

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

THÈME 1 - ENTENTE D'INTÉGRATION ÉOLIENNE

1. **Références :** (i) Dossier R-3573-2005, pièce HQD-1, document 1, page 4;
(ii) ÉAPA 2009, note ^{***} du tableau 5.3 de la page 33;
(iii) ÉAPA 2009, page 25;
(iv) ÉAPA 2009, pages 33 et 34.

Préambule :

Les caractéristiques de l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur et celles recherchées par le Distributeur pour la nouvelle entente d'intégration éolienne sont présentées au tableau ci-dessous.

| | Entente actuelle (en % de la puissance installée) | Nouvelle entente (en % de la puissance installée) |
|--|---|--|
| Contribution en puissance des éoliennes | 15 % ⁽ⁱ⁾ | 30 % ^{(ii), (iii)} |
| Garantie de puissance complémentaire fournie par HQP | 35 % ⁽ⁱ⁾ | 15 % ^{(ii), (iii)} |
| Puissance inscrite au bilan en puissance du Distributeur | 35 % ^(i et ii) jusqu'au 31 décembre 2010 | 45 % ^{(ii), (iii)} à compter de décembre 2011 |

Par ailleurs, à la référence (iv), le Distributeur mentionne que le potentiel des marchés de court terme est actuellement établi à 1 000 MW. Il expose les principales observations qui lui permettraient de revoir à la hausse cette estimation.

Le bilan en puissance montre que le potentiel de 1 000 MW ne sera pleinement utilisé qu'à compter de l'hiver 2015-2016. En effet, la contribution prévue des marchés de court terme pour équilibrer ce bilan varie de 520 MW à 850 MW entre l'hiver 2011-2012 et l'hiver 2014-2015.

Demande :

- 1.1 Veuillez expliquer la stratégie du Distributeur visant à acquérir, par l'intermédiaire de la nouvelle entente d'intégration éolienne, une garantie de puissance complémentaire de 15 % au-delà de la contribution en puissance des éoliennes de 30 %. Veuillez notamment tenir compte, dans votre réponse, des éléments suivants :

- du potentiel non utilisé des marchés de court terme pour les cinq prochaines années;
- de la vraisemblable révision à la hausse du potentiel des marchés de court terme;

- de la possibilité d'acquérir de la puissance garantie additionnelle sur les marchés de court terme comme le UCAP (unforced capacity).

Réponse :

Le Distributeur recherche un produit équilibré qui l'exempte de la prise en charge des impacts sur les services complémentaires, de la gestion quotidienne et horaire des aléas de production éolienne et qui permette d'obtenir des approvisionnements uniformes en énergie et en puissance.

Ainsi, les conditions d'appel de l'énergie associée au UCAP ne répondent pas aux besoins recherchés par un service d'équilibrage éolien. À titre d'exemple, l'énergie associée au UCAP doit être appelée plusieurs heures d'avance, alors que l'équilibrage éolien doit s'adapter, en temps réel, aux variations de la production éolienne. Le Distributeur proposera une harmonisation entre les livraisons d'énergie et la fourniture de puissance associée à l'équilibrage éolien. Dans les deux cas, ces produits sont nécessaires pour équilibrer les bilans offre – demande du Distributeur.

Le Distributeur sera en mesure de préciser davantage la nature de l'entente d'équilibrage dans le cadre de sa demande d'approbation à la Régie.

THÈME 2 – SERVICE DE RÉGULATION DE LA FRÉQUENCE

2. **Références :**
- (i) ÉAPA 2009, étude sur *l'Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence*, page 5;
 - (ii) Dossier R-3648-2007, pièce B-1, HQD-1, document 2, pages 208 et 209.

Préambule :

À la référence (i), le suivi intra-horaire de la charge est introduit :

« La méthodologie s'appuie sur l'obligation du responsable de l'équilibrage du réseau d'ajuster la production de façon à satisfaire de manière économique toute la demande prévue. Les moyens utilisés à cet effet diffèrent en fonction du pas de temps considéré. Ainsi :

- *les différences intra-horaires entre l'énergie prévue et la demande réelle sont généralement compensées par l'arrêt ou le démarrage de groupes ou encore, par la modification de la plage de fonctionnement des groupes asservis au système de suivi intra-horaire de la demande;*
- *pour sa part, le système de réglage automatique de la production (AGC: Automatic Generation Control) est utilisé pour gérer les déséquilibres sur des plages de temps beaucoup plus courtes, comme les variations se produisant de minute en minute, sans apport significatif en énergie. »*

À la référence (ii) relative à l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial, le service « Réglage de fréquence » est associé à « l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP) » et le service « Réglage de production (suivi de la charge) » est associé à la « variation horaire de la charge ».

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer comment est réalisé le suivi intra-horaire de la charge.

Réponse :

En prévisionnel, l'unité Contrôle et mouvements d'énergie (CME) élabore un « programme » horaire de production pour les centrales d'Hydro-Québec Production. Celui-ci est un guide pour l'exploitation en temps réel et non pas une contrainte de démarrage à heure fixe comme le sont les programmes sur les interconnexions. En temps réel, le répartiteur commande les arrêts ou démarrages de groupes au moment approprié pour le suivi de la demande globale. L'ajustement fin de la production est effectué par l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP).

2.2 Veuillez expliquer comment est réalisé l'automatisme RFP en précisant notamment sa plage réglante et la gestion des ressources y étant assignées.

Réponse :

De minute en minute, le RFP ajuste finement la production des centrales asservies de façon à maintenir la fréquence à 60Hz. Ce faisant, le RFP assure le suivi fin de la demande. Le RFP tient compte du rendement des centrales asservies. La plage de réglage disponible est habituellement largement suffisante. Le minimum exigé par CME est de 800 MW. Les consignes sont transmises à 12 centrales à l'intérieur desquelles tous les groupes synchronisés sont généralement asservis au RFP.

2.3 Veuillez expliquer les différences entre les automatismes AGC et RFP.

Réponse :

Il n'y a pas d'automatisme AGC distinct à Hydro-Québec. La fonction « AGC » est assurée par le RFP qui intègre, dans un seul automatisme, une grande partie des ressources dédiées au réglage automatique de la fréquence.

2.4 Veuillez préciser si le suivi intra-horaire de la charge est un nouveau service complémentaire ou s'il est inclus dans le service « Réglage de fréquence ». Veuillez clarifier le statut du service de suivi intra-horaire.

Réponse :

Afin d'assurer la régulation de fréquence, il est requis d'utiliser l'automatisme de réglage fréquence-puissance et d'effectuer le suivi intra-horaire de la charge.

Le suivi intra-horaire fait donc partie du service « Réglage de fréquence ». Par contre, l'utilisation de ce service est sujette aux limites énoncées dans l'Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial.

3. **Référence :** ÉAPA 2009, étude sur l'Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence, pages 2, 3 et 13.

Préambule :

À la page 2, l'erreur de contrôle de réglage est calculée conformément à l'équation suivante :

$$\text{« } ACE = \Delta I - 10B = \Delta G - \Delta D - 10B \Delta F \text{ »} \quad (1)$$

où :

ACE = l'Area Control Error ou l'erreur de contrôle à l'intérieur d'une zone

F = la fréquence (Hz)

I = les échanges avec les autres zones de réglage (MW)

[...]

B = Bias Setting (MW / 0,1 Hz) déterminé par le NERC

[...]

Le cas du Québec est par ailleurs particulier puisque le réseau québécois constitue l'une des quatre interconnexions synchrones en Amérique du Nord. [...] Il est donc requis de considérer, pour les fins de contrôle de fréquence, un $\Delta I = 0$. »

À la page 3, il est mentionné que la performance du contrôleur du réseau est mesurée par les deux critères suivants :

« Le premier, appelé « Control Performance Standard 1 » ou CPS1, est basé sur la capacité de maintenir, le plus bas possible, le différentiel de fréquence sur une période de 12 mois. La méthode de calcul du critère CPS1 donne une valeur de 100 si le seuil minimal imposé par le NERC est respecté. Une valeur supérieure à 100, signifie une performance supérieure au minimum requis. »

Le second critère de performance, appelé « Control Performance Standard 2 » ou CPS2, est basé sur le taux de respect de la limite L10. Le pourcentage minimal exigé par le NERC, lorsque ce pourcentage est calculé sur un pas de temps de 10 minutes, est de 90%. Ainsi, la performance minimale permet environ 400 violations par mois ou 14,4 violations par jour. Une valeur supérieure à 90, signifie une performance supérieure à la limite minimale imposée par le NERC.

Tel qu'illustré à la Figure 1, TransÉnergie maintient son score CPS 2 proche de la valeur idéale alors que le score CPS1 a toujours été largement supérieur à 100. [...]

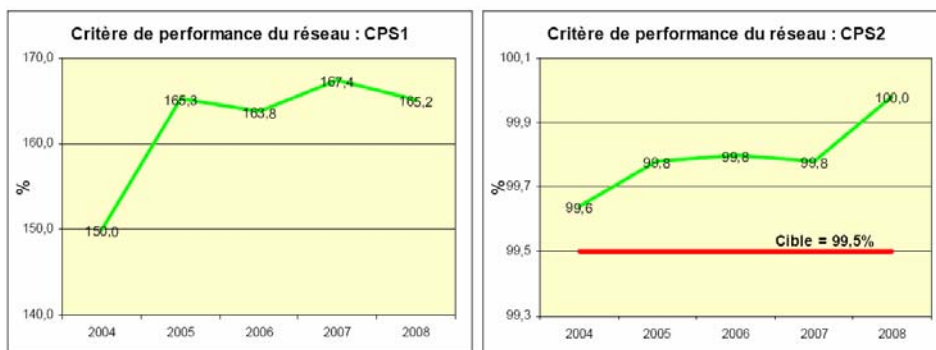


Figure 1
Performance historique de la régulation de fréquence au Québec

»

À la page 13, il est mentionné que « Ce choix de seuil est tout à fait compatible avec l'objectif historique de TransÉnergie (CMÉ) de maintenir un taux de conformité de 99,5% au niveau du CPS2 ».

La figure 1 montre que les valeurs de CPS1 et de CPS2 obtenues au Québec sont très supérieures aux performances minimales exigées par le North American Electric Reliability Corporation (NERC).

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer si la variable ΔF est manquante dans l'expression mathématique « $ACE = \Delta I - 10B$ ».

Réponse :

La variable ΔF est effectivement manquante dans l'équation citée. Ainsi elle devrait être réécrite comme suit :

$$ACE = \Delta I - 10B \Delta F = \Delta G - \Delta D - 10B \Delta F$$

- 3.2 Veuillez expliquer le lien entre l'ACE et les critères de performance CPS1 et CPS2.

Réponse :

Les critères CPS1 et CPS2 constituent des mesures de la performance du contrôleur d'un réseau quant à sa capacité de minimiser l'ACE et ainsi de contrôler les variations de fréquence.

CONTROL PERFORMANCE STANDARD 1 (CPS1)

Ce critère permet d'évaluer, sur une base annuelle, la capacité de maintenir l'ACE moyen sous une limite prédéfinie. Ainsi, pour chaque minute, la valeur de l'ACE est divisée par 10 fois le statisme de la fréquence (variable B définie dans l'étude en référence) et le tout multiplié par la moyenne de l'erreur de fréquence. Une moyenne mobile du résultat est effectuée sur 12 mois et le résultat doit être inférieur à une constante, ϵ_1 , représentant le seuil de l'erreur de fréquence, fixé par le NERC. Le critère CPS1 est exprimé en pourcentage et sa valeur doit être supérieure à 100%.

CONTROL PERFORMANCE STANDARD 2 (CPS2)

Ce critère mesure la fréquence des excursions de l'ACE à l'extérieur des limites fixées par le NERC. Il consiste à évaluer en pourcentage le nombre de périodes où la valeur moyenne de l'ACE, mesurée sur 10 minutes, ne dépasse pas un certain seuil (critère L10, tel que défini dans l'étude en référence). Le critère L10 est normalisé par le NERC.

- 3.3 Veuillez commenter la pertinence des critères de performance CPS1 et CPS2 alors qu'au Québec l'ACE est privé de sa composante ΔI ($\Delta I = 0$).

Réponse :

Les critères CPS1 et CPS2 sont présentement régis par les normes de fiabilité du NERC et leur application est normalisée, même dans le contexte où la composante ΔI est fixée à zéro :

http://www.nerc.com/files/Reliability_Standards_Complete_Set_2009Dec3.pdf

- 3.4 Veuillez expliquer le choix d'une hausse, pour le Québec, de la cible du CPS2 de 90 % à 99,5 %.

Réponse :

La cible de 90% est celle requise par le NERC. Par contre, Hydro-Québec TransÉnergie a toujours obtenu un résultat supérieur à 99%. En tenant compte de sa performance passée, l'entreprise a choisi de fixer une cible à 99,5% pour ses propres indicateurs. Cette cible permet également à TransÉnergie d'éviter une dégradation du réseau en cas d'événements.

- 3.5 Veuillez expliquer le choix du maintien de la cible CPS1 à 100 % pour le Québec, compte tenu notamment que la cible CPS2 a été haussée de 90 % à 99,5 %.

Réponse :

La cible actuelle de l'unité CME pour le critère CPS1 est également plus élevée que le minimum requis par le NERC. Elle se situe à 163%.

- 3.6 Veuillez évaluer la possibilité d'utiliser d'autres critères de performance que CPS1 et CPS2 qui seraient plus significatifs dans le contexte du réseau du Québec.

Réponse :

Les critères CPS1 et CPS2 sont calculés pour tous les réseaux interconnectés en Amérique du Nord. Les résultats obtenus par Hydro-

Québec TransÉnergie sont comparables aux autres réseaux et la pratique démontre que ces critères peuvent être utilisés sans trop de mal, même si la composante ΔI est fixée à zéro.

Par contre, l'indicateur CPS1 est difficile à interpréter. Il serait plus pertinent d'utiliser un indicateur tel l'écart-type moyen de la fréquence du réseau. Ce dernier indicateur est d'ailleurs utilisé en Europe par certaines zones de réglage.

4. **Référence :** ÉAPA 2009, étude sur l'Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence, pages 8, 10, 11, 23 et 24.

Préambule :

« Le programme intra-horaire de la charge est égal à la demande horaire moyenne dans l'intervalle comprise entre la 10^e et la 49^e minute d'une heure. À partir de la 50^e minute, une rampe de transition est initiée pour raccorder (linéairement) le programme de l'heure courante au programme de l'heure suivante. » (page 8)

« Pour ce faire, on assigne aux minutes 10 à 49 de chaque heure la moyenne horaire de la variable considérée, alors qu'une rampe de transition est appliquée de la minute 50 à la minute 9 de l'heure suivante, par interpolation linéaire entre les valeurs horaires moyennes consécutives. » (pages 10 et 11)

« Pour ce faire, les besoins québécois (BQ) et les besoins globaux satisfaits du réseau (BGS) ont été extraits de la base de données dynamiques du CCR, pour les années 2006 et 2007. Une analyse comparative de leurs variabilités sur 10 et 60 minutes est présentée à la Figure A 2-1. » (page 23)

« En résumé, les besoins additionnels totaux de réserves de régulation de fréquence passent de 668 MW en présence des BRD [...] à 431 MW dans l'analyse effectuée avec les BGS, soit une diminution de 35 %. » (page 24)

Le cas de base utilisé aux fins de l'étude semble donc déterminant à l'évaluation des besoins additionnels de réglage de fréquence requis pour l'intégration des 3 000 MW de production éolienne.

Demandes :

- 4.1 Veuillez préciser si les citations des pages 8, 10 et 11 impliquent que l'analyse effectuée ne prend pas en considération les besoins de réglage de fréquence durant l'intervalle compris entre la 50^e minute de l'heure et la 9^e minute de l'heure suivante.

Dans l'affirmative, veuillez commenter les impacts de ce choix méthodologique sur l'évaluation des besoins de réglage de fréquence.

Dans la négative, veuillez fournir un exemple permettant de visualiser les hypothèses utilisées pour la simulation des besoins réguliers du Distributeur réels (BRD), le programme prévu, le programme idéal et la production éolienne.

Réponse :

Les citations des pages 8, 10 et 11 n'impliquent aucunement que l'analyse des besoins de suivi intra-horaire de la charge exclut l'intervalle entre la 50^e minute de l'heure et la 9^e minute de l'heure suivante.

En effet, la définition du suivi intra-horaire donnée au tableau 1 (page 7) s'applique indistinctement à toutes les minutes, incluant celles comprises entre la 50^e minute d'une heure jusqu'à la 9^e minute de l'heure suivante. De plus, à la page 12, on lit : « les besoins en suivi intra-horaire correspondent à la différence entre les courbes bleue et noire ». Ici encore, nulle mention n'est faite d'un traitement différent entre les minutes de l'heure.

Le traitement particulier de l'intervalle compris entre la 50^e minute de l'heure et la 9^e minute de l'heure suivante ne s'applique qu'à la modélisation du programme intra-horaire. L'insertion d'une rampe de transition vise à éviter les discontinuités lors de la transition d'une heure à l'autre et ainsi, mieux refléter les comportements réels. Ainsi, les figures R-4.1a et R-4.1b reprennent la figure 3 de l'étude en référence et présentent une comparaison des programmes avec et sans rampes de transition. Il est possible d'y noter la présence de discontinuités artificielles, lors de la transition d'une heure à l'autre, dans les programmes sans rampes de transition.

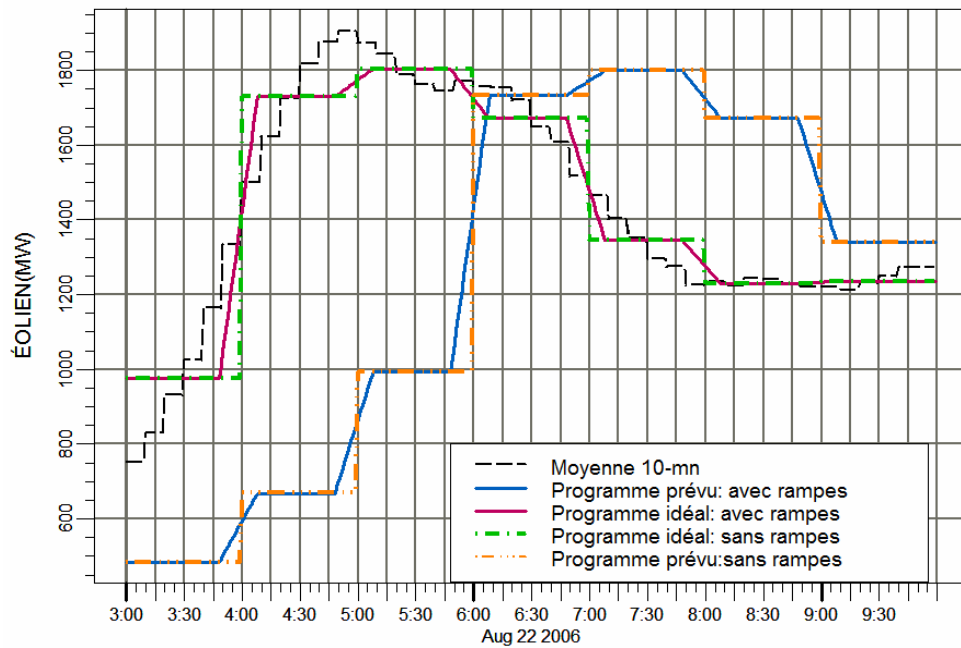


Figure R-4.1a
Production éolienne et programmes avec et sans rampes de transition

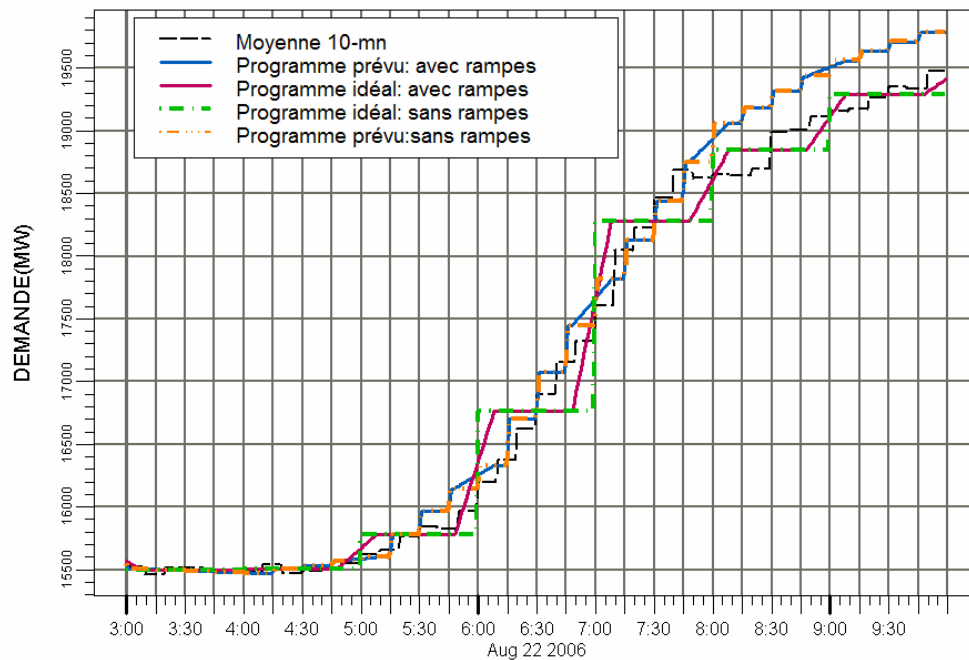


Figure R-4.1b
Besoins réguliers du Distributeur et programmes avec et sans rampes de transition

- 4.2** Veuillez expliquer les raisons du choix d'un intervalle de 10-49 minutes pour l'étude basée sur le comportement des BRD et de 10-60 minutes pour l'étude basée sur le comportement des besoins globaux satisfaits du réseau (BGS).

Réponse :

La méthode utilisée pour établir les programmes de production est la même dans l'évaluation basée sur les BRD que dans l'évaluation basée sur les BGS. Ainsi, elle repose sur l'utilisation d'un intervalle de 10-49 minutes où le programme est stable, puis de rampes de transition entre la 50^e minute et la 9^e minute de l'heure suivante. Par ailleurs, dans les deux cas, l'évaluation des besoins en suivi intra-horaire est établie en tenant compte de toutes les minutes de l'heure, conformément aux précisions fournies en réponse à la question 4.1.

Par contre, l'appendice 2 de l'étude en référence, fait état d'une comparaison de la variabilité des besoins québécois (BQ) et des BGS, cette dernière étant établie sur des périodes dont la longueur est de 10 minutes et de 60 minutes. Cette comparaison a pour unique objectif d'obtenir une répartition différente des besoins de régulation entre la charge et la production éolienne. D'ailleurs, une comparaison des résultats présentés au tableau 3 avec ceux présentés au tableau A 2-1 permet de constater que la somme des besoins de régulation (ceux requis par la charge ajoutés à ceux requis par la production éolienne) est la même dans l'évaluation basée sur les BRD que dans celle basée sur les BGS.

- 4.3** Veuillez commenter sur la pertinence de déterminer la valeur totale en besoin de production requis au réglage de la fréquence en considérant, sur des intervalles de 0-60 minutes, simultanément les BGS et la production prévue en réseau à l'horizon 2016.

Réponse :

En intégrant l'ensemble des BGS à l'analyse, les résultats devraient mieux refléter la réalité des variations de charge auxquelles doit faire face le contrôleur du réseau.

Toutefois, la détermination du profil des transits qui font partie des BGS, mais qui sont exclus des BRD, requiert l'utilisation d'hypothèses difficiles à vérifier et contrôler, particulièrement pour un horizon éloigné comme 2016.