

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

1. **Références :** (i) Pièce HQD-1, document 1, page 9
(ii) Pièce HQD-1, document 1, page 6
(iii) R-3603-2006, notes sténographiques, audience du 18 septembre 2006, pages 140 et 141 ;

Préambule :

- (i) « Depuis l'introduction des nouvelles modalités en 2006, le développement de nouveaux outils a permis de réévaluer de façon plus détaillée la contribution de l'électricité interruptible.
[...]
L'analyse a ainsi démontré une équivalence entre 850 MW de UCAP et 1 000 MW d'électricité interruptible. Ce résultat montre que la réserve associée à l'option d'électricité interruptible actuelle serait de 15 %. »
(Nous soulignons)

(ii)

MODALITÉS DE L'OPTION ACTUELLE POUR LA GRANDE PUISSANCE

Délai du préavis	2 heures
Nombre maximal d'interruptions par jour	2
Délai minimal entre deux interruptions quotidiennes	4 heures
Durée d'une interruption	4 à 5 heures
Nombre maximal d'interruptions par année de référence	20
Durée maximale des interruptions par année de référence	100 heures

- (iii) « Dans le cas de l'électricité interruptible, il n'y a pas d'équipement en tant que tel; par contre il y a des modalités contractuelles qui font en sorte qu'on ne peut pas utiliser l'électricité interruptible en tout temps [...] Donc, toutes ces contraintes font en sorte que l'électricité interruptible ou la puissance qui est souscrite ne peut pas être prise à sa pleine valeur parce qu'on ne connaît pas les... Elle peut ne pas être tout le temps là quand on a besoin d'elle. Et c'est pour ça qu'on applique une réserve ou un escompte en disant : on peut compter seulement sur soixante-dix pour cent (70 %) des mégawatts. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer en quoi consistent les nouveaux outils mentionnés à la référence (i).

Réponse :

Pour les fins de l'évaluation de la fiabilité de ses approvisionnements ainsi que pour les rapports déposés au NPCC sur la fiabilité de la zone de contrôle du Québec, le Distributeur utilise le modèle MARS (Multiple Area Reliability Simulator).

Ainsi, dans la Revue triennale 2005 déposée au NPCC (2005 Quebec Area Triennial Review of Resource Adequacy), l'évaluation de la fiabilité des approvisionnements pour la zone de contrôle du Québec a été réalisée à partir du modèle MARS développé par General Electric. Cette revue triennale présentait également une comparaison des résultats obtenus avec MARS et ceux obtenus avec un second modèle nouvellement développé par Hydro-Québec Production (FEPMC). La comparaison n'indiquait alors aucune différence significative. La revue triennale a été approuvée par le NPCC en mars 2006.

Depuis peu, le Distributeur dispose du modèle FEPMC (Fiabilité En Puissance Monte Carlo). Ce modèle permet une plus grande flexibilité pour prendre en considération des limites telles que celles qui contraignent les heures d'utilisation des ressources. Une telle modélisation n'est pas possible à l'intérieur du modèle MARS. FEPMC doit donc être utilisé en complément de MARS pour analyser la contribution en puissance de certaines ressources particulières, telle l'électricité interruptible.

Le modèle FEPMC est un simulateur chronologique assorti d'un générateur d'événements aléatoires de type Monte-Carlo. Il permet de modéliser séquentiellement chacune des heures de l'année, tout en tenant compte de l'ensemble des aléas sur la demande et sur la disponibilité des ressources. L'annexe B de la revue triennale 2005 présentait une description détaillée du modèle¹.

¹ Voir l'hyperlien suivant :

<http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=Quebec+Triennial+2005.pdf&cat=revResource>

- 1.2** Veuillez fournir l'analyse mentionnée par le Distributeur à la référence (i) et faire le lien avec les modalités et contraintes mentionnées aux références (ii) et (iii).

Réponse :

Les modèles d'évaluation de la fiabilité tels MARS ou FEPMC permettent d'obtenir une évaluation de l'espérance de délestage associée à un portefeuille d'approvisionnements.

Le critère de fiabilité en puissance consiste à disposer d'approvisionnements suffisants afin que l'espérance de délestage des charges n'excède pas 0,1 jour par année. À chaque année, le Distributeur procède à l'acquisition des approvisionnements requis afin de respecter ce critère.

Ainsi, pour évaluer le facteur d'équivalence entre l'achat de UCAP et l'électricité interruptible, le Distributeur a défini un scénario incluant 1000 MW d'électricité interruptible et lui permettant d'atteindre le niveau d'espérance de délestage de 0,1 jour par année. Un second scénario est ensuite constitué en retirant les 1000 MW d'électricité interruptible et en les remplaçant par la quantité de UCAP nécessaire pour retrouver le niveau d'espérance de délestage de 0,1 jour par année.

Le tableau qui suit rappelle les contraintes d'utilisation de l'option d'électricité interruptible et fournit les paramètres de modélisation utilisés dans le modèle FEPMC.

Contraintes associées à l'option d'électricité interruptible	
Durée d'une interruption (heures) :	4 à 5
Nombre maximal d'interruptions par jour :	2
Délai minimal entre deux interruptions quotidiennes (heures) :	4
Nombre maximal d'interruptions par hiver	20
Durée maximale des interruptions par hiver (heures)	100

Paramètres de modélisation dans FEPMC	
Durée minimale d'une interruption (heures) :	4
Durée maximale d'une interruption (heures) :	5
Durée maximale des interruptions au cours d'une journée (heures)	10
Nombre maximal d'interruptions au cours d'une semaine	14
Délai minimal entre deux interruptions (heures) :	4
Nombre maximal d'interruptions par hiver	20
Durée maximale des interruptions par hiver (heures)	100

Les résultats indiquent qu'environ 850 MW d'achats de UCAP auraient été suffisants pour remplacer 1000 MW d'électricité interruptible. Ils permettent donc au Distributeur d'attribuer une réserve en puissance de 15 % à l'option d'électricité interruptible, compte tenu des modalités actuellement en vigueur.