

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
DEMANDE D'APPROBATION D'UNE ENTENTE GLOBALE DE MODULATION (EGM)**

1. **Référence :** Pièce C-UMQ-0011, page 22.

Préambule :

« En présence d'une contrainte de transport, le seuil de 32 000 MW décrit plus haut pourrait être abaissé. Nous constatons toutefois que l'EGM n'est pas très explicite sur la façon dont un tel abaissement sera calculé. Et les explications additionnelles du Distributeur ne nous éclairent pas beaucoup non plus :

“Un acheminement non-optimal de la production découle nécessairement de restrictions de transport, impliquant que la puissance rendue disponible par le Producteur ne puisse être acheminée vers les points de consommation. [...]”

L'EGM devrait définir le calcul de la réduction de la quantité maximale de besoins réguliers du Distributeur dans le cas où il y a présence d'une contrainte de transport (article 3.1.3 (iii) (b)). »

Demande :

1.1 Veuillez identifier les aspects de la contrainte de transport qui devraient entrer dans le calcul de la réduction de la quantité maximale de besoins réguliers du Distributeur. Veuillez également illustrer à l'aide d'un exemple comment la contrainte de transport devrait être prise en compte dans ce calcul.

Réponse :

D'abord, nous comprenons de l'explication du Distributeur reproduite en préambule qu'une contrainte de transport pourrait empêcher le Producteur d'acheminer une partie de la puissance rendue disponible par celui-ci vers les points de consommation.

Ensuite, pour bien situer le risque qu'un tel cas se produise, par exemple, pendant les fortes pointes de l'hiver, rappelons que le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus par le scénario moyen de la demande plus 4 000 MW.¹ Avec une prévision des besoins réguliers du Distributeur de 36 835 MW pour la pointe de l'hiver 2011-2012², le critère de conception du réseau de transport implique que le Transporteur, sans contrainte, pourrait acheminer jusqu'à 40 835 MW vers les points de consommation. D'ailleurs, la pointe historique

¹ R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, page 55.

² R-3776-2011, B-0022, HQD-5, document 1, page 8, tableau 3.

observée ne se situe qu'à 37 396 MW, puissance transportée par le Transporteur pour la charge locale le 24 janvier 2011.³

Les aspects de la contrainte de transport qui devraient entrer dans le calcul de la réduction de la quantité maximale de besoins réguliers du Distributeur (« BRD ») sont la capacité maximale de transport en MW telle qu'évaluée plus haut et la quantité ne pouvant être acheminée par le Transporteur du à une contrainte de transport en MW. La différence entre ces deux quantités constitue la nouvelle capacité du réseau de transport en MW en présence d'une contrainte.

Même avec la grande capacité du réseau de transport, il pourrait quand même arriver que la capacité réduite du réseau de transport sur l'un ou plusieurs de ses tronçons empêche le Producteur d'acheminer une partie de sa puissance rendue disponible vers les points de consommation. La partie ainsi embouteillée peut être appelée puissance captive.

Selon notre rapport d'expertise dans le présent dossier, la puissance rendue disponible par le Producteur pour l'hiver 2011-2012, si on exclut la VHG et la puissance complémentaire, est de 35 492 MW⁴, soit significativement au-dessus du seuil de 32 000 MW de l'EGM. Donc, dans la plupart des cas, une contrainte affectant l'acheminement des 35 492 MW n'affecterait pas le seuil de 32 000 MW de l'EGM.

Le tableau suivant montre quelques exemples qui illustrent le calcul de l'abaissement du seuil de la prévision des BRD de l'EGM.

³ R-3777-2011, B-0004, HQT-1, document 1, page 8.

⁴ C-UMQ-0011, page 21.

Tableau UMQ-R1.1
Exemples de calcul du seuil des BRD de l'EGM
Selon divers cas de contraintes de transport
Hiver 2011-2012
(MW)

	Exemple 1	Exemple 2	Exemple 3	Exemple 4
Capacité du réseau de transport	40 835	40 835	40 835	40 835
(-) Contrainte de transport	1 000	5 000	7 000	9 000
(=) Capacité du réseau contraint	39 835	35 835	33 835	31 835
Production rendue disponible par le Producteur	35 492	35 492	35 492	35 492
(-) Puissance captive (1)	0	500	1 657	3 657
(=) Puissance acheminable du Producteur	35 492	34 992	33 835	31 835
Seuil des BRD de l'EGM	32 000	32 000	32 000	32 000
(-) Abaissement du seuil pour contrainte de transport	0	0	0	165
Nouveau seuil en présence de la contrainte de transport	32 000	32 000	32 000	31 835

(1) La puissance captive peut être non nulle sur un tronçon donné même si la capacité du réseau contraint est supérieure à la production rendue disponible par le Producteur.

Le tableau démontre que l'abaissement du seuil des BRD de l'EGM (8^e ligne) ne doit pas nécessairement correspondre à l'impact de la contrainte de transport sur la puissance du Producteur qui ne peut être acheminée sur le réseau de Transport (puissance captive à la 5^e ligne). Cette démonstration vient contredire la description faite dans l'EGM à l'article 3.1.3 (iii) (b).

- 2. Références :**
- (i) Pièce C-UMQ-0011, page 26;
 - (ii) Pièce B-0012, page 36;
 - (iii) Pièce B-0020, page 14.

Préambule :

À la référence (i), l'expert retenu par l'UMQ est d'avis que :

« En réalité, comme le Distributeur n'a pas de limite sur les quantités de retrait qu'il peut demander, sauf pour les heures de pointe où la prévision des besoins réguliers du Distributeur sont de 32 000 MW ou plus, on peut affirmer que la puissance complémentaire ne pourrait être utile que pendant ces heures de pointe si le Distributeur en avait un réel besoin. [...] »

Nous sommes d'avis que la puissance complémentaire devrait être retirée de l'EGM. »

À la référence (ii), le Distributeur prévoit que « *le seuil de 32 000 MW ne serait excédé qu'environ 270 heures par année en moyenne* ».

À la référence (iii), le Distributeur explique que « *[l]a puissance complémentaire permet de raffermir les livraisons en énergie et d'augmenter la contribution propre en puissance des contrats éoliens de 15 %* ».

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi un service de puissance complémentaire, permettant d'augmenter la contribution propre en puissance des contrats éoliens de 15 % et offert pendant les quatre mois d'hiver, ne serait pas utile lorsque les besoins sont inférieurs à 32 000 MW, soit pendant environ 2 634 heures (121 jours pour quatre mois d'hiver X 24 heures/jour – 270 heures).

Réponse :

Le service de puissance complémentaire tel que décrit dans l'EGM est redondant et non utile pour les heures où la prévision des BRD est inférieure à 32 000 MW puisque, pour ces heures, le Distributeur peut, en vertu de l'article 3.1.3 (iii) (b) et indépendamment de la puissance complémentaire, « demander des retraits excédant la valeur horaire garantie lorsque, pour une heure donnée, la prévision des besoins réguliers du Distributeur est inférieure à 32 000 MW ». Et selon ce même article, « Dans ce cas, le Producteur doit accorder les retraits demandés par le Distributeur. »

Notre compréhension est d'ailleurs confirmée par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements de l'UMQ.⁵

2.2 Veuillez indiquer les moyens d'approvisionnement par lesquels le Distributeur pourrait pallier l'absence de puissance complémentaire. Veuillez comparer le coût de ces moyens à celui du service de puissance complémentaire de l'EGM.

Réponse :

Selon le scénario avec modulation, la puissance complémentaire de l'EGM correspond à des puissances de 130 MW, 251 MW et 349 MW pour les trois prochains hivers.⁶ En l'absence de puissance complémentaire, ces quantités

⁵ B-0020, HQD-2, document 9, page 10, réponse 3.5.

⁶ B-0012, HQD-2, document 1, page 13, tableau R-3.1-D.

s'ajouteraient aux besoins de puissance additionnelle qui sont de 90 MW, 680 MW et 1 010 MW pour les trois prochains hivers.⁷

En se basant sur les moyens considérés par le Distributeur, dont une contribution maximale des marchés de court terme de 1 100 MW⁸, la puissance complémentaire serait remplacée, pour les deux prochains hivers, par une contribution additionnelle des marchés de court terme. Pour l'hiver 2013-2014, toujours selon les moyens considérés par le Distributeur, une partie des 349 MW de puissance complémentaire, soit 90 MW, compléterait la contribution des marchés de court terme en s'ajoutant aux 1 010 MW déjà prévus⁹ et le reste, soit 259 MW, ferait l'objet de puissance additionnelle requise.

Nous avons toutefois démontré que le Distributeur pouvait subvenir à ses besoins de puissance avec la contribution des marchés de court terme au moins jusqu'à l'hiver 2019-2020.¹⁰ Et même si le Distributeur devait compter sur la contribution des marchés de court terme pendant les trois prochains hivers, nous avons démontré que le coût de la puissance serait nul puisque la réservation de puissance ne serait pas obligatoire vu les surplus présents chez les réseaux limitrophes et le partage de réserve qu'ils permettent.¹¹ La Régie juge d'ailleurs que la pratique du Distributeur de réservation systématique de puissance au lieu de compter sur le partage de réserve doit être évaluée.¹²

Enfin, en supposant que la réservation de puissance était vraiment nécessaire pour les trois prochains hivers, nous avons soumis que la puissance pouvait être obtenue au tarif de 1,25 \$US/kW-hiver (\$ 2011, annuité croissante à l'inflation), ce prix étant basé sur les prix obtenus par le Distributeur au cours des derniers hivers et sur le fait que les besoins ne sont normalement présents qu'en janvier et en février.¹³

Donc, selon nos hypothèses de besoins en puissance pour les trois prochains hivers, le coût de remplacement de la puissance complémentaire serait nul. Selon les hypothèses de besoins du Distributeur et nos hypothèses de prix, le coût ne serait quand même que de 1 M\$ sur l'horizon de l'EGM tel que détaillé dans le tableau UMQ-R2.2, versus 8,4 M\$ pour la puissance complémentaire.¹⁴

⁷ B-0012, HQD-2, document 1, page 13, tableau R-3.1-D.

⁸ R-3748-2010, B-0004, HQD-1, document 1, page 38, tableau 4.2-2.

⁹ B-0012, HQD-2, document 1, page 13, tableau R-3.1-D.

¹⁰ R-3748-2010, C-UMQ-0014, page 107, tableau 4.

¹¹ R-3748-2010, C-UMQ-0014, pages 77 à 79.

¹² D-2011-162, R-3748-2010, pages 64 et 65.

¹³ R-3776-2011, C-UMQ-0013, pages 29 à 32.

¹⁴ B-0005, HQD-1, document 1, pages 17 à 19, tableaux 3.1 à 3.3.

Tableau UMQ-R2.2
Coût de remplacement de la puissance complémentaire

	Puissance complémentaire (MW)	Prix unitaire (\$ US 2011/kW-hiver)	Prix unitaire (\$ CAN courants/kW-hiver)	Coût total (M\$)
Janvier-février 2012	130	1,25	1,28	0,17
Hiver 2012-2013	251	1,25	1,30	0,33
Hiver 2013-2014	349	1,25	1,33	0,46
Décembre 2014	411	0	0,00	0,00
TOTAL				0,96

Note : Taux de change de 1,00 et taux d'inflation de 2 %¹⁵

¹⁵ R-3776-2011, B-0012, HQD-2, document 1, page 3.