontaliers,
 - l'environnement ou la santé,
- ne fournit pas d'avantages concurrentiels pour le producteur ou propriétaire des installations ;
- ne va pas plus loin que ce qui est strictement nécessaire ;
- ne peut raisonnablement pas être autorisée pour une durée plus courte que la durée demandée.

Selon la nature de la dérogation demandée, la motivation doit s'établir en prenant appui sur des études et des rapports pertinents.

12. Dans la demande de dérogation, le demandeur doit préciser et motiver la durée de la dérogation souhaitée. La durée d'une dérogation demandée pour une installation concrète ne peut en aucun cas dépasser la durée de vie technique de l'installation.

4. CRITÈRES RELATIFS À L'ANALYSE DES COÛTS ET BÉNÉFICES

13. Le demandeur doit soumettre une analyse des coûts et bénéfices conformément aux exigences des règlements RfG/DCC/HVDC³. Le demandeur reste disponible pour en commenter les résultats, en toute connaissance de cause. Cette analyse des coûts et bénéfices doit clairement pouvoir établir que les bénéfices de la dérogation proposée sont supérieurs ou inférieurs aux coûts.

Si la dérogation demandée porte sur plusieurs dispositions d'un règlement, l'analyse des coûts et bénéfices doit traiter séparément les coûts et bénéfices de chaque disposition concernée sauf s'il peut être démontré que les dispositions sont fonctionnellement complémentaires ou qu'elles ne peuvent être considérées séparément. Dans ce cas, elles peuvent être traitées ensemble.

L'analyse des coûts et bénéfices se fonde sur un scénario de référence qui définit comment la situation actuelle évoluerait si la dérogation demandée n'était pas accordée. Ce scénario intitulé « no change » sert de base à la comparaison avec un scénario fondé sur la dérogation demandée et sous-entend donc le respect total des exigences des règlements RfG/DCC/HVDC.

Les scénarios se fondent en principe sur les hypothèses les plus récentes émises par la Commission européenne pour le scénario de référence concernant l'énergie⁴, telles qu'adaptées périodiquement. Le recours à d'autres hypothèses doit être motivé et s'accompagner de toutes les données de référence correspondantes.

14. Tous les coûts et bénéfices résultant de la dérogation proposée doivent être identifiés, dûment expliqués et quantifiés financièrement en euros conformément aux codes de réseau.

L'analyse des coûts et bénéfices doit se fonder, conformément aux codes de réseau, sur un ou plusieurs principes de calcul suivants :

- i. la valeur actuelle nette – par une actualisation au début de la période de référence, les coûts et les bénéfices quantifiés financièrement observés à différents moments sont rendus comparables ;
- ii. le retour sur investissement (*return on investment*) – la méthode pour calculer le rendement d'une activité opérationnelle au moyen du rendement en rapport avec le capital investi ;
- iii. le taux de rendement (*rate of return*) – la fixation du rendement annuel moyen (théorique) d'une mesure comportant des coûts variables et irréguliers et les bénéfices quantifiés financièrement ;
- iv. le délai nécessaire pour atteindre le point d'équilibre (*break-even*).

Le choix de la méthode de calcul doit être motivé. Le délai d'amortissement ou la durée de vie technique du bien d'équipement sont des exemples d'éléments entrant en considération pour la fixation de la période de référence. Afin de permettre une comparaison entre les coûts et les bénéfices

³ Article 39 du règlement RfG, article 49 du règlement DCC ou article 66 du règlement HVDC.

⁴ Au mois d'avril 2017: « *EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050, July 2016* »

Source : <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

quantifiés financièrement, le taux d'actualisation à utiliser est le taux d'actualisation réel de la version la plus récente du document « *ENTSO-E Guidelines for Cost Benefit Analyses of Grid Development Projects* »⁵, tel qu'adapté périodiquement. L'utilisation d'un taux d'actualisation différent doit être dûment justifiée.

⁵ Au mois d'avril 2017: 4%

Source : <https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNBP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>