
**Proposition d'hypothèses et de méthodologie en vue
d'une analyse des coûts et bénéfices élaborée par tous
les GRT d'Europe continentale et des pays nordiques
conformément à l'article 156, paragraphe 11, du
règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant
une ligne directrice sur la gestion du réseau de
transport de l'électricité**

Date : _____ 2018

Table des matières

Etant considéré que.....	3
Article 1 - Objet et champ d'application	4
Article 2 - Définitions et interprétation.....	5
Article 3 - Résultats et processus de la méthodologie ACB	5
Article 4 - Modèle de simulation probabiliste	6
Article 5 - Évaluation du coût de RP	7
Article 6 - Scénarios de simulation	9
Article 7 - Simulation des événements de fréquence réelle les plus pertinents en présence d'un REL	9
Article 8 - Détermination d'une période de temps.....	9
Article 9 - Hypothèses de l'ACB.....	10
Article 10 - Publication et mise en œuvre de la Proposition de méthodologie ACB pour les RP.....	10
Article 11 - Langue.....	11

Compte tenu des éléments suivants :

Etant considéré que

- (1) Ce document est une proposition commune élaborée conjointement par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport des zones synchrones Europe continentale et pays nordiques (ci-après dénommés les « GRT ») concernant la détermination d'hypothèses et d'une méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfiques (ci-après dénommée « ACB ») destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant (ci-après dénommés « fournisseurs de RP ») des réserves primaires (ci-après dénommées « RP ») et dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte, conformément à l'article 156, paragraphe 11, 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 « Ligne directrice sur la gestion du réseau »). Cette proposition est ci-après dénommée « Proposition de méthodologie ACB pour les RP ».
- (2) Cette Proposition de méthodologie ACB pour les RP tient compte des principes et objectifs généraux définis dans la Ligne directrice sur la gestion du réseau et dans le Règlement (CE) 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (ci-après dénommé « Règlement (CE) 714/2009 »). L'objectif de la Ligne directrice sur la gestion du réseau est de maintenir la sécurité d'exploitation, la qualité de la fréquence et l'utilisation efficace du réseau interconnecté et des ressources. Elle fixe à cet effet des exigences pour que les fournisseurs de RP veillent à ce que leurs unités ou groupes fournissant des RP et disposant de réservoirs d'énergie limités puissent, durant un état d'alerte, activer complètement les RP de manière continue pendant une durée minimale à définir en application de l'article 156, paragraphes 10 et 11, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.
- (3) L'article 156, paragraphe 9, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau prévoit que, lorsqu'aucune durée n'a été définie en application des paragraphes 10 et 11 de la Ligne directrice sur la gestion du réseau, chaque fournisseur de RP veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des RP et disposant de réservoirs d'énergie limités soient en mesure d'activer les RP de manière continue pendant au moins quinze minutes ou, en cas d'écarts de fréquence inférieurs à la valeur requise pour l'activation complète des RP, pendant une durée équivalente ou une durée fixée par chaque GRT qui n'est pas supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes. En outre, il est prévu que, si une durée a été déterminée conformément à l'article 156, paragraphes 10 et 11, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau, chaque fournisseur de RP veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des RP et disposant de réservoirs d'énergie limités puissent, durant un état d'alerte, activer complètement les RP de manière continue pendant la durée évaluée.
- (4) L'article 156, paragraphe 10, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau stipule que tous les GRT des pays nordiques et d'Europe continentale doivent élaborer une proposition concernant la durée d'activation minimale que doivent assurer les fournisseurs de RP et que la durée fixée ne doit pas être supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes. Cette proposition tient pleinement compte des résultats de l'analyse des coûts et bénéfiques menée conformément à l'article 156, paragraphe 11, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.
- (5) L'article 156, paragraphe 11, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau stipule que les GRT des zones synchrones Europe continentale et pays nordiques doivent proposer des hypothèses et une méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfiques destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des réserves primaires et dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte.

L'ACB tient au moins compte :

- (a) de l'expérience acquise avec différentes durées et parts de technologies émergentes dans différents blocs RFP ;
 - (b) de l'impact d'une durée définie sur le coût total des réserves RP de la zone synchrone ;
 - (c) de l'impact d'une durée définie sur les risques concernant la stabilité du réseau, en particulier en cas d'incidents de fréquence prolongés ou répétés ;
 - (d) de l'impact sur les risques concernant la stabilité du réseau et le coût total des RP en cas d'augmentation du volume des RP ;
 - (e) de l'impact de l'évolution technologique sur les coûts des périodes de disponibilité des RP provenant de leurs unités ou des groupes fournissant des RP dotés de réservoirs d'énergie limités.
- (6) Cette Proposition de méthodologie ACB pour les RP est exclusivement liée aux fournisseurs de RP dotés de réservoirs d'énergie limités.

Conformément à l'article 6, paragraphe 6, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau, l'incidence attendue de la Proposition de méthodologie ACB pour les RP sur les objectifs de la Ligne directrice sur la gestion du réseau (énumérés à l'article 4, paragraphe 1, de cette même Ligne directrice) doit être décrite. La Proposition de méthodologie ACB pour les RP contribue de manière générale à la réalisation des objectifs de l'article 4, paragraphe 1, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau. Plus précisément, la Proposition de méthodologie ACB pour les RP fournit aux GRT des zones synchrones Europe continentale et pays nordiques une méthodologie pour évaluer et élaborer une proposition concernant la période d'activation minimale que doivent assurer les fournisseurs de RP. La détermination d'une période d'activation minimale devant être assurée par les fournisseurs de RP pendant un état d'alerte contribue à la détermination des exigences et principes communs en matière de sécurité d'exploitation comme défini à l'article 4, paragraphe 1, alinéa a), de la Ligne directrice sur la gestion du réseau. Elle contribue également à garantir les conditions du maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union, comme défini à l'article 4, paragraphe 1, alinéa d), de la Ligne directrice sur la gestion du réseau. Enfin, elle contribue à la gestion et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union, conformément à l'article 4, paragraphe 1, alinéa h), de la Ligne directrice sur la gestion du réseau. La Proposition de méthodologie ACB pour les RP n'a aucune incidence sur les autres objectifs de l'article 4, paragraphe 1, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.

- (7) En conclusion, la Proposition de méthodologie ACB pour les RP contribue aux objectifs généraux de maintien de la sécurité d'exploitation énoncés dans la Ligne directrice sur la gestion du réseau, en ce qu'elle définit la période appropriée d'activation complète des RP en état d'alerte tout en tenant compte des coûts et bénéfiques de la durée définie, au profit de l'ensemble des acteurs du marché et des consommateurs finaux d'électricité.

L'ENSEMBLE DES GRT DES PAYS NORDIQUES ET D'EUROPE CONTINENTALE SOUMET LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE ACB POUR LES RP À TOUTES LES AUTORITÉS DE RÉGULATION DES ZONES SYNCHRONES EUROPE CONTINENTALE ET PAYS NORDIQUES :

Article 1 **Objet et champ d'application**

Les hypothèses et la méthodologie ACB définies dans la présente Proposition de méthodologie ACB pour les RP sont considérées comme constituant la proposition commune de l'ensemble des GRT d'Europe continentale et des pays nordiques conformément à l'article 156, paragraphe 11, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau et forment la base sur laquelle les GRT

des zones synchrones Europe continentale et pays nordiques évaluent la période d'activation minimale que les fournisseurs de RP doivent assurer conformément à l'article 156, paragraphe 10, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.

Cela est en conformité avec l'article 4, paragraphe 2, point c de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.

Article 2

Définitions et interprétation

1. Aux bonnes fins de cette Proposition de méthodologie ACB pour les RP, les termes utilisés dans ce document ont la même signification que dans les définitions de l'article 3 de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.
2. En outre, dans cette Proposition de méthodologie ACB pour les RP, à moins que le contexte ne s'y oppose, les termes suivants ont la signification ci-dessous :
 - a) « REL » désigne les réservoirs d'énergie limités dont sont dotés les unités ou groupes fournissant des RP ;
Les unités ou groupes fournissant des RP sont supposés disposer de réservoirs d'énergie limités dans le cas où l'activation complète pour la durée contractée par le GRT conduirait, même dans le cas d'une gestion active de réservoir d'énergie, à une limitation de sa capacité à fournir une activation complète de RP du fait de l'épuisement de son ou ses réservoir(s) d'énergie, en tenant compte du ou des réservoir(s) d'énergie disponible(s) au début de cette période.
 - b) « Part de REL » désigne la proportion des REL par rapport à l'ensemble des Fournisseurs de RP ;
 - c) Les « Déséquilibres induits par le marché » désignent les déséquilibres entre la production et la consommation causés par la modification des consignes de production en fonction des résultats de la programmation du marché.
 - d) « Statisme du système » désigne le rapport entre l'écart de fréquence et la réponse en puissance, en régime permanent, fournie par le processus de stabilisation de la fréquence ;
 - e) « Courbe de coût de RP » désigne la quantité totale offerte de RP et le coût correspondant ;
 - f) « Durée » désigne, conformément à l'article 156, paragraphe 9, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau, le laps de temps pendant lequel chaque Fournisseur de RP veille à ce que ses unités ou groupes fournissant des RP et disposant de réservoirs d'énergie limités puissent activer complètement les RP de manière continue, à partir du passage en état d'alerte et pendant toute la durée de l'état d'alerte ;
 - g) « Écart de fréquence de longue durée » désigne un événement dont l'écart de fréquence moyen en régime permanent est supérieur à la plage de fréquence standard sur une période plus longue que le temps de restauration de la fréquence.
 - h) « DMO » désigne le temps d'activation complète des réserves de restauration de la fréquence (FRR), tel que défini à l'article 3, paragraphe 101, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.
 - i) « Capacité énergétique équivalente du réservoir » désigne le besoin énergétique d'un REL associé à la Durée, qui équivaut à deux fois l'énergie fournie lors de l'activation complète du REL pour la Durée.
3. Dans la présente Proposition de méthodologie ACB pour les RP, à moins que le contexte ne s'y oppose :
 - a) le singulier comprend le pluriel et vice-versa ;
 - b) sauf disposition contraire, toute référence à un article désigne un article de la présente Proposition de méthodologie ACB pour les RP ;
 - c) la table des matières et les rubriques ont pour seul but de faciliter la consultation de la présente Proposition de méthodologie ACB pour les RP et n'influencent en aucun cas son interprétation ;
 - d) toute référence à des législations, réglementations, directives, ordonnances, documents, codes ou à toute autre disposition comprend l'ensemble de leurs modifications, extensions et réadoptions en vigueur.

Article 3

Résultats et processus de la méthodologie ACB

Pour chaque combinaison d'une Part de REL et d'une Durée (comme décrit à l'article 6, paragraphe 2, alinéas a) et b)), les résultats de la méthodologie ACB sont :

- a) le coût de RP (tel que décrit à l'article 4 et à l'article 5) ;
- b) l'acceptabilité de la combinaison par rapport aux événements de fréquence réelle les plus pertinents (tels que décrits à l'article 7).

Le coût de RP est calculé à l'aide de deux processus séquentiels.

Le premier est un modèle de simulation probabiliste (décrit à l'article 4) qui fournit la quantité de RP.

Le second est une évaluation du coût de RP (décrite à l'article 5) qui associe un coût à la quantité requise de RP obtenue grâce au modèle de simulation probabiliste.

L'acceptabilité de la combinaison par rapport aux événements de fréquence réelle les plus pertinents est évaluée à l'aide d'un processus spécifique (décrit à l'article 7).

Article 4

Modèle de simulation probabiliste

1. Tous les GRT d'une zone synchrone développent un modèle de simulation probabiliste capable de calculer la quantité minimale de RP nécessaire pour maintenir la fréquence en régime permanent tout en respectant l'écart de fréquence maximal en régime permanent.
2. Les sources suivantes de perturbation de fréquence sont les intrants du modèle de simulation probabiliste :
 - a. écart de fréquence déterministe
Les GRT tiennent compte des déséquilibres induits par le marché, analysent la tendance de fréquence historique de chaque zone synchrone sur plusieurs années, puis déterminent statistiquement les tendances et amplitudes types de ces écarts de fréquence afin de les utiliser comme intrants pour le modèle de simulation probabiliste.
Les GRT doivent tenir compte des mesures d'atténuation possibles pouvant être mises en œuvre pour réduire les effets des écarts de fréquence déterministes définis à l'article 138 de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.
 - b. écart de fréquence de longue durée
Les GRT prennent en compte les écarts de fréquence de longue durée.
Ils analysent les tendances de fréquence historiques afin de caractériser les phénomènes d'un point de vue statistique. L'analyse permet de déterminer :
 - le nombre d'occurrences de ces événements,
 - la durée type,
 - une tendance représentative des écarts de fréquence,
 - l'heure typique de survenance, si elle est mise en évidence par l'analyse statistique.
 - c. pannes d'éléments de réseau pertinents
Les GRT définissent une liste de tous les éléments de réseau dont les pannes entraînent des pertes de consommation ou de production pertinentes et donc une activation de la RP correspondante.
Les pannes d'éléments de réseau à étudier sont, a minima, les suivantes : défaillance des centrales de production, défaillance critique d'un jeu de barres et panne d'un poste électrique critique. Pour chaque panne, une probabilité de défaillance est définie.

Toutes les informations disponibles concernant la dépendance entre les trois sources de perturbation de fréquence sont prises en compte afin d'éviter un double comptage des phénomènes.

3. Le modèle de simulation probabiliste permet de calculer la RP demandée dans chaque scénario décrit à l'article 6. Par conséquent, les variables suivantes représentent les intrants pour le modèle :
 - a. période,
 - b. part de REL.De plus, le DMO moyen de la zone synchrone est également un paramètre d'entrée pour le modèle de simulation probabiliste.
4. Le modèle de simulation probabiliste calcule la RP requise à l'aide d'une méthode itérative. À chaque itération, le modèle de simulation probabiliste utilise un processus de simulation Monte-Carlo afin de vérifier si la fréquence en régime permanent se situe dans la plage d'écart de fréquence en régime permanent. Si la condition n'est pas remplie, le modèle de simulation probabiliste augmente progressivement la RP et calcule l'itération suivante. Les itérations s'arrêtent une fois que la condition est remplie. Les extraits du modèle de simulation probabiliste sont la RP nécessaire pour maintenir la fréquence en régime permanent dans la plage d'écart de fréquence en régime permanent.
5. Le processus de simulation Monte-Carlo est capable de simuler plusieurs années de fonctionnement pour chaque zone synchrone au moyen de tirages aléatoires d'écarts de fréquence de longue durée et de pannes d'éléments de réseau pertinents. Il a pour but de générer un grand nombre de combinaisons aléatoires de toutes les sources possibles de perturbation de fréquence. Puisque le processus de simulation Monte-Carlo fonctionne sur le domaine temporel, cette approche requiert la simulation d'une longue période de gestion du réseau.

La période de gestion à simuler doit être suffisamment longue pour générer des résultats statistiquement significatifs. L'intérêt statistique des résultats et donc la durée de la longue période de gestion de réseau, dépend des données d'entrée utilisées (tel que stipulé à l'article 4, paragraphe 2) En plus du processus de simulation de Monte-Carlo, tous les GRT doivent par conséquent évaluer la durée minimum de la longue période de gestion du réseau nécessaire pour parvenir à des résultats statistiques pertinents, en tenant compte les données d'entrée réellement utilisées.
6. Le processus de simulation Monte-Carlo utilise un modèle de simulation dynamique pour calculer l'écart de fréquence. Le modèle de simulation dynamique prend en compte les sources de perturbation de fréquence générées aléatoirement par le processus de simulation Monte-Carlo et simule le processus de stabilisation de la fréquence (FCP) et le processus de restauration de la fréquence (FRP).
7. Le modèle de simulation dynamique est en mesure de simuler l'épuisement du REL et ses effets sur l'écart de fréquence, en tenant compte de la part de REL et de la Durée.

Article 5

Évaluation du coût de RP

1. La quantité minimale de RP nécessaire pour maintenir la fréquence en régime permanent dans la plage de fréquence maximale sera calculée à l'aide du modèle de simulation probabiliste, puis utilisée pour évaluer le coût de RP associé à chaque scénario à l'aide d'une courbe de coût de RP.
2. Tous les GRT d'une zone synchrone définissent une courbe de coût de RP comprenant à la fois les fournisseurs de RP dotés et non dotés de REL.

Le coût de RP pour les fournisseurs de RP non dotés de REL est calculé, a minima, en comparant le coût marginal du fournisseur de RP avec le prix marginal énergétique journalier de la zone de dépôt des offres. La comparaison permet d'estimer le coût de la capacité de réservation pour la fourniture des RP.

Le coût de RP pour un futur REL installé est calculé en tenant compte des coûts d'investissement, des dépenses d'exploitation et des coûts d'opportunité (le cas échéant). Ces contributions sont prises en compte uniquement si elles sont maintenues pour permettre la fourniture des RP.

La capacité d'un futur REL installé correspond à la part de REL envisagée dans chaque scénario (tel que défini à l'article 6, paragraphe 2, point a). À chaque part de REL correspond une valeur de futur REL installé, quelle que soit l'année d'installation.

Le coût de RP pour un REL existant est calculé en tenant compte des dépenses d'exploitation et des coûts d'opportunité (le cas échéant). Ces contributions sont prises en compte uniquement si elles sont maintenues pour permettre la fourniture des RP.

L'impact des variations du besoin en réservoir d'énergie (pour une période donnée) sur le coût de RP pour un REL doit être pris en compte.

Article 6 **Scénarios de simulation**

1. Les analyses et processus décrits aux articles 4 et 5 sont réalisés selon différents scénarios et permettent de calculer à la fois le dimensionnement de la RP et le coût de RP selon différentes hypothèses. L'objectif des scénarios est de faire face aux incertitudes et d'évaluer l'incidence de différentes hypothèses pouvant affecter les résultats de l'ACB.
2. L'ensemble de scénarios inclut toutes les combinaisons des hypothèses suivantes :
 - a) Période : afin d'évaluer la meilleure solution en termes de période d'activation minimale qui ne soit ni supérieure à 30 minutes ni inférieure à 15 minutes, l'intervalle des solutions possibles doit être exploré en adoptant une discrétisation opportune. Lors de la mise en œuvre de la Proposition de méthodologie ACB pour les RP, les GRT considèrent une discrétisation de 5 minutes. Il est donc nécessaire d'évaluer les résultats envisageant des périodes de 15, 20, 25 et 30 minutes.
 - b) Part de REL : la part de REL peut être affectée par la rentabilité du REL, mais aussi par d'autres facteurs, tels que la présence d'une acquisition de RP fondée sur le marché, ou d'autres éléments techniques et réglementaires ayant une incidence sur le déploiement du REL. Différentes parts de REL sont donc analysées dans la fourchette 10-100 %, avec une discrétisation de 10 %.
 - c) Mesures d'atténuation concernant les écarts de fréquence déterministe. Deux scénarios différents doivent être pris en compte. Dans le premier scénario, les écarts de fréquence déterministe sont envisagés sans la mise en œuvre de mesures d'atténuation. Dans le second scénario, les mesures d'atténuation sont prises en compte, en envisageant un filtre adapté qui réduit l'amplitude des écarts de fréquence déterministe selon les effets attendus de ces mesures d'atténuation.

Toutes les analyses sont effectuées en tenant compte de l'évolution possible du système énergétique et de la réglementation à court terme.

3. Les résultats des analyses décrites aux articles 4 et 5 pour l'ensemble des scénarios permettent d'obtenir le dimensionnement et les coûts de RP pour chaque combinaison de Durée et de Part de REL.

Article 7 **Simulation des événements de fréquence réelle les plus pertinents en présence d'un REL**

1. Les perturbations de fréquence les plus pertinentes survenues par le passé sont simulées en modélisant la présence d'un REL et en évaluant comment l'épuisement d'énergie potentiel aurait affecté la stabilité du réseau.
2. Les événements de fréquence réelle les plus pertinents sont simulés pour chaque combinaison de Durée et de Part de REL définie à l'article 6, paragraphe 2, alinéas a) et b). Si une combinaison de Durée et de Part de REL détériore la sécurité d'exploitation au point de conduire à un état de panne généralisée, la combinaison est considérée comme non acceptable.

Article 8 **Détermination d'une Durée**

1. Conformément à l'article 156, paragraphe 11, les GRT des zones synchrones Europe continentale et pays nordiques soumettent les résultats de leur analyse des coûts et bénéfiques aux autorités de régulation compétentes, en suggérant une Durée pour la zone synchrone Europe continentale et une Durée pour la zone synchrone pays nordiques.

2. En cas de modification importante des paramètres d'entrée définis à l'article 1, paragraphe 2, à l'article 5, paragraphe 2 et à l'article 7 après l'entrée en vigueur de la Durée, tous les GRT soumettent les résultats d'une analyse des coûts et bénéfiques actualisée aux autorités de régulation compétentes, en suggérant une Durée actualisée. La mise à jour des résultats de l'analyse des coûts et bénéfiques doit être réalisée également du fait des modifications des hypothèses découlant de conditions supplémentaires à l'article 118 de la LDGR.

En cas de modifications importantes des hypothèses de la méthodologie, pouvant affecter sa fiabilité, tous les GRT soumettent une méthodologie modifiée pour validation aux ARN. Une fois la validation obtenue, les GRT effectuent une analyse des coûts et bénéfiques fondée sur la méthodologie modifiée et prennent pleinement en compte ses résultats pour la définition d'une nouvelle Durée comprise en 15 et 30 minutes.

Article 9 Hypothèses de l'ACB

1. Le modèle de simulation probabiliste décrit à l'article 4, paragraphes 1, 2, 3 et 4, le processus de simulation Monte-Carlo décrit à l'article 4, paragraphes 1, 5 et 6 et le modèle de simulation dynamique décrit à l'article 4, paragraphes 6 et 7 sont soumis à une zone synchrone complète.
2. Le modèle de simulation dynamique simule le FRP avec un seul contrôleur FRP et sans restrictions FRR. Le contrôleur FRP unique devra utiliser un DMO correspondant à la moyenne du DMO de toutes les zones RFP appartenant à la zone synchrone, pondéré par le facteur K de la FRR.
3. Le modèle de simulation dynamique peut négliger l'ensemble du processus de réglage fréquence-puissance transfrontalier.
4. Il peut négliger à la fois l'inertie du réseau et la dynamique de déploiement du FCP.
5. Il simule au moins la dynamique de déploiement du FRP, le statisme du réseau et l'autorégulation de la consommation.
6. Si un dépassement continu de la plage de fréquence standard comprend le déclenchement d'un état d'alerte, l'énergie activée et l'énergie résiduelle dans le réservoir sont calculées à partir du premier dépassement des limites de la plage de fréquence standard.
7. Lorsque le réservoir est complètement disponible, le niveau d'énergie est considéré comme égal à la moitié de la capacité énergétique du réservoir équivalent.
8. La révision annuelle des facteurs K du FRP (article 156, paragraphe 2 de la Ligne directrice sur la gestion du réseau) peut être négligée tant que la révision ne modifie pas de façon importante le DMO moyen défini à l'article 9, paragraphe 2.

Article 10 Publication et mise en œuvre de la Proposition de méthodologie ACB pour les RP

1. Chaque GRT d'Europe continentale et des pays nordiques publie la Proposition de méthodologie ACB pour les RP sans délai injustifié après que toutes les autorités de régulation nationales ont approuvé la Proposition de méthodologie ACB pour les RP, conformément à l'article 8 de la Ligne directrice sur la gestion du réseau.
2. Les GRT des pays nordiques et d'Europe continentale doivent mettre en œuvre la Proposition de méthodologie ACB pour les RP adoptée, dans les 12 mois suivant son approbation par l'ensemble des autorités de régulation des zones synchrones Europe continentale et pays nordiques. Pour ce faire, ils doivent soumettre aux autorités de régulation compétentes les résultats de l'ACB menée par leurs soins conformément à la Proposition de méthodologie ACB pour les RP, dans lesquels ils suggèrent une durée pendant laquelle

Proposition d'hypothèses et de méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfiques élaborée par tous les GRT d'Europe continentale et des pays nordiques conformément à l'article 156, paragraphe 11, du règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

les Fournisseurs de RP dotés de réservoirs d'énergie limités peuvent, en cas d'état d'alerte, activer complètement la RP de manière continue, cette durée ne pouvant pas être supérieure à 30 minutes ni inférieure à 15 minutes.

Article 11 **Langue**

La langue officielle de Proposition de méthodologie ACB pour les RP est l'anglais. Afin d'éviter toute ambiguïté, si les GRT doivent traduire la présente Proposition de méthodologie ACB pour les RP dans leur langue nationale, en cas d'incohérences entre la version anglaise publiée par les GRT conformément à l'article 8, paragraphe 1, de la Ligne directrice sur la gestion du réseau et toute version dans une autre langue, les GRT compétents fournissent aux autorités de régulation nationales compétentes une traduction actualisée de la Proposition de méthodologie ACB pour les RP conformément à la législation nationale.