

Réponses d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité à la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ À HYDRO-QUÉBEC

CARACTÉRISTIQUES DES PRODUITS RECHERCHÉS

1. **Références :** (i) B-0011, page 7, lignes 1 à 9;
(ii) R-4110-2019, B-0191, page 5, lignes 23 à 29;
(iii) R-4110-2019, B-0196, page 5, réponse 1.5

Préambule :

- (i) « Les soumissions déposées dans le cadre de cet appel d'offres pourront présenter des profils de livraison d'énergie différents, soit des livraisons en base, des livraisons cyclables (modulables selon les besoins du Distributeur) ou des livraisons provenant de sources variables (éolienne et solaire), et inclure ou non une garantie de puissance. Le Distributeur précise qu'une combinaison de plusieurs projets pourrait lui procurer les quantités recherchées en énergie et en puissance, mais que, pour assurer une contribution en puissance à la pointe suffisante de la part de chacun des projets, les contrats à intervenir avec les soumissionnaires retenus auront une clause de disponibilité d'énergie pour un minimum de 100 heures durant la période hivernale. » (Nous soulignons)
- (ii) « Au moyen de l'appel d'offres de 480 MW, le Distributeur souhaite conclure un ou des contrats d'approvisionnement de long terme en électricité renouvelable lui procurant une contribution de 480 MW en puissance à la pointe et de 1,4 TWh en énergie en période hivernale, soit du 1er décembre au 31 mars de l'année suivante. Les produits soumis à l'appel d'offres pourraient présenter des profils de livraison d'énergie divers, par exemple variables, en base ou cyclables et inclure ou non une garantie de puissance. Une disponibilité d'énergie pour un minimum de 300 heures durant la période hivernale sera toutefois requise. » (Nous soulignons)
- (iii) « **1.5** Veuillez préciser les raisons d'exiger une disponibilité d'énergie pour un minimum de 300 heures durant la période hivernale.

Réponse :

Les approvisionnements en puissance comportant peu de livraisons d'énergie seront admis dans l'appel d'offres. Compte tenu de ses besoins en énergie en hiver, le Distributeur souhaite néanmoins encadrer les types de produits admissibles, en exigeant un minimum de disponibilités de l'énergie en période hivernale. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur a déterminé la valeur de 100 heures dont il est question à la référence (i) et fournir l'analyse qui a mené à une telle valeur.

Réponse :

- 1 **La disponibilité d'énergie exigée pour un minimum de 100 heures durant la**
2 **période hivernale a été établie pour permettre au Distributeur d'imposer le**
3 **moins de contraintes possibles afin d'obtenir les meilleures offres du marché,**
4 **tout en lui procurant une contribution significative au bilan de puissance.**

- 1.2** Veuillez fournir les modalités de la clause de disponibilité d'énergie dont il est question à la référence (i) en indiquant notamment si le choix des heures sera sous le contrôle du Distributeur ou du fournisseur.

Réponse :

1 **Le Distributeur s'assurera que chacun des projets offre une disponibilité**
2 **d'énergie pour au minimum 100 heures entre le 1^{er} décembre et le 31 mars.**
3 **Cette information sera validée à partir des informations transmises par les**
4 **soumissionnaires dans la formule de soumission.**

5 **Pour les projets comportant des possibilités de programmation, le Distributeur**
6 **demandera aux soumissionnaires de préciser le nombre d'heures de**
7 **disponibilité, les heures de disponibilité (plages horaires) et le délai minimum**
8 **avant un appel. Le contrat intégrera ces informations.**

- 1.3** Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle une disponibilité de seulement 100 heures en hiver d'un approvisionnement aura des impacts sur la fiabilité en puissance (et sur un taux de réserve à appliquer) de même qu'un impact sur les achats d'énergie de court terme en hiver. Veuillez indiquer comment de tels impacts seront évalués lors de l'évaluation du coût de l'électricité et du service rendu des diverses soumissions et combinaisons de soumissions.

Réponse :

9 **Le Distributeur confirme que la disponibilité d'une ressource a un impact sur la**
10 **fiabilité en puissance et sur les achats d'énergie de court terme.**

11 **Le Distributeur prévoit intégrer la contribution en puissance des offres**
12 **présentant un nombre limité d'heures de disponibilité à l'évaluation du coût de**
13 **l'électricité en utilisant les outils d'analyse de fiabilité à sa disposition.**

- 1.4** Veuillez justifier d'avoir retenu un minimum de 100 heures pour les appels d'offres à lancer en 2022 (référence (i) alors que le minimum a été de 300 heures pour les appels d'offres lancés en 2021 (référence (ii)). Veuillez concilier ce choix avec les motifs exprimés à la référence (iii).

Réponse :

14 **L'exigence d'une disponibilité d'un minimum de 300 heures a été retirée de la**
15 **section produits recherchés et quantités du document d'appel d'offres**
16 **A/O 2021-01 par l'addenda 4.**

17 **Voir également la réponse à la question 1.1.**

PROJETS ÉOLIENS

2. **Référence :** (i) B-0011, page 10, lignes 8 à 12;
(ii) D-2021-173, page 7, paragraphe 4;
(iii) Rapport annuel 2021 d'Hydro-Québec :
<https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2021-hydro-quebec.pdf?v=20220322>, pages 15 et 126;
(iv) Rapport IREQ 2016-0059 :
<http://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/c-5448-document.pdf>, page 73 (PDF 95), section 3.3.

Préambule :

- (i) « Il convient de préciser que si le bloc de 1 300 MW devait être comblé uniquement par des sources de production éolienne, cela représenterait près de 3 250 MW [note de bas de page omise] de projets éoliens. Si l'on ajoute à cette quantité, le bloc de 400 MW éolien lié à l'A/O 2022-02, lequel doit être en service au 1er décembre 2027, cela équivaldrait à près de 3 650 MW de projets éoliens. Ceci représente un volume considérable de nouveaux projets à construire, développer et raccorder. » (Nous soulignons)
- (ii) Les appels d'offres lancés en 2021 recherchent un bloc de 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01) et un bloc de 300 MW d'énergie éolienne (A/O 2021-02). L'AHQ-ARQ évalue que si le bloc de 480 MW devait être comblé uniquement par des sources de production éolienne, cela représenterait 1 200 MW de puissance installée (480 / 0,40) à laquelle s'ajouterait le bloc de 300 MW, pour un total de 1 500 MW de projets éoliens.
- (iii) Le rapport annuel 2021 d'Hydro-Québec indique une puissance installée éolienne de 3 906 MW sous contrat avec l'entreprise (page 126). En ajoutant la parc Apuiat en construction pour 200 MW (page 15), on obtient un total de l'ordre de 4 100 MW de puissance éolienne installée avant le lancement des 4 appels d'offres dont il est question aux références (i) et (ii).
- (iv) « **3.3 La pénétration éolienne et ses limites**
Comme le montrent les éléments précédents, avec bientôt près de 10 % de la puissance installée au Québec, la production éolienne augmente la variabilité et l'incertitude du système, mais son impact global en ce qui concerne les besoins additionnels de réserves, plages et provisions demeure relativement modeste. Les éléments de la section 3.1.2 montrent tout de même qu'au cours des dernières années le « signal » éolien sur la demande nette est devenu un peu plus apparent avec l'augmentation de la puissance installée.
L'expérience mondiale montre cependant qu'une grande quantité est techniquement intégrable, même dans des systèmes peu flexibles et peu interconnectés à leurs voisins. À titre d'exemple, bien qu'il soit important de noter que chaque système est spécifique et qu'une analyse en profondeur est nécessaire pour le comparer objectivement à un autre, la production éolienne en Irlande, un système isolé à l'inertie limitée, a culminé à 63 % de la demande le 7 janvier 2015. La pénétration éolienne horaire maximale atteinte au Québec a été de 17,4 % le 20 septembre 2015. La question réelle n'est donc pas tant celle d'une limite technique que celle du coût total des approvisionnements incluant tous les coûts de raccordement et des « services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité » de ceux-ci.

Une pénétration éolienne beaucoup plus forte ferait subir à ces services des impacts supplémentaires dont il faudrait simplement tenir compte. Il est également probable qu'à partir d'une certaine pénétration il soit nécessaire de procéder parfois à des déversements éoliens ou hydrauliques [note de bas de page omise] ou de limiter/forcer des exportations, principalement en période de faible demande lorsque la production non modulable dépasse la demande nette. Également, la configuration particulière du réseau québécois entraîne que, sous certaines conditions, la production en amont de celui-ci relativement aux régions de forte demande peut se trouver captive et ne peut être acheminée. Encore ici, la question est de savoir à quelle pénétration se trouve l'optimum économique et, selon les structures corporatives et contractuelles, qui assume les risques, les coûts, et empêche les bénéfices.

À ce jour, Hydro-Québec n'a pas systématiquement étudié l'impact d'une très grande pénétration éolienne sur son système. Nonobstant d'autres facteurs pouvant limiter ou accélérer l'ajout ou le besoin d'ajout de production éolienne supplémentaire dans sa zone de contrôle, il est recommandé qu'une telle étude accompagne toute hypothèse d'augmentation importante de celle-ci. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1** En additionnant les valeurs possibles de puissance installée éolienne apparaissant aux références (i), (ii) et (iii), l'AHQ-ARQ constate que la puissance installée totale dans la zone de contrôle du Québec pourrait atteindre jusqu'à 9 250 MW à la suite des appels d'offres lancés en 2021 et à lancer en 2022. Avec une telle pénétration beaucoup plus grande qu'actuellement, veuillez indiquer si une étude sur l'impact d'une très grande pénétration éolienne sur le système d'Hydro-Québec a été réalisée tel que recommandé par l'IREQ à la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez déposer une telle étude. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas avoir réalisé une telle étude.

Réponse :

1 **Certaines études sont en cours pour évaluer l'impact d'une plus forte**
2 **pénétration de l'éolien au Québec.**

- 2.2** Veuillez indiquer comment le Distributeur tiendra compte des « déversements éoliens » (i. e. réduction de la production éolienne en période de faible demande) dont il est question à la référence (iv) dans l'évaluation de la quantité de réception utile en provenance des parcs éoliens et, conséquemment, du coût de l'électricité et du service rendu des soumissions provenant de parcs éoliens dans le cadre des appels d'offres A/O 2022-01 et 2022-02.

Réponse :

3 **Dans l'évaluation du coût d'intégration d'une nouvelle installation de**
4 **production, le Distributeur tient compte d'une évaluation du plafonnement**
5 **fournie par le Transporteur. Il tient également compte de la quantité d'énergie**
6 **que le soumissionnaire indique à sa soumission et que ce dernier s'engage à**
7 **produire (« énergie contractuelle ») sur une base annuelle.**

8 **C'est en considérant la quantité d'énergie après prise en compte du**
9 **plafonnement que le Distributeur procède à l'évaluation de la soumission.**

- 2.3 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit ajouter une clause dans les contrats qui découleront des appels d'offres A/O 2022-01 et 2022-02 pour des approvisionnements éoliens qui ne seraient pas utiles en période de faible charge et qui devraient conséquemment être « déversés » selon la possibilité évoquée à la référence (iv). Dans l'affirmative, veuillez décrire les modalités d'une telle clause. Dans la négative, veuillez justifier de ne pas le prévoir.

Réponse :

- 1 **La clause de plafonnement de la production prévue pour les contrats qui**
2 **découleront des appels d'offres A/O 2022-01 et A/O 2022-02 est suffisante pour**
3 **couvrir cette éventualité.**

CRITÈRES D'ÉVALUATION

3. **Références :** (i) B-0011, page 20, lignes 1 à 9;
(ii) R-4110-2019, B-0210, page 8, réponse 2.3.

Préambule :

- (i) « Pour ce qui est du critère de flexibilité, le Distributeur propose de le retirer. Bien que le caractère flexible du produit demeure valorisé dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2022-01, le Distributeur considère que l'étape 3 du processus de sélection permet de bien mesurer la valeur apportée par les éléments de flexibilité du produit des soumissions soit, les profils de production horaires et saisonniers et le caractère modulable des livraisons d'énergie. En effet, dans l'analyse des coûts globaux d'approvisionnement à l'étape 3, les évaluations de combinaisons prennent en compte les profils de livraison et les modalités de programmation des différents projets. Pour cette raison, le Distributeur considère qu'il n'est pas utile de maintenir le critère de flexibilité. » (Nous soulignons)
- (ii) « 2.3 L'AHQ-ARQ comprend que le nombre de soumissions pourrait atteindre quelques centaines tel qu'évoqué par le Distributeur lors de la séance technique du 13 octobre 2021. L'effet combinatoire d'un tel nombre de soumissions, tel qu'illustré par des exemples à la référence (iv), pourrait se traduire par un très grand nombre de combinaisons possibles (de l'ordre de milliards) et, par conséquent, non traitables manuellement. Dans un tel contexte, veuillez décrire comment le Distributeur prévoit déterminer la meilleure combinaison tel que mentionné aux références (i) et (vii), en décrivant notamment le recours à des modèles d'optimisation, le cas échéant.

Réponse :

Le Distributeur tient à souligner que, même si le nombre de soumissions devait atteindre quelques centaines, seules les meilleures soumissions seront retenues pour l'étape 3. À cet égard, bien que le nombre de combinaisons de soumissions à analyser pourrait être non négligeable, il sera plus limité que le nombre évoqué au préambule de la question. Le Distributeur développe les outils de modélisation nécessaires afin de déterminer la combinaison optimale. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer ce qui a changé entre le moment de l'appel d'offres A/O 2021-01 alors que le Distributeur voyait une utilité au critère de flexibilité et le moment de l'appel

d'offres A/O 2022-01 où ce dernier ne voit plus une telle utilité, tel qu'il l'indique à la référence (i).

Réponse :

1 **Outre ce qui est déjà mentionné à la référence (i), le changement apporté à la**
2 **Grille d'analyse permet d'accroître la pondération d'autres critères. Ainsi, le**
3 **retrait du critère de flexibilité de la Grille d'analyse permet d'allouer six**
4 **(6) points à d'autres critères qui ne peuvent être valorisés à l'étape 3,**
5 **essentiellement en lien avec le développement durable.**

3.2 Veuillez fournir la liste des différentes modalités de programmation qui seront prises en compte par les évaluations de combinaisons, tel qu'indiqué à la référence (i).

Réponse :

6 **Les différents éléments considérés dans l'évaluation des combinaisons à**
7 **l'étape 3 sont : le délai minimum de notification permettant de programmer des**
8 **livraisons d'énergie ainsi que le délai minimum entre deux livraisons d'énergie,**
9 **le profil mensuel de production de l'installation de production d'électricité (IPE),**
10 **le profil quotidien de la disponibilité d'énergie pour les IPE non variables et les**
11 **systèmes de stockage et la modulation des livraisons.**

3.3 Veuillez fournir la liste des différentes modalités de programmation qui ne seront pas prises en compte par les évaluations de combinaisons dont il est question à la référence (i).

Réponse :

12 **Toutes les modalités de programmation seront prises en compte pour les**
13 **évaluations de combinaisons.**

3.3.1 En particulier, veuillez indiquer si le délai de programmation est pris en compte par de telles évaluations de combinaisons. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment ce sera fait et décrire les outils de modélisation et les méthodes qui seront utilisés pour le faire. Dans la négative, veuillez expliquer comment sera avantagée, par exemple, une offre avec un délai de programmation de 1 heure par rapport à une offre avec un délai de programmation de 24 heures.

Réponse :

14 **Le délai minimum de notification permettant de programmer des livraisons**
15 **d'énergie sera considéré lors de l'évaluation de combinaisons par le biais de**
16 **l'évaluation du taux de réserve des projets offrant des heures de disponibilité**
17 **d'énergie limitées, à l'aide des outils de fiabilité à la disposition du Distributeur.**

3.4 Veuillez décrire les méthodes et outils de modélisation qui seront utilisés pour l'évaluation des combinaisons dont il est question à la référence (ii). Veuillez notamment indiquer si cet exercice sera réalisé en tenant compte d'un seul cas

déterministe de demande d'électricité ou si plusieurs cas seront considérés (avenir stochastique) et justifier un tel choix.

Réponse :

1 **Le Distributeur évaluera les coûts globaux d'approvisionnement de chacune**
2 **des combinaisons identifiées pour répondre aux besoins, en tenant compte des**
3 **coûts et des profils de livraison des approvisionnements et moyens déjà en**
4 **place ainsi que de ceux des projets analysés.**

5 **Le scénario de référence correspond au scénario moyen à conditions**
6 **climatiques normales, mais des analyses de sensibilité seront réalisées au**
7 **besoin, notamment en ce qui a trait à la prévision de la demande.**

3.5 Relativement à la référence (ii), veuillez préciser quand le Distributeur a développé les outils de modélisation nécessaires afin de déterminer la combinaison optimale. Dans le cas où lesdits outils de modélisation ne seraient pas encore développés pour les A/O 2022-01 et 2022-02, veuillez indiquer quand ils le seront.

Réponse :

8 **Le Distributeur a développé des outils pour l'analyse des soumissions des**
9 **appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02. Ces outils pourraient au besoin être**
10 **adaptés pour l'analyse des projets soumis dans le cadre des appels d'offres**
11 **A/O 2022-01 et A/O 2022-02. Également, d'autres outils pourraient être**
12 **développés d'ici la fin de ces appels d'offres si jugé opportun.**

PRODUITS RECHERCHÉS ET BILANS

4. Référence : R-4210-2022, B-0011, page 13, tableaux 3.1 et 3.2 révisé.

Préambule :

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	176,8	177,8	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	3,9	4,0	4,3	0,8	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaîne de blocs	0,07	0,08	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	1,5	2,2	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• Dont achats hors hiver	0,1	0,2	0,4	0,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>3,7</i>	<i>2,1</i>	<i>1,1</i>	<i>0,2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

**TABLEAU 3.2 RÉVISÉ :
IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Nouveaux approvisionnements prévus*				0,4	6,2	14,4	15,2	16,1	16,1	16,1
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	2,3	3,1	3,4	4,9	3,7	3,9	4,5	5,8	6,0
• Dont achats en hiver	1,5	2,2	2,7	2,9	3,6	2,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Dont achats hors hiver	0,1	0,2	0,4	0,5	1,3	1,1	0,9	1,5	2,8	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	1,2	2,1	3,5	7,4
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>3,7</i>	<i>2,1</i>	<i>1,1</i>	<i>0,2</i>	<i>0,1</i>	<i>1,4</i>	<i>1,0</i>	<i>0,3</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

*Correspond aux quantités recherchées des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 300 MW éolien (0,9 TWh) et 480 MW renouvelable (4,2 TWh) et celles découlant des Règlements du gouvernement pour le lancement d'appels d'offres d'ici décembre 2022, soit 1 000 MW éolien (3,1 TWh) et 1 300 MW renouvelable (7,8 TWh). Ces valeurs pourraient être différentes selon les projets qui seront retenus.

Demande :

4.1 Veuillez expliquer que les achats sur les marchés de court terme en hiver en 2027 passent de 3,0 TWh dans le tableau 3.1 à 3,6 TWh dans le tableau 3.2 révisé et ce, malgré que ce dernier tableau prévoit plus de nouveaux approvisionnements résultant des quatre appels d'offres mentionnés dans la note de bas de tableau.

Réponse :

1 **Le tableau 3.1 du préambule présente l'état des besoins en énergie**
 2 **additionnelle requise sans hypothèse sur l'intégration des nouveaux**
 3 **approvisionnement prévus dans le cadre des appels d'offres lancés en 2021**
 4 **et ceux à être lancés en 2022. Lorsque le volume d'achats d'énergie prévus en**
 5 **hiver dépasse 3 TWh, les volumes restants sont présentés à titre**
 6 **d'approvisionnement de long terme.**

1 Dans le tableau 3.2 révisé du préambule, le Distributeur a intégré les nouveaux
 2 approvisionnements prévus. En 2027, malgré ces approvisionnements, les
 3 achats prévus en hiver dépassent les 3 TWh. Compte tenu des délais pour
 4 l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme, l'ensemble du
 5 volume, soit 3,6 TWh, devra être acquis sur les marchés de court terme. La
 6 stratégie pour le comblement de ces besoins est précisée au dossier
 7 R-4210-2022, à la pièce HQD-2 document 3 révisé ([B-0020](#)), page 14.

5. Référence : B-0012, pages 4 et 5, réponse 1.1.

Préambule :

« Le Distributeur fournit, au tableau R-1.1, la répartition mensuelle de l'énergie additionnelle totale requise pour la période 2023 à 2032, en considérant les volumes prévus être acquis par le biais des A/O 2021-01 et A/O 2021-02 seulement. Ce scénario permet d'identifier les besoins pour de l'énergie additionnelle à couvrir notamment par les A/O 2022-01 et A/O 2022-02.

TABLEAU R-1.1 :
RÉPARTITION MENSUELLE DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE

	Énergie additionnelle requise (TWh)												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
2023	0,466	0,473	0,184	0,013	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003	0,062	0,417	1,620
2024	0,621	0,643	0,302	0,036	0,000	0,001	0,000	0,000	0,002	0,004	0,136	0,594	2,339
2025	0,793	0,749	0,451	0,090	0,000	0,003	0,000	0,000	0,003	0,012	0,250	0,715	3,067
2026	0,855	0,814	0,503	0,141	0,001	0,003	0,001	0,004	0,004	0,028	0,324	0,747	3,425
2027	1,120	1,063	0,977	0,394	0,058	0,052	0,060	0,076	0,047	0,147	0,669	1,336	6,000
2028	2,071	2,606	1,474	0,714	0,248	0,216	0,255	0,264	0,219	0,375	1,068	1,942	11,454
2029	2,446	2,220	1,823	1,004	0,493	0,458	0,504	0,514	0,450	0,642	1,382	2,239	14,175
2030	2,759	2,497	2,113	1,246	0,705	0,658	0,717	0,731	0,658	0,870	1,643	2,612	17,210
2031	3,076	2,784	2,393	1,484	0,928	0,868	0,941	0,955	0,867	1,106	1,911	2,937	20,251
2032	3,439	3,873	2,715	1,766	1,173	1,080	1,182	1,192	1,094	1,362	2,211	3,293	24,382

Demandes :

5.1 Veuillez expliquer la valeur de 2,606 TWh du tableau de la référence en février 2028 qui apparaît tout à fait atypique si on la compare à celle de janvier 2028 et si on la compare à l'évolution des valeurs de février pour les autres années du tableau.

Réponse :

8 Le décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés
 9 québécois en électricité patrimoniale prévoit 8 760 valeurs horaires d'électricité
 10 patrimoniale. Lors des années bissextiles, comme l'année 2028, les heures du
 11 29 février ne sont pas couvertes par de l'électricité patrimoniale. Les achats
 12 nécessaires pour couvrir les besoins associés à cette journée additionnelle
 13 sont répartis au prorata des achats mensuels prévus sur tous les mois de
 14 l'année. L'impact de cet ajustement est plus important sur les mois d'hiver et
 15 peut avoir pour impact d'accroître les achats prévus en février.

5.2 Veuillez confirmer (ou infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle les valeurs du tableau de la référence sont compilées à partir d'une seule simulation horaire chronologique sur toutes les heures de chaque année.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. La répartition mensuelle est établie à partir des**
2 **données présentées au bilan d'énergie du Plan d'approvisionnement, sur la**
3 **base du scénario moyen de la prévision, comme demandé par la Régie dans le**
4 ***Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité***¹.

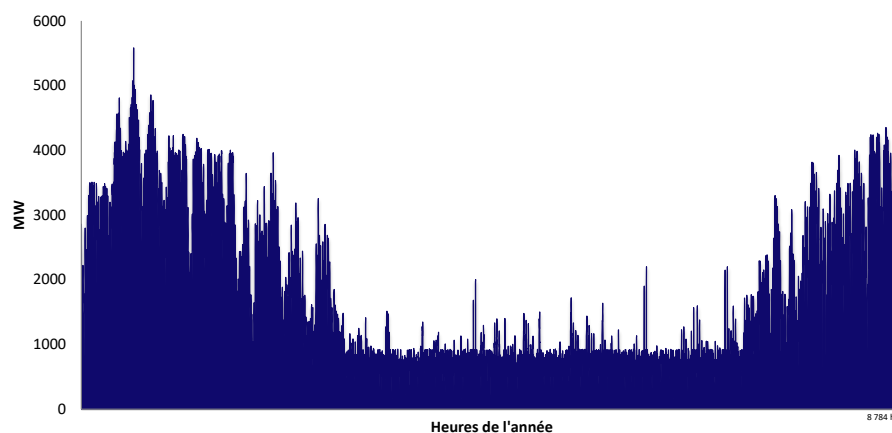
5.3 Veuillez fournir un graphique montrant les besoins horaires chronologiques qui ont été utilisés pour la préparation du tableau de la référence pour une année donnée et indiquer la provenance de ces besoins (p. ex. la climatologie horaire d'une année historique de référence et la prévision de l'année donnée).

Réponse :

5 **Le tableau R-5.3 présente l'énergie additionnelle requise pour l'année 2029**
6 **dans un scénario à climatologie normale, en considérant les quantités prévues**
7 **être acquises par le biais des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02.**

TABLEAU R-5.3 :

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN ÉNERGIE POUR L'ANNÉE 2029



5.4 Veuillez fournir un graphique montrant les approvisionnements éoliens horaires chronologiques des parcs existants qui ont été utilisés pour la préparation du tableau de la référence pour la même année que la réponse à la question précédente et indiquer la provenance de ces besoins (p. ex. l'approvisionnement éolien horaire d'une année historique de référence adaptée aux parcs éoliens en service à l'année donnée).

Réponse :

8 **Pour la contribution en énergie des parcs éoliens, le Distributeur utilise le profil**
9 **de livraison associé au service d'intégration éolienne.**

¹ *Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* du 10 juin 2010, chapitre 3, paragraphe 23.

6. **Références** : (i) B-0012, pages 12 et 13, réponse 1.4;
(ii) B-0012, page 8, réponse 1.2.1;
(iii) B-0012, page 8, tableau R-1.2-J.

Préambule :

(i) « En supposant une contribution en puissance à la pointe de 1 300 MW et une contribution en énergie de 11,4 TWh sur une base annuelle, les facteurs d’utilisation annuels des produits recherchés dans le cadre de l’A/O 2022-01 seraient de l’ordre de 52 % en 2028, 62 % en 2029, 70 % en 2030, 82 % en 2031 et 92 % en 2032, et ce, après avoir déjà considéré l’énergie de l’A/O 2022-02 de 1 000 MW d’énergie éolienne. Dès 2030, les nouveaux approvisionnements issus de l’A/O 2022-01 seraient requis toutes les heures de l’année, même si ce n’est pas à pleine capacité.

Le Distributeur rappelle que la quantité totale d’énergie annuelle recherchée dans l’A/O 2022-01 est établie entre 7 TWh et 11,4 TWh. Cette fourchette lui procurera davantage de flexibilité pour établir la combinaison optimale en tenant compte des profils des offres reçues et de ses besoins. » (Nous soulignons)

(ii) « Pour l’A/O 2021-01 de 480 MW d’énergie renouvelable, le Distributeur a pris l’hypothèse d’une contribution qui correspond à 4,2 TWh répartis également sur toutes les heures de l’année. Pour l’A/O 2022-01, dont la contribution en puissance est de 1 300 MW, le Distributeur considère l’hypothèse d’une contribution de 600 MW pendant les 2 904 heures d’hiver, ce qui procurerait la livraison de 1,7 TWh en hiver, et de 700 MW pendant toutes les heures de l’année pour une livraison annuelle de 6,1 TWh.

Pour établir la contribution mensuelle en énergie des blocs réservés à l’éolien, le Distributeur considère un taux de livraison de 40 % pour les mois de d’octobre (sic) à mars, et de 30 % pour les autres mois de l’année. Sur une base annuelle, les livraisons en énergie attendues sont de 0,9 TWh pour l’A/O 2021-02 et de 3,1 TWh pour l’A/O 2022-02 au terme de l’intégration du bloc de 1 000 MW. » (Nous soulignons)

(iii)

TABLEAU R-1.2-J :
IMPACTS DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE
ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE
ANNÉE 2032

	Impacts des nouveaux approvisionnements prévus au bilan d’énergie - 2032												Total annuel
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	
Sous-total des nouveaux approvisionnements prévus													
A/O 2021-01 (énergie renouvelable)	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	4,2
A/O 2021-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
A/O 2022-01 (énergie renouvelable)	1,0	0,9	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	7,9
A/O 2022-02 (énergie éolienne)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	3,1
Énergie additionnelle requise	2,2	2,8	1,6	0,9	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	1,3	2,1	13,4
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Demandes :

6.1 Veuillez fournir le calcul détaillé des cinq valeurs de facteurs d’utilisation annuels qui apparaissent à la référence (i) et fournir des tableaux où l’on peut retrouver les intrants au calcul.

Réponse :

- 1 **Un raffinement introduit dans les calculs amène un léger rehaussement des**
2 **facteurs d’utilisation annuels fournis en réponse à la question 1.4 de la**

1 demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1
2 ([B-0012](#)). Ceux-ci s'établissent ainsi désormais à 52 % en 2028, 63 % en 2029,
3 72 % en 2030, 84 % en 2031 et 93 % en 2032. Les calculs sont faits à partir des
4 données qui ont servi à produire les figures déposées en réponse à la
5 question 1.3 de la pièce [B-0012](#).

6 Les « facteurs d'utilisation » (FU) sont établis à partir des quantités d'énergie
7 additionnelle requise après prise en compte des approvisionnements prévus
8 des appels d'offres A/O 2021-01, A/O 2021-02 et A/O 2022-02. Pour chacune des
9 heures, la part qui serait utilisée d'un approvisionnement de 1 300 MW est ainsi
10 estimée. Par exemple, si le besoin en énergie additionnelle pour une heure
11 donnée est de 1 500 MW, il est supposé que 1 300 MW seraient utilisés, soit
12 100 %. À l'inverse, si le besoin pour une heure donnée est de 800 MW,
13 l'utilisation de 800 MW sur 1 300 MW résulterait en un FU de 62 %. Le tout est
14 finalement ramené sur une base annuelle, pour calculer les FU révisés
15 présentés ci-haut.

- 6.2 L'AHQ-ARQ comprend de la référence (i) que la quantité totale d'énergie annuelle recherchée dans l'A/O 2022-01 pourrait atteindre jusqu'à 11,4 TWh au besoin. L'AHQ-ARQ comprend également de la référence (ii) (1,7 TWh + 6.1 TWh) et de la référence (iii) que le Distributeur s'est limité à 7,9 TWh dans la préparation des tableaux dont un exemple est donné à la référence (iii). En utilisant le tableau de l'année 2032 (référence (iii)) comme exemple, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne montre pas plus que 7,9 TWh pour la ligne A/O 2022-01 alors qu'il a des besoins d'énergie additionnelle pour les mois d'avril à novembre.

Réponse :

16 Bien que le Distributeur ait pris certaines hypothèses pour établir le tableau 3.2
17 révisé, Impact des nouveaux approvisionnements prévus sur le bilan d'énergie,
18 de la pièce HQD-2, document 3 révisé ([B-0020](#)) du dossier R-4210-2022, les
19 quantités qui seront acquises à l'issue de l'appel d'offres A/O 2022-01
20 pourraient en effet différer.

21 Le Distributeur reconnaît que les approvisionnements qu'il cherche à acquérir
22 par le biais des appels d'offres A/O 2022-01 et A/O 2022-02 ne pourront
23 répondre à l'ensemble des besoins jusqu'en 2032. Comme mentionné au
24 dossier R-4210-2022, d'autres appels d'offres seront requis pour combler les
25 besoins résiduels.

- 6.3 Veuillez fournir une version révisée des tableaux R-1.2-F à R-1.2-J aux pages 7 et 8 de la pièce B-0012 en utilisant les quantités disponibles en vertu de l'A/O 2022-01 mentionnées à la référence (i) afin de combler les besoins d'énergie additionnelle requise pour les mois d'avril à novembre de chacune des années.

Réponse :

1 Le Distributeur fournit, aux tableaux R-6.3-A à R-6.3-E, les impacts mensuels
 2 anticipés des nouveaux approvisionnements, la répartition mensuelle de
 3 l'énergie additionnelle totale requise et de l'électricité patrimoniale inutilisée
 4 pour la période 2028 à 2032 après l'intégration de nouveaux
 5 approvisionnements qui fourniraient une contribution en puissance à la pointe
 6 de 1 300 MW et en supposant une contribution en énergie de 11,4 TWh sur une
 7 base annuelle.

TABLEAU R-6.3-A :
IMPACTS DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE
ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE
ANNÉE 2028

	Impacts des nouveaux approvisionnements prévus au bilan d'énergie - 2028												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
Sous-total des nouveaux approvisionnements prévus													
A/O 2021-01 (énergie renouvelable)	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	4,2
A/O 2021-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
A/O 2022-01 (énergie renouvelable)	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	11,4
A/O 2022-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	1,3
Énergie additionnelle requise	0,8	1,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	3,2
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,1	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,2	0,0	4,5

TABLEAU R-6.3-B :
IMPACTS DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE
ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE
ANNÉE 2029

	Impacts des nouveaux approvisionnements prévus au bilan d'énergie - 2029												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
Sous-total des nouveaux approvisionnements prévus													
A/O 2021-01 (énergie renouvelable)	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	4,2
A/O 2021-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
A/O 2022-01 (énergie renouvelable)	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	11,4
A/O 2022-02 (énergie éolienne)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	2,2
Énergie additionnelle requise	1,2	1,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0	4,4
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,1	0,0	3,9

TABLEAU R-6.3-C :
IMPACTS DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE
ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE
ANNÉE 2030

	Impacts des nouveaux approvisionnements prévus au bilan d'énergie - 2030												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
Sous-total des nouveaux approvisionnements prévus													
A/O 2021-01 (énergie renouvelable)	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	4,2
A/O 2021-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
A/O 2022-01 (énergie renouvelable)	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	11,4
A/O 2022-02 (énergie éolienne)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	3,1
Énergie additionnelle requise	1,4	1,3	0,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,3	5,6
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,1	0,0	2,9

TABLEAU R-6.3-D :
IMPACTS DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE
ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE
ANNÉE 2031

	Impacts des nouveaux approvisionnements prévus au bilan d'énergie - 2031												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
Sous-total des nouveaux approvisionnements prévus													
A/O 2021-01 (énergie renouvelable)	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	4,2
A/O 2021-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
A/O 2022-01 (énergie renouvelable)	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	11,4
A/O 2022-02 (énergie éolienne)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	3,1
Énergie additionnelle requise	1,8	1,6	1,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	1,6	7,3
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	1,5

TABLEAU R-6.3-E :
IMPACTS DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE
ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE
ANNÉE 2032

	Impacts des nouveaux approvisionnements prévus au bilan d'énergie - 2032												
	Janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	Août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total annuel
Sous-total des nouveaux approvisionnements prévus													
A/O 2021-01 (énergie renouvelable)	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	4,2
A/O 2021-02 (énergie éolienne)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
A/O 2022-01 (énergie renouvelable)	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	11,4
A/O 2022-02 (énergie éolienne)	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	3,1
Énergie additionnelle requise	2,0	2,5	1,4	0,6	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,9	1,9	9,9
Électricité patrimoniale inutilisée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

7. **Références :** (i) B-0012, page 9, réponse 1.3;
(ii) R-4110-2019, B-0210, page 14, tableau R-6.2.

Préambule :

- (i) « Les courbes des puissances classées des approvisionnements additionnels requis pour les années 2023 à 2025 ont été déposées à la pièce HQD-2, document 3 (B-0011) du dossier R-4210-2022, pages 46 et 47, figures 7.2 à 7.4.

Les figures R-1.3-A à R-1.3-G présentent les courbes des puissances classées des approvisionnements additionnels requis de 2026 à 2032 après intégration de l'impact anticipé des A/O 2021-01 et A/O 2021-02. » (Nous soulignons)

- (ii) «

TABLEAU R-6.2 :
NOMBRE D'HEURES PRÉVU OÙ DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS SONT REQUIS,
PRÉVISION D'ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE ET
D'APPROVISIONNEMENT ADDITIONNEL MAXIMAL REQUIS

	Nombre d'heures où approvisionnements additionnels requis > 0	Énergie additionnelle requise (GWh)	Approvisionnement additionnel maximal requis (MW)
Graphique R-2.2.2-A (2022)	1 956	1 078	2 444
Graphique R-2.2.2-B (2023)	2 411	1 561	2 299
Graphique R-2.2.2-C (2024)	2 859	2 023	2 486
Graphique R-2.2.2-D (2025)	3 277	2 798	2 889
Graphique R-2.2.2-E (2026)	3 226	2 969	2 869
Graphique R-2.2.2-F (2027)	6 130	6 533	3 206
Graphique R-2.2.2-G (2028)	8 784	11 119	4 654
Graphique R-2.2.2-H (2029)	8 760	12 921	5 333

Demandes :

7.1 Veuillez fournir un tableau équivalent au tableau de la référence (ii) avec comme base les valeurs des 10 graphiques mentionnés à la référence (i).

Réponse :

1 Le tableau R-7.1 résume les informations demandées correspondant aux
 2 figures R-1.3-A à R-1.3-G fournies en réponse à la question 1.3 de la demande
 3 de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.1 ([B-0012](#)),
 4 c'est-à-dire après intégration de l'impact anticipé des appels d'offres
 5 A/O 2021-01 et A/O 2021-02.

6 Pour les années 2023 à 2025, les données sont déposées au dossier
 7 R-4210-2022 (Exigences 28-29-33.xlsx).

TABLEAU R-7.1 :
NOMBRE D'HEURES PRÉVU OÙ DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS SONT REQUIS,
PRÉVISION DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE ET
D'APPROVISIONNEMENT ADDITIONNEL MAXIMAL REQUIS

	Nombre d'heures où approvisionnement additionnels requis >0	Énergie additionnelle requis (GWh)	Approvisionnement additionnel maximal requis (MW)
Figure R-1.3_A (2026)	4 011	3 425	3 222
Figure R-1.3-B (2027)	6 180	6 000	3 361
Figure R-1.3-C (2028)	8 267	10 404	4 918
Figure R-1.3-D (2029)	8 760	13 811	5 585
Figure R-1.3-E (2030)	8 760	16 846	6 162
Figure R-1.3-F (2031)	8 760	19 888	6 593
Figure R-1.3-G (2032)	8 760	23 243	7 074

7.2 Veuillez fournir les données présentées aux 10 graphiques mentionnés à la référence (i), en format Excel.

Réponse :

1 **Le Distributeur dépose les données des graphiques fournis en réponse à la**
 2 **question 1.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce**
 3 **HQD-2, document 1.1 ([B-0012](#)) dans le fichier en format Excel**
 4 **HQD-02-02-Q-7.2.xlsx.**