
R-4210-2022 – PHASE 2

HQD - DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU
DISTRIBUTEUR

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

4 mars 2024

Table des matières

Sommaire et recommandations.....	3
1. Mandat	6
2. Contexte	8
3. Prévion de la demande.....	10
4. Changements depuis la Phase 1	16
4.1. <i>Hausse de la contribution des marchés de court terme en puissance</i>	<i>16</i>
4.2. <i>OÉA et TRI.....</i>	<i>22</i>
5. Abaissement de tension.....	26
6. Bilans de puissance et d'énergie	33
7. Stratégie d'acquisition de nouveaux approvisionnements.....	51
8. Coûts évités	55
8.1. <i>En énergie.....</i>	<i>55</i>
8.2. <i>En puissance</i>	<i>57</i>

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble de la preuve déposée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») dans le cadre de la phase 2 du présent dossier et nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

1. Réduire de 15 % la prévision des besoins en puissance pour l'usage des véhicules électriques proposée par le Distributeur et ce, à compter de l'hiver 2027-2028.
2. Approuver la hausse à 1 500 MW de la Contribution des marchés de court terme en puissance proposée par le Distributeur. Toutefois, nous recommandons à la Régie de prendre acte que le potentiel du partage de réserve n'est pas exploité au maximum et de demander au Distributeur de réévaluer le partage de réserve à retenir, lors des prochains plans d'approvisionnements et états d'avancement, en fonction de l'évolution des besoins du bilan de puissance et des marchés.
3. Demander au Distributeur d'expliquer pourquoi la valeur de l'effacement des moyens de Gestion de la demande de la puissance OÉA et TRI, ne contribuerait que pour seulement environ 57% de leur valeur effacée à l'hiver 2027-2028, selon notre compréhension.
4. Nous maintenons notre recommandation formulée en Phase 1 de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance.

5. Ne pas approuver la stratégie du Distributeur de compter sur une marge de disponibilité additionnelle en sus de ce qui est requis par les critères de fiabilité.
6. Ne pas approuver la stratégie du Distributeur qui consiste à prioriser les approvisionnements de long terme au détriment des approvisionnements de court terme de courte durée. Nous recommandons plutôt l'inverse et ainsi de prolonger la puissance de 1 400 MW d'approvisionnements de court terme de courte durée jusqu'à la fin de l'horizon du Plan.
7. Approuver la stratégie du Distributeur de compter sur 1 400 MW et 4,1 TWh d'approvisionnements de court terme de courte durée sur une base hivernale à compter de l'hiver 2027-2028. Toutefois, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de moduler ces approvisionnements en fonction des besoins de chaque hiver et de lancer un A/O à chaque année, 12 mois avant le début de l'hiver où le besoin est identifié, le cas échéant.
8. Ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme en 2024/2025 pour l'acquisition de 1 400 MW de puissance et énergie garantie sur base hivernale à compter de l'automne 2029.
9. Ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme en 2024 pour l'acquisition de 750 MW de puissance et énergie associée annuelle à compter de l'automne 2028.

10. Ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme pour l'acquisition de 450 MW pour des besoins de 2030 et de 800 MW pour des besoins de 2031 et de reporter la décision à l'automne 2024 à la suite du dépôt de l'État d'avancement 2024 du Plan.
11. Appliquer le signal de coût évité de long terme en énergie à partir de l'année 2030. Subsidiairement, si la Régie ne devait pas retenir nos recommandations sur la solution optimale à préconiser pour la stratégie d'approvisionnements du Distributeur, nous recommandions alors d'appliquer le signal de coût évité de long terme en énergie à partir de l'année 2029.
12. Appliquer le signal de coût évité de long terme en puissance à partir de l'hiver 2029-2030. Subsidiairement, si la Régie ne devait pas retenir nos recommandations sur la solution optimale à préconiser pour la stratégie d'approvisionnements du Distributeur, nous recommandions alors d'appliquer le signal de coût évité de long terme en puissance à partir de l'hiver 2028-2029.

1. Mandat

L'Association Hôtellerie du Québec (« l'AHQ ») et l'Association Restauration Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire des rapports d'expertise dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-4210-2022 déposé à la Régie de l'Énergie (la « Régie »). De façon générale, ces associations (collectivement « l'AHQ-ARQ ») nous ont mandatés pour vérifier si le Plan présente une solution optimale pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années, tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on nous demande de vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle afin de rencontrer les besoins auxquels le Distributeur fait face.

De façon plus précise, dans ce troisième rapport d'expertise, l'AHQ-ARQ nous demande de nous prononcer sur les éléments du Plan qui portent sur les sujets retenus par la Régie dans le cadre de la phase 2 du présent dossier (la « Phase 2 »).

Les préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ couvrent notamment les sujets suivants retenus par la Régie dans sa décision procédurale¹ :

- La prévision de la demande des véhicules électriques
- Les changements depuis la Phase 1
 - La hausse de la contribution des marchés de court terme en puissance
 - Le changement de traitement de l'Option d'électricité additionnelle et du Tarif de relance industrielle

¹ A-0070, page 41, tableau 3.

- L'abaissement de tension
- Les bilans de puissance et d'énergie
- La stratégie d'acquisition de nouveaux approvisionnements afin d'éviter des devancements non requis et coûteux pour la clientèle
- Les coûts évités.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'AHQ-ARQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie.

Les recommandations de ce rapport sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, nous nous réservons le droit de modifier ces recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Contexte

La demande du Distributeur est soumise en vertu des articles 72 et 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Pour bien comprendre le contexte dans lequel s'inscrit la Phase 2, il nous apparaît utile de rappeler certaines étapes ayant mené à la demande du Distributeur :

- Le 1er novembre 2022, dans le cadre du présent dossier, le Distributeur dépose le Plan qui fait état de nouveaux approvisionnements en électricité de long terme à acquérir dès décembre 2027 pour satisfaire l'ensemble des besoins prévus du Québec et assurer l'équilibre offre-demande sur la période du Plan.
- Le 19 janvier 2023, dans le cadre du présent dossier, le Distributeur fait état de l'importance de mettre en place une nouvelle stratégie d'approvisionnement plus efficace permettant l'acquisition de quantités substantielles d'énergie éolienne au meilleur coût, dans les délais requis pour répondre aux besoins de la charge locale.
- Le 2 février 2023, dans sa décision D-2023-011, la Régie accueille la proposition du Distributeur de traiter dans une seconde phase sa stratégie d'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance.
- Le 3 mai 2023, notre premier rapport d'expertise portant sur la phase 1 du présent dossier (la « Phase 1 ») est déposé à la Régie².

² C-AHQ-ARQ-0026.

- Le 4 mai 2023, notre deuxième rapport d'expertise portant sur la phase 3 du présent dossier est déposé à la Régie³.
- Le 20 septembre 2023, la Régie rend sa décision D-2023-109 portant sur le fond de la Phase 1.
- Le 2 novembre 2023, le Distributeur dépose sa demande d'approbation de la Phase 2 et sa preuve au soutien de sa demande en même temps que l'État d'avancement 2023 du Plan.

C'est dans un tel contexte que s'inscrit ce troisième rapport d'expertise commandé par l'AHQ-ARQ et portant sur la Phase 2.

³ C-AHQ-ARQ-0023.

3. Prévision de la demande

Le Distributeur indique qu'au cours de la dernière année, il a complété un exercice visant à estimer la quantité d'énergie requise pour répondre à la demande d'électricité d'un Québec décarboné et prospère à l'horizon 2050. Cet exercice tient compte de l'engagement à long terme que le gouvernement du Québec entend prendre pour atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050. Une part importante de l'effort à venir émanerait du secteur industriel et, en particulier, pour la décarbonation de ce secteur. Plus précisément, la mise à jour de la prévision de la demande indique une croissance des ventes de 11,8 TWh et des besoins en puissance à la pointe de l'hiver de 1 736 MW à l'horizon 2032, par rapport à ce qui a été présenté en Phase 1⁴.

Le tableau suivant présente la nouvelle prévision des besoins en puissance par usage⁵ :

TABLEAU 2.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
PAR USAGE À LA POINTE DE L'HIVER

En MW	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 950	15 094	15 211	15 299	15 357	15 378	15 367	15 338	15 331	15 333	15 348	15 255
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	3 721	3 739	3 752	3 758	3 757	3 749	3 741	3 738	3 737	3 737	3 708
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	2 060	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	2 144	2 156	2 169
Industriel	9 417	9 420	9 461	9 570	9 630	9 682	9 702	9 682	9 660	9 655	9 657	9 699	9 793	9 888
Décarbonation des procédés industriels	0	1	35	89	156	242	327	763	1 058	1 352	1 644	2 198	2 757	3 315
Filière batterie	0	0	5	75	150	235	359	503	535	556	597	629	663	700
Centres de données	127	137	153	172	244	317	389	462	532	594	647	649	655	660
Chaînes de blocs ²	211	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Serres	186	203	236	269	286	317	343	352	368	369	387	388	406	407
Véhicules électriques	90	110	132	168	229	319	456	664	932	1 299	1 726	2 140	2 549	2 922
Photovoltaïque	0	0	-1	-2	-3	-5	-5	-6	-7	-7	-6	-6	-5	-5
Autres usages	9 339	9 190	9 449	9 343	9 305	9 286	9 261	9 298	9 334	9 334	9 284	9 291	9 338	9 589
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>														
Notes:														
¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.														
² Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.														

(Notre surlignement)

⁴ B-0167, pages 5 et 6, section 2.

Dans sa décision procédurale, le Régie a fixé le cadre d'examen de la prévision de la demande en puissance et en énergie en le limitant à la décarbonation des procédés industriels et à la recharge des véhicules électriques⁶.

Notre examen ne porte que sur la recharge des véhicules électriques dans la continuité de ce que nous avons abordé en Phase 1⁷.

Véhicules électriques

Comme on peut le constater au tableau 2.3 ci-dessus, le Distributeur prévoit des besoins de 1 726 MW pour l'hiver 2031-2032, soit une baisse de seulement 73 MW par rapport à la prévision précédente de 1 799 MW en Phase 1⁸.

Le Distributeur justifie ainsi cet écart pour l'hiver 2031-2032⁹ :

« Bien que le renforcement de la norme VZE amène une hausse significative des ventes par rapport au Plan, l'impact à la pointe des véhicules électriques en 2032 est, quant à lui, plus faible de 73 MW. Depuis la publication du Plan, le Distributeur a reçu de nouvelles données de recharge des véhicules électriques qu'il considère représentatives de la nouvelle réalité du télétravail (voir la section 2.6.1 pour plus de détails). Un des constats dégagés par le Distributeur à la suite de l'analyse de ces données est que l'impact unitaire maximal est moindre qu'anticipé au Plan. De plus, une offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la prévision. Ces deux éléments contribuent donc à diminuer l'impact des véhicules électriques à la pointe d'hiver. » (Nous soulignons)

⁵ B-0168, page 15, tableau 2.3.

⁶ A-0070, page 23, paragraphe 66.

⁷ C-AHQ-ARQ-0023, pages 18 à 22, section 3.2.

⁸ B-0009, page 21, tableau 5.3.

⁹ B-0168, pages 14 et 15.

Le Distributeur invoque donc trois éléments pour expliquer la baisse de 73 MW :

- Le renforcement de la norme VZE (impact à la hausse);
- Les nouvelles données de recharge des véhicules électriques (impact à la baisse);
- Une offre présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit (impact à la baisse évalué à « près de - 190 MW » par le Distributeur¹⁰).

Étonnamment, le Distributeur n'est pas en mesure d'isoler l'impact des deux premiers éléments comme il l'explique¹¹ :

« Selon la méthodologie utilisée pour établir l'impact en pointe des VÉs [note de bas de page omise], la modification du profil unitaire de recharge a non seulement l'effet de réduire l'impact maximum en pointe (kW par VÉ), mais aussi de retarder le déplacement de la pointe en début de soirée. Par ailleurs, le Distributeur précise que l'impact de la recharge des VÉs sur la prévision de la pointe d'hiver dépend aussi du déplacement produit par l'intégration de l'offre tarifaire et de l'adoption d'autres technologies de transition. Pour toutes ces raisons, le Distributeur ne peut quantifier et inférer l'impact de chacun des éléments de façon indépendante lorsqu'il effectue une comparaison de deux prévisions des besoins en puissance. » (Nous soulignons)

Nous comprenons mal pourquoi le Distributeur ne peut pas isoler, par exemple, la modification du profil unitaire de recharge en appliquant sa méthodologie avec le profil unitaire de recharge original puis avec le nouveau profil et en observant

¹⁰ B-0152, page 7, réponse 1.1.4.

¹¹ B-0152, page 8, lignes 8 à 17.

la différence. Des précisions sur la méthodologie utilisée pourront être obtenues lors de l'audience pour mieux comprendre la problématique exposée par le Distributeur de même que sur « *l'adoption de d'autres technologies de transition* ».

Malgré tout, le Distributeur a été en mesure d'évaluer à près de -190 MW l'impact d'une offre tarifaire présentement en développement et favorisant le déplacement de la recharge durant la nuit. N'eût-été d'une telle offre tarifaire, la prévision des besoins pour les véhicules électriques à l'hiver 2031-2032 aurait été de 1 916 MW (1 726 + 190). On peut ensuite déduire que le Distributeur propose, dans sa prévision, des moyens pour réduire les besoins de seulement 10 % (190 / 1 916), grâce à un déplacement de la recharge à l'extérieur des heures de pointe.

En revoyant notre rapport produit en Phase 1, nous demeurons d'avis qu'un pourcentage si faible n'est pas assez ambitieux en se basant notamment sur ce que BC Hydro prévoit depuis 2021, soit des mesures visant à déplacer 50% de la recharge à l'extérieur des heures de pointe.

En effet, en plus de l'offre tarifaire évoquée par le Distributeur, il dispose aussi d'autres moyens pour inciter les clients à déplacer leur recharge hors pointe, dont :

- des appuis visant l'installation de bornes de recharge connectées¹²;
- des mécanismes permettant aux utilisateurs de véhicules électriques de contrôler eux-mêmes le déplacement de la recharge de leur véhicule en dehors des heures de pointe en tout temps et ce, sans aucun contrôle ou gestion de la part du Distributeur;

¹² B-0061, page 26, réponse 3.17.

- tout autre moyen qui pourrait être utilisé dans d'autres juridictions (p. ex. BC Hydro) et dont l'existence pourrait être dévoilée par un balisage.

Nous sommes d'avis, à l'instar du Distributeur¹³, que de tels moyens seraient sous le contrôle des clients et ne constitueraient pas des moyens de gestion sous le contrôle du Distributeur et, conséquemment, doivent être pris en compte dans l'établissement de la prévision de la demande.

Même si nous sommes d'avis que l'hypothèse de déplacement de 50 % retenue par BC Hydro est tout à fait réaliste, nous recommanderons pour l'instant et de façon conservatrice une hypothèse de déplacement de seulement 25 % pour le Distributeur, soit 15 % de plus que l'hypothèse de 190 MW ou 10 % déjà retenue, tel que décrit ci-dessus.

RECOMMANDATION NO. 1 : Nous recommandons à la Régie de réduire de 15 % la prévision des besoins en puissance pour l'usage des véhicules électriques proposée par le Distributeur et ce, à compter de l'hiver 2027-2028.

Cette recommandation a pour effet de réduire ainsi la prévision des besoins en puissance pour les cinq derniers hivers du Plan :

Tableau C-AHQ-ARQ-1
Réduction de la prévision des besoins en puissance de l'usage Véhicules électrique selon notre recommandation

En MW	Note	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Besoins des véhicules électriques						
Prévision du Distributeur	(1)	456	664	932	1299	1726
Réduction de 15 %	(2)	68	100	140	195	259
Impact à la baisse sur la réserve requise	(3)	8	11	15	21	28
Impact à la baisse sur le bilan de puissance	(4)	76	111	155	216	287
(1) B-0168, page 15, tableau 2.3.						
(2) Selon notre recommandation.						
(3) = 11 % x (2); voir tableau B-0158, page 28.						
(4) = (2) + (3)						

¹³ B-0152, page 6, lignes 1 à 7.

Nous sommes tout à fait conscients que la Régie dans sa décision en Phase 1 a demandé une série de mesures visant à mitiger la hausse de la demande en puissance attribuable à la croissance du parc de véhicules électriques¹⁴. Toutefois, puisque la présente phase pourrait être à la base du lancement d'appels d'offres (« A/O ») pour certains approvisionnements de long terme, notamment à compter de l'hiver 2028-2029, il nous apparaît important que la prévision soit réaliste et anticipe, à tout le moins, une partie des actions qui seront prises, tout comme BC Hydro, et ce, afin d'éviter des approvisionnements de long terme qui pourraient vraisemblablement s'avérer trop hâtifs lorsque les résultats du Distributeur deviendront disponibles. Sinon, il pourrait être trop tard pour reporter dans le temps l'acquisition de nouveaux approvisionnements.

¹⁴ A-0066, pages 23 et 46, paragraphes 62, 145 et 146.

4. Changements depuis la Phase 1

Depuis la Phase 1, outre les changements à la prévision de la demande, le Distributeur a apporté certains changements significatifs en ce qui a trait aux approvisionnements et la Régie a autorisé l'examen par l'AHQ-ARQ de certains d'entre eux, soit¹⁵ :

- La hausse de la contribution des marchés de court terme en puissance incluant le partage de réserve;
- L'effacement identifié avec les autres moyens de Gestion de la puissance (« GDP ») pour l'Option d'électricité additionnelle (« OÉA ») et le Tarif de relance industrielle (« TRI »).

4.1. Hausse de la contribution des marchés de court terme en puissance

Le Distributeur entrevoit ainsi une augmentation de la contribution des marchés de court terme en puissance¹⁶ :

« Le Distributeur planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés de court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW et qui inclut 200 MW de partage de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025, incluant 200 MW de partage de réserve. Divers éléments justifient cette contribution accrue.

D'abord, les démarches du Distributeur pour attirer de nouveaux fournisseurs ont porté leurs fruits pour l'hiver 2022-2023. L'introduction d'un paiement établi sur la base du prix de référence du gaz à l'intérieur de la zone de New York a permis d'obtenir des quantités supplémentaires qui n'avaient jamais été soumises dans le passé.

¹⁵ A-0070, pages 25 et 34, paragraphes 77 et 118.

¹⁶ B-0167, pages 9 et 10, section 3.4.

De plus, un nouveau protocole d'entente, en vertu duquel le Québec et l'Ontario procéderont à un échange saisonnier de puissance de 600 MW, a été convenu [note de bas de page omise]. Ces quantités contribueront à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur.

Compte tenu de ces éléments, le Distributeur considère ce rehaussement raisonnable et pourrait, advenant une participation accrue dans les prochains appels de propositions pour des produits de puissance de type UCAP, revoir cette contribution. »

Nous examinons ci-dessous trois éléments de cet extrait.

Premièrement, nous constatons effectivement que, pour l'hiver 2022-2023, le Distributeur s'est vu offrir des quantités totalisant 1 650 MW de puissance UCAP¹⁷, confirmant ainsi les fruits mentionnés par ce dernier.

Deuxièmement, l'existence d'un protocole d'entente entre le Québec et l'Ontario n'est pas nouveau alors qu'un tel protocole existait pour un échange saisonnier de 500 MW depuis quelques années¹⁸ :

« Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO, annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario. » (Nous soulignons)

¹⁷ B-0056, page 44, tableau R-21.1; voir aussi B-0158, pages 22 et 23, réponses 6.2 et 6.3.

¹⁸ R-4110-2019, page 47; voir aussi R-3986-2016, B-0006, page 23, lignes 9 à 12.

Lors du dossier R-4110-2019, nous avons exprimé notre désaccord envers cette position du Distributeur selon laquelle les 500 MW d'une telle entente ne seraient pas mis à la disposition du Distributeur et affecteraient même la capacité des interconnexions¹⁹ :

« Or, comme nous le démontrons dans la section suivante, cette puissance de 500 MW profite également au Distributeur en rehaussant la marge de manoeuvre de la zone de réglage du Québec jusqu'à son échéance en 2023 [note de bas de page omise]. Par contre, nous sommes d'avis qu'après cette date, l'Ontario continuera de pointer en été, dégageant ainsi un potentiel de surplus en hiver qui pourrait, comme dans l'entente actuelle, être exploité par une division d'Hydro-Québec au besoin.

Par conséquent, nous sommes d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance des interconnexions de l'Ontario est trop pessimiste. » (Nous soulignons)

Il semblerait d'ailleurs que notre prévision sur la prolongation de l'accès de la puissance en provenance de l'Ontario se serait concrétisée avec la signature du nouveau protocole d'entente susmentionné.

Toutefois, nous sommes satisfaits de constater que le Distributeur a changé sa position et qu'il voit maintenant un avantage à ce protocole en reconnaissant maintenant que les quantités de 600 MW contribueront à la profondeur des marchés de court terme accessibles au Distributeur tel qu'il apparaît de l'extrait plus haut²⁰.

¹⁹ R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, page 117.

²⁰ Voir aussi B-0158, page 24, réponse 6.8.

Troisièmement, nous prenons acte que le Distributeur pourrait, advenant une participation accrue dans les prochains appels de propositions pour des produits de puissance de type UCAP, revoir cette contribution²¹.

Rappelons que, dans le cadre du dossier R-4110-2019, nous recommandions de hausser la contribution des marchés de court terme à 1 800 MW et nous avons alors fourni plusieurs raisons qui permettraient d'affirmer que cette valeur demeurerait très prudente et qu'elle pourrait ensuite être réévaluée à la hausse au cours des années suivantes en fonction de l'évolution des besoins du bilan de puissance²².

Par conséquent, nous apprécions la hausse à 1 500 MW proposée par le Distributeur pour la contribution en puissance des marchés de court terme mais demeurons d'avis que ce potentiel pourra être haussé encore plus, au besoin. En effet, comme nous l'avons exprimé en Phase 1, le Distributeur n'emploie qu'une partie du partage de réserve de plus de 2 600 MW sur lequel le Northeast Power Coordinating Council (« NPCC ») lui permet de compter²³ et ce, sans considérer les futures interconnexions en construction et dont la mise en service est prévue d'ici deux ans²⁴.

D'ailleurs, le Distributeur admettait lui-même en décembre 2023 que²⁵ :

« If, in any case, the expected required reserve would fall below critical level, it would be possible to make some additional purchases from neighboring areas. » (Nous soulignons)

²¹ Voir aussi B-0158, page 23, réponse 6.4.

²² R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pages 138 à 141.

²³ C-AHQ-ARQ-0046, page 56.

²⁴ B-0168, page 57, section 8.4.2.

²⁵ 2023 NPCC Québec Comprehensive Review of Resource Adequacy: <https://www.npcc.org/content/docs/public/library/resource-adequacy/2023/2023-quebec-comprehensive-review-of-resource-adequacy.pdf>, page 17 (PDF 19).

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur justifiait ainsi sa position de retenir 200 MW de partage de réserve²⁶ :

« En ce qui concerne le partage de réserve, qui revient à considérer une contribution au bilan de puissance des achats d'énergie de court terme, le Distributeur considère conservatrice son évaluation de 200 MW établie sur la base de la disponibilité de l'énergie en période de pointe. Une révision de cette valeur pourrait éventuellement être considérée sur la base de l'évolution des marchés. » (Nous soulignons)

Nous saluons le changement de position du Distributeur de maintenant considérer une partie du partage de réserve en se basant notamment sur les achats d'énergie de court terme mais nous sommes convaincus que la valeur de 200 MW demeure modeste. Nous retenons l'évaluation du Distributeur sur le caractère conservateur²⁷ de cette valeur et son intention d'éventuellement réviser cette valeur sur la base de l'évolution des marchés mais nous pourrions profiter de l'audience pour mieux comprendre une telle évolution qui serait requise.

En effet, lors du dossier R-4110-2019, nous avons démontré, sur la base des heures critiques entre 2011 et 2019, que le Distributeur avait pu compter sur une puissance moyenne de 2 600 MW en achats d'énergie de court terme sur cette période²⁸, une valeur qui correspond par ailleurs à la puissance évaluée par le NPCC, tel que mentionné ci-dessus.

²⁶ B-0152, page 24, lignes 1 à 6.

²⁷ Voir aussi B-0161, page 20, réponses 6.1 et 6.2.

²⁸ R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pages 139 à 141.

Afin de mettre à jour notre évaluation, nous avons préparé le tableau suivant qui montre les achats de court terme effectués par le Distributeur au cours de l'heure de pointe des sept derniers hivers pour lesquels les informations sur ses transactions déposées annuellement à la Régie en suivi de l'entente globale cadre sont disponibles.

Tableau C-AHQ-ARQ-2
Achats de court terme lors des heures de pointe des 7 derniers hivers

Hiver	Date	Heure se terminant à	Besoins réguliers du Distributeur (MWh/h)	Achats de court terme (MWh/h)	Heure critique?
2015-2016	15-févr-16	7h00	37120	2184	
2016-2017	09-janv-17	1200	33423	0	NON
2017-2018	29-déc-17	18h00	38184	1912	
2018-2019	22-janv-19	8h00	38160	3912	
2019-2020	21-janv-20	8h00	35468	2415	
2020-2021	01-févr-21	8h00	36254	0	NON
2021-2022	11-janv-22	18h00	40327	2420	
Moyenne heures critiques				2569	

La moyenne d'achats de court terme sur les heures de pointe critiques²⁹ des sept derniers hivers, de 2 570 MW, demeure du même ordre de grandeur que les 2 600 MW mentionnés plus haut sur la période 2011-2019. Par exemple, le 22 janvier 2022, une journée froide où Hydro-Québec a dû recourir à un appel au public³⁰, le Distributeur a pu compter sur 3 651 MW entre 19h00 et 20h00.

Nous demeurons donc d'avis que le Distributeur ne compte pas sur le plein potentiel du partage de réserve et qu'il demeure un potentiel non exploité de l'ordre de 1 000 MW.

²⁹ Le Distributeur indique que les heures critiques correspondent généralement aux heures de fine pointe durant l'hiver où le réseau est très sollicité et où il doit recourir à des achats de court terme dans le but d'assurer la fiabilité des approvisionnements à la clientèle québécoise : R-4011-2017, B-0092, pages 10 et 11, réponse 6.2.

³⁰ B-0071, pages 9 et 10, réponse 1.6.

RECOMMANDATION NO. 2 : Nous recommandons à la Régie d'approuver la hausse à 1 500 MW de la Contribution des marchés de court terme en puissance proposée par le Distributeur. Toutefois, nous recommandons à la Régie de prendre acte que le potentiel du partage de réserve n'est pas exploité au maximum et de demander au Distributeur de réévaluer le partage de réserve à retenir, lors des prochains plans d'approvisionnements et états d'avancement, en fonction de l'évolution des besoins du bilan de puissance et des marchés.

4.2. OÉA et TRI

Le Distributeur décrit ainsi le changement qu'il a effectué pour traiter l'OÉA et le TRI comme des moyens de GDP³¹ :

« Comme il s'y était engagé lors de la phase 1 du Plan, le Distributeur traite désormais l'Option d'électricité additionnelle (OÉA) et le Tarif de relance industrielle (TRI) comme des moyens de gestion inscrits au bilan de puissance au même titre que la Tarification dynamique ou Hilo. Ainsi, le Distributeur recommande une certaine vigilance dans l'interprétation des comparaisons entre les données de l'État d'avancement 2023 et celles du Plan, car ces dernières ne sont pas redressées des contributions de l'OÉA et du TRI. » (Nous soulignons)

En Phase 1, nous avons signifié notre accord envers ce changement tout à fait logique et cohérent avec les autres moyens³².

Le Distributeur présente ainsi la puissance de l'OÉA et du TRI qui contribue au bilan de puissance comme moyen de gestion³³ :

³¹ B-0168, page 14, lignes 1 à 6.

³² C-AHQ-ARQ-0023, pages 56 et 57, section 4.2.10.

³³ B-0152, page 19, tableau R-4.2; voir aussi B-0152, page 29, tableau R-8.1.

TABLEAU R-4.2 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION AU BILAN DE PUISSANCE DES CLIENTS À
L'OPTION D'ÉLECTRICITÉ ADDITIONNELLE

En MW	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
OÉA Non-serriste et TRI	157	157	157	157	157	157	157	157	157
OÉA - Serres	77	85	94	102	111	118	118	119	120
TOTAL	234	242	250	259	267	274	274	275	277

Afin de valider l'impact sur le bilan de puissance de l'OÉA et du TRI comme moyen de gestion, nous avons préparé le tableau suivant qui compare les réserves en puissance entre le bilan du Plan en Phase 1 et celui de la présente Phase 2.

Tableau C-AHQ-ARQ-3
Comparaison des taux de réserve du bilan de puissance entre le Plan et
l'État d'avancement 2023

	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Plan d'approvisionnement 2023-2032 (1)									
Besoins à la pointe (MW)	40120	40535	40959	41321	41735	42156	42627	43094	43696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (MW)	4038	4129	4292	4391	4491	4594	4699	4806	4881
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (%)	10,1%	10,2%	10,5%	10,6%	10,76%	10,9%	11,0%	11,2%	11,2%
État d'avancement 2023 (2)									
Besoins à la pointe (MW)	40461	40844	41302	41809	42331	43240	43925	44639	45432
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (MW)	4085	4256	4376	4588	4669	4749	4829	4909	4989
Réserve pour respecter le critère de fiabilité (%)	10,1%	10,4%	10,6%	11,0%	11,03%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%

(1) B-0121, page 3, tableau 3.1 révisé.
(2) A-0069, page 22, tableau 3.2.

En réponse à une interrogation de l'AHQ-ARQ sur les facteurs ayant contribué à un taux de réserve significativement plus élevé dans l'État d'avancement 2023, le Distributeur a fourni l'explication suivante³⁴ :

« La composition du portefeuille de ressources en puissance ayant une incidence marquée sur le taux de réserve, les écarts notés par l'intervenant s'expliquent notamment par la variation de ce portefeuille d'une année à l'autre.

³⁴ B-0158, page 30, réponse 9.9.

Afin d'établir un cadre de référence cohérent, le Distributeur préconise la comparaison des taux de réserve sur la base des années civiles et non des années relatives. Selon cette approche, l'année initiale de l'État d'avancement (2024) est comparée à l'année initiale plus un an du Plan, soit 2024. Le même principe s'applique aux années suivantes.

Dans ce cadre de référence, la variation entre les taux de réserve est mineure et s'explique essentiellement par l'intégration de l'OÉA et du TRI comme moyens de GDP. » (Nous soulignons)

Nous sommes évidemment d'accord avec l'affirmation du Distributeur selon laquelle les écarts notés s'expliquent notamment par la variation du portefeuille d'une année à l'autre, et ce, selon nous, surtout à partir de la 5^e année alors que de l'aléa de prévision n'a plus d'influence sur les écarts.

En examinant les deux bilans en question, nous sommes également en accord avec le Distributeur lorsqu'il estime que la variation entre les taux de réserve s'explique essentiellement par l'intégration de l'OÉA et du TRI comme moyens de GDP.

Dans ce contexte, nous examinons en particulier l'hiver 2027-2028 dans le tableau C-AHQ-ARQ-3 ci-dessus. Nous observons une hausse du taux de réserve entre les deux bilans, celui-ci passant de 10,76 % à 11,03 %. Un tel écart de 0,27 % appliqué aux besoins à la pointe de 42 331 MW pour l'état d'avancement correspond à 114 MW qui serait, rappelons-le, essentiellement explicable par l'intégration de l'OÉA et du TRI comme moyens de GDP. En appliquant cet écart de 114 MW sur la puissance effacée attribuable à l'OÉA et au TRI de 267 MW selon le tableau R-4.2 plus haut, on obtient un impact de 43 % sur le bilan de puissance, ce qui nous semble très élevé alors que l'effacement de ces deux moyens ne vaudrait que 57 %.

RECOMMANDATION NO. 3 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur d'expliquer pourquoi la valeur de l'effacement des moyens de GDP, OÉA et TRI, ne contribueraient que pour seulement environ 57% de leur valeur effacée à l'hiver 2027-2028, selon notre compréhension.

5. Abaissement de tension

Dans sa preuve, le Distributeur propose encore une fois de retenir une valeur de 250 MW pour l'abaissement de tension sur l'horizon du Plan³⁵.

Or, dans notre rapport d'expertise en Phase 1, nous recommandions à la Régie de demander au Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2023, une proposition de la valeur à retenir pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance avec une démonstration chiffrée que cette proposition est raisonnable et un balisage avec d'autres juridictions pertinentes. Dans l'intervalle, nous recommandions de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance³⁶.

Cette recommandation était notamment basée sur des décisions passées de la Régie et sur des comparaisons avec des juridictions voisines. Lors de notre témoignage en Phase 1 le 14 juin 2023, forts d'informations nouvelles fournies par le Distributeur en audience dont la réponse à l'engagement no. 2³⁷, nous estimions que le potentiel d'abaissement de tension était toujours de l'ordre de 400 MW³⁸.

En réponse à l'engagement no. 2 précité, le Distributeur a fourni le tableau suivant qui présente les résultats des essais au cours des cinq dernières années :

³⁵ B-0168, page 28.

³⁶ C-AHQ-ARQ-0023, pages 51 à 54, section 4.2.8.

³⁷ B-0137.

³⁸ C-AHQ-ARQ-0037, page 9; et A-0054, pages 145 à 147.

TABLEAU E-2.1 :
RÉSULTATS OBTENUS LORS DES ESSAIS D'ABAISSEMENT DE TENSION

Date	Charge abaissable à la pointe (MW)	Charge abaissable lors de l'essai (MW)	Baisse de la charge (MW)	Baisse de la charge (%)
2018-02-22	15 449	10 262	196	1,91%
2019-01-21	13 849	12 836	258	2,01%
2020-02-06	15 836	13 351	251	1,88%
2021-01-25	15 298	10 635	201	1,89%
2022-04-12	15 220	8 786	152	1,73%

L'essai de 2022 a été réalisé au printemps expliquant une plus faible baisse de charge

Le 15 juin 2023, en réponse à une demande de la Régie, le Distributeur fournissait la réponse suivante à son engagement no. 10³⁹ :

« Le Transporteur effectue chaque année un essai d'abaissement de tension, généralement en hiver, dans les postes munis d'abaisseurs de tension afin d'évaluer la contribution de ce moyen aux fins de l'exploitation du réseau. Les résultats pour les années 2018 à 2022 ont été présentés en réponse à l'engagement no 2 à la pièce HQD-7, document 4 (B-0137) du présent dossier.

Les données historiques montrent une relation entre la charge et la capacité d'abaissement de tension. Cette relation permet au Distributeur d'établir que, pour une pointe hivernale, l'abaissement de tension se situerait entre 250 et 280 MW. Dans un contexte de planification, le Distributeur retient la valeur de 250 MW pour le moyen de gestion d'abaissement de tension, en cohérence avec la qualification de ce moyen aux fins de l'exploitation du réseau en période de pointe hivernale. »

Nous étions alors d'avis que cette réponse ne fournissait guère plus d'information nous permettant de comprendre la valeur de 250 MW retenue par le Distributeur

³⁹ B-0138.

pour l'abaissement de tension et, dans un tel contexte, l'AHQ-ARQ a déposé une série de questions, le 19 juin 2023, afin de mieux comprendre la proposition du Distributeur. Le lendemain, la Régie reportait à la présente Phase 2 le traitement de ces questions⁴⁰.

Dans sa décision sur le fond en Phase 1, la Régie demandait au Distributeur de faire le point, en Phase 2, sur la contribution de l'abaissement de tension⁴¹, ce que ce dernier a fait dans sa preuve⁴². Le Distributeur y a alors indiqué qu'en 2022, le Transporteur estimait que les automatismes d'abaissement de tension permettaient d'affecter 43 % de la charge totale du réseau d'Hydro-Québec en charge hivernale, corrigeant ainsi la valeur de l'ordre de 50 % fournie en Phase 1.

De plus, en réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a produit le tableau suivant où il répète certaines des valeurs déjà fournies en Phase 1⁴³ :

TABLEAU R-12.12 :
INFORMATION SUR LES RÉSULTATS D'ABAISSEMENT DE TENSION

Date	Charge abaissable à la pointe (MW)	Charge abaissable lors de l'essai (MW)	Charge totale alimentée lors de l'essai (MW)	Abaissement de tension moyen (%)	Baisse de la charge (MW)	Baisse de la charge abaissable (%)
2018-02-22	15 449	10 275	26 390	2,96	196	1,91
2019-01-21	13 849	13 274	34 500	2,36	258	2,01
2020-02-06	15 836	14 018	30 100	3,25	251	1,88
2021-01-25	15 298	10 714	28 900	2,64	201	1,89
2022-04-12	15 220	8 868	20 080	2,20	152	1,73

D'abord, on peut constater que les valeurs de la colonne Charge abaissable lors de l'essai ont changé par rapport au tableau E-2.1 plus haut, sans explication. Cet écart pourra être clarifié lors de l'audience.

⁴⁰ A-0060, page 88.

⁴¹ A-0066, page 61, paragraphe 210.

⁴² B-0168, pages 14 et 15, section 5.1.

⁴³ B-0158, page 38, tableau R-12.12.

Ensuite, on peut calculer la moyenne des cinq valeurs de la dernière colonne de ce tableau qui se situe à 1,88 %. Si on applique les valeurs de 43 % et 1,88 % aux besoins prévus, par exemple pour l'hiver 2028-2029, de 43 240 MW et ce, sans même questionner davantage la représentativité des résultats de tests fournis, on obtient minimalement une valeur de 350 MW pour l'abaissement de tension possible (43 240 MW x 43 % x 1,88 %).

Par conséquent, après une succession de tentatives infructueuses, nous ne comprenons toujours pas comment le Distributeur peut conclure à une valeur de 250 MW alors que, selon sa réponse la plus récente, cette valeur ne résulte même pas d'un calcul mathématique⁴⁴ :

« La contribution de 250 MW retenue par le Distributeur pour l'abaissement de tension n'est pas la résultante d'un calcul mathématique : ce chiffre est validé à la lumière des résultats des tests d'abaissement rapportés par le Transporteur et vise à refléter la contribution attendue lors d'un événement de pointe hivernale. À cet égard, les résultats de 2019 et 2020 sont les meilleurs indicateurs de la validité de ce chiffre.

Le chiffre de 280 MW correspond à la fourchette haute de la contribution qui pourrait être observée lors d'une pointe climatique extrême, selon une estimation faite par le Transporteur. Cette valeur permet de valider que le Distributeur ne sous-estime pas l'effet attendu d'un appel à ce moyen pour des niveaux de charge très élevés. »

Ce complément de réponse suscite encore des questions qui pourront être clarifiées lors de l'audience :

⁴⁴ B-0173, page 3, complément de réponse.

- Est-ce que le Transporteur, lors de ses tests tente d'obtenir l'abaissement maximal ou tente-t-il seulement de valider la valeur de 250 MW retenue?
- Pourquoi le résultat de 250 MW ne découle-t-il pas d'un calcul mathématique?
- Sur quelle base le Distributeur peut-il affirmer que « *les résultats de 2019 et 2020 sont les meilleurs indicateurs de la validité de ce chiffre* »?
- Comment est déterminée la « *fourchette haute* »?
- Comment le Transporteur fait-il l'« *estimation* » dont il est question?

Cependant, avec l'information nouvelle fournie selon laquelle les résultats de 2019 (baisse de la charge abaissable de 2,01 %) et 2020 (1,88 %) seraient les meilleurs indicateurs de la validité du chiffre de 250 MW, nous avons revu notre calcul présenté ci-dessus avec la moyenne de 1,95 % en décollant et nous obtenons maintenant minimalement une valeur de 360 MW pour l'abaissement de tension possible ($43\,240 \text{ MW} \times 43 \% \times 1,95 \%$), ce qui nous rapproche encore plus de notre recommandation de 400 MW.

D'autres questions fondamentales demeurent toutefois sans réponse complète :

- Pourquoi la « *Charge abaissable à la pointe* »⁴⁵ varie-t-elle autant pour 2019 dans le tableau R-12.12 reproduit ci-dessus?
- Que signifie et comment est pris en compte le fait que « *les 15 postes asservis au contrôle de la tension et de la puissance réactive (CATVAR) qui ne peuvent être abaissés lors d'un essai sont enlevés* »⁴⁶. Notamment, pourquoi le Transporteur ne retient-il pas ces postes dans le cadre des essais d'abaissement de tension et comment la valeur de la réduction de

⁴⁵ B-0158, page 35, réponse 12.1.

⁴⁶ B-0158, pages 35 et 36, réponses 12.4 et 12.5.

la charge des postes assujettis à CATVAR est-elle pondérée en fonction de la charge abaissable à la pointe et du pourcentage d'abaissement autorisé sur chacun de ces postes.

- Que signifie le « *pourcentage d'abaissement autorisé sur chacun des postes* », à combien se situe ce pourcentage et comment est-il déterminé?
- Est-ce que, lors des essais, l'abaissement est réalisé jusqu'au « *pourcentage d'abaissement autorisé sur chacun des postes* » et qu'est-ce qui le garantit?

À notre avis, il est pour le moins préoccupant que de telles informations pertinentes pour interpréter les tests effectués ne soient pas à la disposition du Distributeur⁴⁷.

Enfin, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur précise que le Transporteur planifie l'installation graduelle d'appareils d'automatisme dans les postes satellites permettant l'abaissement de tension et que l'impact de tels ajouts est le maintien de la contribution actuelle de 250 MW de l'abaissement de tension au bilan de puissance du Distributeur.

L'AHQ-ARQ a voulu obtenir plus d'informations sur cet objectif de maintien et le Distributeur a ajouté⁴⁸ :

« 14.1 Relativement à la référence, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur planifie l'installation graduelle d'appareils permettant l'abaissement de tension si l'impact ne serait que le maintien de la contribution actuelle de 250 MW au bilan de puissance du Distributeur, sans aucune amélioration de cette valeur.

⁴⁷ B-0158, pages 37 et 38, réponse 12.12.

Réponse :

L'augmentation graduelle de la charge sur le réseau peut faire en sorte que certains postes deviennent inadmissibles à l'AT en regard de la norme mentionnée à la réponse à la question 12.11. Les ajouts d'appareils permettant l'AT planifiés par le Transporteur visent à compenser ces inadmissibilités et, par le fait même, à maintenir la contribution de l'AT au bilan de puissance du Distributeur. » (Nous soulignons)

Cette réponse laisse sous-entendre que le Transporteur ne ferait pas tous les efforts pour maximiser la contribution de l'abaissement de tension au bilan de puissance du Distributeur mais qu'il se contenterait de la maintenir. Si notre compréhension est la bonne, une telle démarche irait à l'encontre d'une décision de la Régie où celle-ci demandait au Distributeur de s'assurer auprès du Transporteur qu'il mette en oeuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension⁴⁹.

RECOMMANDATION NO. 4 : Pour l'ensemble de ces raisons citées dans cette section, nous maintenons notre recommandation formulée en Phase 1 de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance.

⁴⁸ B-0158, page 40, réponse 14.1.

⁴⁹ Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007, pages 30 et 31, section 3.4.3.

6. Bilans de puissance et d'énergie

Le Distributeur présente le bilan de puissance qui tient compte des approvisionnements existants⁵⁰ :

TABLEAU 4.3 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
BESOINS À LA POINTE	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 085	4 256	4 376	4 588	4 669	4 749	4 829	4 909	4 989	5 105	5 236	5 369
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	44 546	45 100	45 678	46 397	46 999	47 988	48 754	49 548	50 421	51 595	52 920	54 265
APPROVISIONNEMENTS												
Approvisionnement existants												
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 400	1 797	1 900	2 059	659	659	659	659	659	659	659	659
• Base et cyclable	600	600	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	300	697	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
• A/O 2021-01 - HQP	0	0	0	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Autres contrats de long terme	1 918	1 918	1 927	2 341	2 248	2 142	2 085	2 075	1 998	1 753	1 325	1 054
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 900	1 860	1 816	1 763	1 763	1 699	1 487	1 058	804
• Cogénération	328	328	337	337	285	222	219	219	219	211	211	211
• Petite hydraulique (2)	103	103	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39
Gestion de la demande de puissance	1 943	2 152	2 424	2 580	2 744	2 927	2 990	3 044	3 055	3 055	3 055	3 055
• Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	568	611	675	707	750	782	825	879	889	889	889	889
• Tarification dynamique	297	371	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
• Hilo	95	166	257	370	491	621	621	621	621	621	621	621
Autres moyens	753	762	770	778	787	794	794	795	796	797	798	799
Puissance additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 200	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	1 600	2 500	3 300	4 050	4 950	6 400	8 150	9 750

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.
Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Milles, de la chute du Six Milles et Manouane Sipi.

Il est à noter que ce bilan utilise tout le potentiel de 1 500 MW de la Contribution des marchés de court terme avant de dégager les Autres approvisionnements requis. Dans le tableau qui suit, le Distributeur présente sa stratégie pour combler la puissance additionnelle requise établie au tableau précédent⁵¹ :

⁵⁰ B-0167, page 13, tableau 4.3.

⁵¹ B-0167, page 14, tableau 4.4.

TABLEAU 4.4 :
IMPACT SUR LE BILAN DE PUISSANCE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
BESOINS RÉSIDUELS	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 550	6 450	7 900	9 650	11 250
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	-	44	136	243	299	309	386	632	1 061	1 331
• Projets éoliens (2)	-	-	-	44	84	128	181	181	245	457	885	1 140
• Projets de cogénération	-	-	-	-	52	115	118	118	118	127	127	127
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	10	23	48	48	64
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	-	200	400	600	600	600	600	600	600
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	-	1 400	1 400	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	750	2 600	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
• Besoin hivernal	-	-	-	-	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
• Besoin annuel	-	-	-	-	-	750	1 200	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Puissance additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 150	1 350	1 200	1 300	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	0	0	0	0	550	1 750	3 100	4 400

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.
 Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.
 Note (3) : App provisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

(Nos surlignements)

Ce tableau intègre d'abord le potentiel total du maintien des Approvisionnements issus des projets existants dont le contrat arrive à échéance sur la période 2026 à 2035. Dans la foulée de notre recommandation en phase 3 du présent dossier⁵², nous sommes d'accord avec cette proposition qui inclut tous les contrats qui remplissent cette condition sauf ceux conclus entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), lesquels arrivent à échéance en 2027 et totalisent 1 400 MW⁵³.

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur explique ainsi ce choix⁵⁴ :

« Le Distributeur favorise la flexibilité dans l'établissement de sa stratégie d'approvisionnement à cet égard et présente la stratégie qui lui apparaît le mieux répondre à ce choix.

⁵² C-AHQ-ARQ-0026, page 15.

⁵³ Lignes Base et cyclable et Puissance rappelable du tableau 4.3 plus haut.

⁵⁴ B-0158, page 16, réponse 5.1.

Le Distributeur doit également prendre en compte les particularités des différents fournisseurs dans l'établissement de ses stratégies. »

(Nous soulignons)

Une telle explication suscite des questions qui pourront être clarifiées lors de l'audience.

Toutefois, le Distributeur a inscrit au tableau 4.4 des approvisionnements de court terme de 1 400 MW de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal. Il précise ce qui suit à propos de ces approvisionnements⁵⁵ :

« Le Distributeur confirme que les achats de court terme en hiver sont tributaires de la disponibilité des marchés de court terme.

Le Distributeur rappelle que, tel que spécifié dans la pièce HQD-1, document 1 (B-0148), « A/O de court terme sur une base hivernale » fait référence à un A/O de courte durée qui serait réalisé conformément à la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins.

Le profil des approvisionnements visés par ce type d'appels d'offres, soit des blocs d'énergie en base en hiver, diffère de celui des achats de court terme habituels, transigés sur les bourses d'énergie ou par transactions bilatérales. Par ailleurs, ces appels d'offres seraient lancés avec un préavis considérablement plus long que celui des achats de court terme habituels.

Il est donc possible d'envisager, pour ce volet, des volumes distincts de ceux habituellement disponibles sur les marchés de court terme. »

(Nous soulignons)

⁵⁵ B-0152, pages 32 et 33, réponse 9.1.1.

Le Distributeur ne quantifie toutefois pas le préavis dont il est question dans cet extrait. Aussi, nous comprenons que de tels appels d'offres pourront être modulés et lancés à chaque année en fonction des besoins. De telles modalités pourront être précisées lors de l'audience.

Dans ce qui suit, nous apporterons des modifications au bilan de puissance en quatre étapes afin de tenir compte de recommandations que nous formulons.

1. Intégrer la baisse de la prévision des besoins pour les véhicules électriques et la hausse de l'abaissement de tension;
2. Équilibrer le bilan en utilisant le plein potentiel de la contribution des marchés de court terme;
3. Prolonger les approvisionnements de court terme de 1 400 MW de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal au-delà de l'hiver 2028-2029 au besoin;
4. Mettre à contribution une partie du potentiel inexploité en puissance.

Étape 1 : Réduction de la prévision des besoins de l'usage Véhicules électriques et hausse de l'Abaissement de tension

Cette première modification au bilan intègre les valeurs du tableau C-AHQ-ARQ-1, lequel traduit notre recommandation du chapitre 3 plus haut sur la réduction de la prévision des besoins de l'usage des véhicules électriques. Elle intègre également la hausse de 150 MW de l'abaissement de tension que nous recommandons au chapitre 5 plus haut, à partir de l'hiver 2027-2028.

Tableau C-AHQ-ARQ-4
Impact sur le bilan de puissance des nouveaux approvisionnements prévus
Étape 1 : Réduction de la prévision des besoins de l'usage Véhicules
électriques et hausse de l'abaissement de tension

En MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS RÉSIDUELS	1200	3100	4000	4800	5550	6450
Réduction des besoins des Véhicules électriques		76	111	155	216	287
BESOINS RÉSIDUELS RÉSULTANTS		3024	3889	4645	5334	6163
Nouveaux approvisionnements prévus						
Hausse du potentiel de l'abaissement de tension		150	150	150	150	150
Approvisionnements issus de projets existants	44	136	243	299	309	386
A/O 2023 - Éolien		200	400	600	600	600
Approvisionnements de court terme (*)		1400	1400			
Approvisionnements de long terme	0	0	750	2600	3400	3400
Besoin hivernal (*)				1400	1400	1400
Besoin annuel (*)			750	1200	2000	2000
Puissance additionnelle requise						
Contribution des marchés de court terme (*)	1150	1350	1200	1300	1250	1500
Autres approvisionnements requis (*)	0	-200	-250	-300	-400	150
NOTE: Les valeurs surlignées en jaune montrent des modifications par rapport au tableau 4.4 du Distributeur.						
(*) Valeurs arrondies aux 50 MW près.						

Il est à noter que la dernière ligne de ce bilan intermédiaire montre des valeurs négatives étant donné que nous n'avons pas, à ce stade-ci, ajusté la Contribution des marchés de court terme, ce qui sera fait à la prochaine étape.

Étape 2 : Équilibrage du bilan

Au tableau 4.4 plus haut, on peut remarquer que le Distributeur, contrairement à ce qu'il avait fait au tableau 4.3, n'utilise pas le plein potentiel de la Contribution des marchés de court terme pour dégager des besoins additionnels. En effet, cette valeur varie entre 1 200 MW et 1 350 MW entre les hivers 2027-2028 et 2030-2031, entraînant ainsi le devancement non requis d'approvisionnements additionnels.

Lorsque questionné par l'AHQ-ARQ sur une telle approche, le Distributeur a indiqué⁵⁶ :

⁵⁶ B-0158, pages 17 et 18, demandes 5.5 et 5.6.

« 5.5 Relativement au tableau 4.4 de la référence (iv), veuillez justifier de prévoir des Approvisionnements de court terme à la hauteur de 1 400 MW pour l'hiver 2027-2028 alors que la Contribution des marchés de court terme n'est que de 1 350 MW pour ce même hiver, soit inférieure au potentiel de 1 500 MW indiqué au tableau 4.3 de la référence (iii).

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il ne vise pas à recourir systématiquement à la contribution maximale des marchés de court terme identifiée. Comme expliqué à l'intervenant dans le dossier R-4041-2018 phase 2 [note de bas de page omise], le maintien d'une certaine marge de disponibilité pour les achats de puissance sur les marchés de court terme procure au Distributeur un ultime moyen pour équilibrer finement le bilan de puissance à court terme. Si cette marge est systématiquement planifiée à son maximum, elle ne jouera plus son rôle d'équilibrage fin à plus court terme afin de palier des variations de la demande.

5.6 Relativement au tableau 4.4 de la référence (iv), veuillez justifier de prévoir des Approvisionnements de long terme à la hauteur de 750 MW, 2600 MW et 3 400 MW pour les hivers 2028-2029, 2029-2030 et 2030-2031 alors que la Contribution des marchés de court terme n'atteint pas le potentiel de 1 500 MW indiqué au tableau 4.3 de la référence (iii) pour ces trois hivers.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.5. » (Nous soulignons)

Une telle approche de « *marge de disponibilité* » additionnelle en sus de ce qui est requis par les critères de fiabilité et ce, aux dépens de la clientèle qui assume les tarifs du Distributeur, a déjà été contestée dans le passé et rejetée par la Régie et ce, depuis l'explication fournie dans le dossier R-4041-2018 Phase 2. Par conséquent, nous sommes d'avis qu'il n'est pas approprié pour le Distributeur d'invoquer encore une fois une telle marge non justifiée.

En effet, dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2020-2029, nous avons montré notamment que⁵⁷ :

- Les critères de fiabilité sont clairs et précis et se traduisent déjà par une réserve de plus de 4 000 MW qui tient compte de tous les aléas, incluant ceux sur les « *variations de la demande* ».
- Le Distributeur n'a jamais été en mesure de quantifier le besoin pour une telle « *marge de disponibilité* » ni de fournir des références aux documents réglementaires qui justifieraient de retenir une telle marge en sus de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité.

De plus, la Régie avait aussi questionné le Distributeur sur le besoin une telle marge additionnelle et conclu que le bilan de puissance respectait les critères de fiabilité sans l'ajout d'une telle marge additionnelle⁵⁸.

RECOMMANDATION NO. 5 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la stratégie du Distributeur de compter sur une marge de disponibilité additionnelle en sus de ce qui est requis par les critères de fiabilité.

Afin d'équilibrer le bilan de puissance en tenant compte du plein potentiel de la Contribution des marchés de court terme présentement fixé à 1 500 MW, nous

⁵⁷ R-4110-2019 Phase 3, C-AHQ-ARQ-0072, pages 18 à 21.

avons préparé une deuxième modification au bilan du tableau 4.4 à compter de l'hiver 2027-2028 comme suit :

Tableau C-AHQ-ARQ-5
Impact sur le bilan de puissance des nouveaux approvisionnements prévus
Étape 2 : Équilibrage du bilan pour utiliser la contribution des marchés de court terme au maximum

En MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS RÉSIDUELS	1200	3100	4000	4800	5550	6450
Réduction des besoins des Véhicules électriques		76	111	155	216	287
BESOINS RÉSIDUELS RÉSULTANTS		3024	3889	4645	5334	6163
Nouveaux approvisionnements prévus						
Hausse du potentiel de l'abaissement de tension		150	150	150	150	150
Approvisionnements issus de projets existants	44	136	243	299	309	386
A/O 2023 - Éolien		200	400	600	600	600
Approvisionnements de court terme (*)		1050	1400			
Approvisionnements de long terme	0	0	200	2100	2750	3400
Besoin hivernal (*)				900	750	1400
Besoin annuel (*)			200	1200	2000	2000
Puissance additionnelle requise						
Contribution des marchés de court terme (*)	1150	1500	1500	1500	1500	1500
Autres approvisionnements requis (*)	0	0	0	0	0	150
NOTE: Les valeurs surlignées en vert montrent des modifications par rapport au tableau précédent.						
(*) Valeurs arrondies aux 50 MW près.						

Ce tableau indique que les Approvisionnements de court terme ont été abaissés à 1 050 MW pour l'hiver 2027-2028 alors que les approvisionnements de long terme ont été abaissés pour les trois hivers qui suivent, passant notamment de 750 MW à 200 MW pour l'hiver 2028-2029.

Étape 3 : Prise en compte prolongée des Approvisionnements de court terme de courte durée

Lorsqu'interrogé par l'AHQ-ARQ sur la possibilité de prolonger au besoin les Approvisionnements de court terme de courte durée, dont le Distributeur évalue le potentiel à 1 400 MW, au-delà de l'hiver 2028-2029, ce dernier explique que⁵⁹ :

⁵⁸ R-4110-2019, B-0232, pages 6 et 7, réponses 1.2 et 1.2.1; et D-2021-173, dossier R-4210-2019 Phase 3, page 45, paragraphe 159.

⁵⁹ B-0158, page 17, demande 5.4.

« 5.4 Veuillez justifier de ne pas répéter cette quantité de 1 400 MW en approvisionnements de court terme pour tous les hivers subséquents du Plan à compter de l'hiver 2029-2030.

Réponse :

Les approvisionnements de court terme de 1 400 MW prévus pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029 visent à équilibrer les bilans en attendant que de nouveaux approvisionnements de long terme soient disponibles.

Dans cette perspective et dans un contexte où la demande connaît une croissance importante, le recours à des approvisionnements de long terme à compter de l'hiver 2029-2030 est justifié. »

Par cette réponse, nous constatons que le Distributeur contrevient complètement à la pratique, par ailleurs optimale, retenue depuis plusieurs années de favoriser les approvisionnements de court terme (plus flexibles) avant de s'engager dans l'avenue des approvisionnements de long terme.

Nous sommes d'avis que cette explication du Distributeur n'est pas convaincante. Certes, le recours à des approvisionnements de long terme à compter de l'hiver 2029-2030 pourrait être requis si les prévisions le justifient mais certainement pas à la hauteur calculée par le Distributeur en omettant le potentiel à court terme.

Lorsque questionné par l'AHQ-ARQ sur la provenance de ces approvisionnements de court terme et sur une démonstration de leur disponibilité, le Distributeur ajoute⁶⁰ :

⁶⁰ B-0158, page 17, réponse 5.2.

« Les quantités mentionnées par l'intervenant pourraient être considérées comme étant dans la continuité de celles prévues aux contrats de base et cyclable conclus avec le Producteur, qui prendront fin en 2027.

En ce sens, dans le contexte des appels d'offres visant l'acquisition de 1 400 MW pour les hivers 2027-2028 et 2028-2029, le Producteur pourrait être envisagé en tant que fournisseur potentiel. » (Nous soulignons)

Cet extrait indique que le Producteur « *pourrait être envisagé* » en tant que fournisseur potentiel pour les 1 400 MW d'approvisionnements de court terme mais sous-entend aussi qu'il n'est pas le seul.

Pour les besoins de la discussion, nous avons analysé la puissance disponible en provenance du Producteur seulement, sur l'horizon du Plan, sans même envisager que d'autres fournisseurs pourraient également contribuer aux approvisionnements de court terme de 1 400 MW. **Notre évaluation s'en trouve donc conservatrice.**

Tout d'abord, le bilan de puissance du Distributeur au tableau 4.3 plus haut montre que le Producteur est en mesure de lui garantir 1 400 MW pour l'hiver 2026-2027 en tenant compte de ses autres engagements notamment auprès des réseaux voisins.

Or, selon le dernier dépôt fait par Hydro-Québec auprès de la North American Electric Reliability Corporation (la « NERC ») en décembre 2023 montre le portrait suivant à l'horizon 2033⁶¹ :

⁶¹ 2023 Long-Term Reliability Assessment:
https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2023.pdf, page 71.

Demand, Resources, and Reserve Margins ⁴⁹										
Quantity	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Total Internal Demand	41,036	41,488	41,946	42,468	43,377	44,062	44,776	45,569	46,627	47,820
Demand Response	4,452	4,732	4,896	5,068	5,258	5,322	5,377	5,389	5,389	5,389
Net Internal Demand	36,584	36,756	37,049	37,400	38,118	38,740	39,399	40,181	41,238	42,432
Additions: Tier 1	73	73	559	687	815	815	815	815	815	815
Additions: Tier 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Additions: Tier 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Firm Capacity Transfers	-334	-245	-145	455	455	455	600	0	0	0
Existing-Certain and Net Firm Transfers	41,211	41,312	41,246	41,840	41,793	41,734	41,882	41,222	41,060	40,677
Anticipated Reserve Margin (%)	12.8%	12.6%	12.8%	13.7%	11.8%	9.8%	8.4%	4.6%	1.5%	-2.2%
Prospective Reserve Margin (%)	15.9%	15.6%	12.8%	16.7%	14.7%	12.7%	11.2%	7.4%	4.2%	0.4%
Reference Margin Level (%)	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%

(Notre surlignement)

La ligne intitulée « Net Firm Capacity Transfers » de ce tableau montre que les importations nettes garanties (importations moins exportations) de la zone du Québec (et par conséquent du Producteur) auprès des réseaux voisins ne varient pas de façon significative entre l'hiver 2026-2027 et l'hiver 2029-2030. Par exemple, dans le cas du contrat de 1 090 MW vers la Nouvelle Angleterre, l'ISO-NE précise que les quantités ne sont pas garanties en hiver⁶².

De plus, selon notre compréhension, la puissance à la disposition du Producteur augmentera par rapport au portrait de l'hiver 2026-2027, notamment avec la mise en service prévue des phases 2 et 3 du projet éolien Des Neiges avec une puissance installée de 400 MW à mettre en service pour l'hiver 2027-2028 et un autre bloc semblable de 400 MW pour l'hiver 2028-2029⁶³.

⁶² 2023 Long-Term Reliability Assessment: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2023.pdf, page 59.

⁶³ 2023 Long-Term Reliability Assessment: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2023.pdf, page 73.

RECOMMANDATION NO. 6 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la stratégie du Distributeur qui consiste à prioriser les approvisionnements de long terme au détriment des approvisionnements de court terme de courte durée. Nous recommandons plutôt l'inverse et ainsi de prolonger la puissance de 1 400 MW d'approvisionnements de court terme de courte durée jusqu'à la fin de l'horizon du Plan.

À la suite de ce qui précède, nous sommes d'avis que les approvisionnements de court terme de courte durée jusqu'à concurrence de 1 400 MW pourraient être prolongés jusqu'à l'hiver 2031-2032 si le besoin se confirmait et, dans ce contexte, nous avons préparé une troisième modification au bilan du tableau 4.4 à compter de l'hiver 2026-2027 comme suit :

Tableau C-AHQ-ARQ-6
Impact sur le bilan de puissance des nouveaux approvisionnements prévus
Étape 3 : Prolongation des approvisionnements de court terme de courte durée

En MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS RÉSIDUELS	1200	3100	4000	4800	5550	6450
Réduction des besoins des Véhicules électriques		76	111	155	216	287
BESOINS RÉSIDUELS RÉSULTANTS		3024	3889	4645	5334	6163
Nouveaux approvisionnements prévus						
Hausse du potentiel de l'abaissement de tension		150	150	150	150	150
Approvisionnements issus de projets existants	44	136	243	299	309	386
A/O 2023 - Éolien		200	400	600	600	600
Approvisionnements de court terme (*)		1050	1400	1400	1400	1400
Approvisionnements de long terme	0	0	200	700	1350	2000
Besoin hivernal (*)				0	0	0
Besoin annuel (*)			200	700	1350	2000
Puissance additionnelle requise						
Contribution des marchés de court terme (*)	1150	1500	1500	1500	1500	1500
Autres approvisionnements requis (*)	0	0	0	0	0	150

NOTE: Les valeurs surlignées en bleu montrent des modifications par rapport au tableau précédent.

(*) Valeurs arrondies aux 50 MW près.

Dans ce tableau, les Approvisionnements de court terme ont été haussés lors des trois derniers hivers du Plan alors que les approvisionnements de long terme ont été abaissés en conséquence.

En énergie, le Distributeur présente le bilan des nouveaux approvisionnements prévus comme suit⁶⁴ :

TABLEAU 4.2 :
IMPACT SUR LE BILAN D'ÉNERGIE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3	46,7	56,4	66,5
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	-	0,5	1,2	1,8	2,2	2,4	3,3	6,2	8,1	10,0
• Projets éoliens (2)	-	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,4	5,1	7,0	8,9
• Projets de cogénération	-	-	-	0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	0,1	1,7	3,2	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	2,1	7,1	13,9	19,4	19,4	19,4	19,4	19,4
• Besoin hivernal	-	-	-	-	-	1,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
• Besoin annuel (4)	-	-	-	-	2,1	6,1	9,8	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Énergie additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	4,9	5,0	4,9	4,7	4,4	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.
 Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.
 Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.
 Note (4) : L'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront du type d'approvisionnement retenu.

Pour le bilan d'énergie, nous avons effectué un exercice semblable à celui décrit ci-dessus, soit en priorisant la contribution des marchés de court terme (jusqu'à 6,0 TWh par année dont 3,0 TWh en hiver), puis les approvisionnements de court terme de courte durée (1 400 MW avec un facteur d'utilisation de 100 %, soit jusqu'à concurrence de 12,3 TWh par année dont 4,1 TWh en hiver), sur l'horizon du Plan. Pour les besoins des recommandations à venir, nous n'avons complété l'exercice pour les années 2027, 2028 et 2029.

⁶⁴ B-0167, page 12, tableau 4.2.

Tableau C-AHQ-ARQ-7
Impact sur le bilan d'énergie des nouveaux approvisionnements
Notre recommandation

En TWh	2027	2028	2029
BESOINS RÉSIDUELS	6,6	14,0	20,1
Nouveaux approvisionnements prévus			
Approvisionnements issus de projets existants	0,5	1,2	1,8
A/O 2023 - Éolien	0,1	1,7	3,2
Approvisionnements de court terme	1,0	5,1	9,0
Hiver	1,0	3,7	3,7
Hors-hiver		1,4	5,3
Approvisionnements de long terme		0,0	0,0
Besoin hivernal			
Besoin annuel			
Énergie additionnelle requise			
Contribution des marchés de court terme	4,9	6,0	6,0
Hiver	3,0	3,0	3,0
Hors-hiver	2,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	0,1	0,0	0,1
NOTE: Les valeurs surlignées en jaune montrent des modifications par rapport au tableau 4.2 du Distributeur.			

À la suite de cet exercice, une question se pose sur la disponibilité de 5,1 TWh en 2028 et de 9,0 TWh en 2029 sur les marchés de court terme de courte durée. Pour 2028, le Distributeur estime qu'au moins 5,7 TWh pourraient être acquis auprès du Producteur, sans toutefois mentionner de valeur maximale⁶⁵. Lors de l'audience, nous pourrions questionner le Distributeur sur la provenance de cette estimation et sur ses limites⁶⁶ et ajuster notre recommandation en conséquence.

Étape 4 : Potentiel additionnel non compté

Nous comprenons que l'examen de certains éléments qui pourraient permettre de bonifier éventuellement le bilan de puissance ne fait pas l'objet de la présente phase mais nous sommes d'avis que, sans en déterminer leur valeur précise,

⁶⁵ B-0168, page 29, section 4.1.

⁶⁶ Nous tenterons aussi de comprendre pourquoi l'attestation de la fiabilité du parc de production d'Hydro-Québec ne respecte plus la décision de la Régie : voir B-0158, pages 32 et 33, demande 11.1.

une mention de leur potentiel peut s'avérer utile pour éviter le devancement d'approvisionnements de long terme en puissance.

Pour la production d'hydrogène vert, le Distributeur prévoit une puissance qui pourrait atteindre 451 MW sur l'horizon du Plan⁶⁷. En Phase 1, celui-ci a confirmé que cette production pouvait être modulée à l'intérieur d'un court délai et qu'il pourrait être envisageable que la consommation d'électricité de cette industrie puisse être interrupible mais qu'il n'a considéré qu'un apport marginal de cette production aux moyens de GDP⁶⁸.

Dans la présente phase, le Distributeur a confirmé la nature interrupible des procédés de production d'hydrogène vert et mentionné qu'il poursuit ses discussions avec les acteurs du secteur quant aux paramètres d'interruption de la production d'hydrogène vert⁶⁹. Il ajoute qu'il n'est pas au fait de technologies de production d'hydrogène à partir d'électricité qui ne permettent pas l'effacement de la demande et il souligne que, jusqu'à présent, les demandes reçues et les discussions qu'il a eues avec les acteurs du secteur étaient toutes en lien avec une technologie permettant l'effacement de la demande⁷⁰.

La FCEI cite également le ministre Pierre Fitzgibbon qui a indiqué que les 150 MW qu'Hydro-Québec prévoit alimenter pour le projet de TES Canada à Shawinigan vont pouvoir s'effacer durant les pointes de demande qui surviennent par grands froids⁷¹.

De façon générale, nous sommes d'avis que d'inclure une prévision de besoins d'un secteur sans inclure son potentiel d'interruption, en tout ou en partie, correspond à soumettre une prévision nette biaisée et non centrée, ce qui peut entraîner l'acquisition hâtive d'approvisionnements. Conséquemment, nous

⁶⁷ B-0158, page 5, tableau R-1.2.

⁶⁸ B-0061, page 15, réponses 2.7 à 2.9.

⁶⁹ B-0152, page 12, réponses 2.3 et 2.4; B-0158, page 13, réponse 4.2.

⁷⁰ B-0161, page 5, réponse 1.5.

identifions un potentiel d'interruption non exploité pour la production d'hydrogène de l'ordre de 200 MW pour l'hiver 2028-2029 et de 300 MW pour l'hiver 2029-2030⁷².

Pour les moyens de GDP, une analyse présentement en cours chez le Distributeur pourrait mener à la présentation de propositions permettant d'augmenter le bassin de clients prêts à réduire leur charge en période de plus forte demande, ou encore d'accroître les volumes offerts par les adhérents existants. Le Distributeur prévoit présenter ses propositions dans le cadre du prochain dossier tarifaire⁷³. D'ailleurs, le Distributeur a déclaré au NERC que le programme Hilo devrait atteindre une puissance effacée de 621 MW pour l'hiver 2028-2029 et continuer de croître dans les années futures⁷⁴.

Pour les véhicules électriques, Le Distributeur se dit conscient de l'impact de cette charge et de l'importance que revêt son déplacement aux fins de l'équilibre du bilan⁷⁵. Or, nous avons identifié, au chapitre 3 plus haut, un potentiel de déplacement de la recharge hors pointe de 50 %. Tel qu'indiqué, la prévision du Distributeur compte déjà sur un déplacement de 10 % et nous avons ajouté une portion de 15 % dans nos bilans révisés plus haut. Il demeure donc un potentiel résiduel de 25%, ce qui équivaut à un potentiel non exploité de l'ordre de 150 MW pour l'hiver 2028-2029 et de 200 MW pour l'hiver 2029-2030⁷⁶.

En ce qui a trait à l'efficacité énergétique, le Distributeur continuera de travailler de concert avec les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d'établir des cibles plus ambitieuses, qui se rapprocheront du plein potentiel technico-économique réalisable. Les éléments de sa stratégie seront

⁷¹ B-0161, pages 3 et 4, référence (iv).

⁷² B-0158, page 5, tableau R-1.2.

⁷³ B-0167, pages 6 et 7, section 3.2.

⁷⁴ 2023 Long-Term Reliability Assessment:
https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_2023.pdf, page 73.

⁷⁵ B-0152, pages 7 et 8, réponse 1.2.

déposés en temps opportun⁷⁷, un moment que le Distributeur n'est toutefois pas en mesure de préciser⁷⁸.

Pour la Contribution des marchés de court terme, incluant le partage de réserve, nous avons identifié, à la section 4.1 plus haut, un potentiel non exploité de l'ordre de 1 000 MW, sans compter sur l'apport des nouvelles interconnexions présentement en construction.

En Phase 1, nous avons identifié un potentiel non exploité de l'ordre de 500 MW pour l'appel au public⁷⁹. Tel que mentionné plus haut dans la section 4,1, le Distributeur a procédé à un tel appel en 2022 et un autre appel a eu lieu le 3 février 2023⁸⁰ et ce dernier a confirmé tout récemment qu'il planifiait toujours ce moyen dans les opérations⁸¹.

Le tableau qui suit résume les éléments du potentiel non exploité que nous avons identifié pour les hivers 2028-2029 et 2029-2030 :

⁷⁶ B-0168, page 15, tableau 2.3.

⁷⁷ B-0167, page 6, section 3.1.

⁷⁸ B-0163, page 49, réponse 21.4.

⁷⁹ C-AHQ-ARQ-0023, pages 55 et 56.

⁸⁰ <https://www.newswire.ca/fr/news-releases/froid-extreme-les-conseils-d-hydro-quebec-pour-participer-a-la-reduction-de-la-pointe-868331311.html> .

⁸¹ B-0140, page 10, paragraphe 37.

Tableau C-AHQ-ARQ-8
Notre évaluation du potentiel non exploité d'apport additionnel au bilan de puissance – Hivers 2028-2029 et 2029-2030

Moyen	2028-2029 (MW)	2029-2030 (MW)
Nature interruptible de la production d'hydrogène vert	200	300
Moyens de GDP	ND	ND
Véhicules électriques	150	200
Efficacité énergétique	ND	ND
Contribution des marchés de court terme	1000	1000
Appel au public	500	500
TOTAL (1)	1850	2000
Besoin d'approvisionnements de long terme (2)	200	700
Pourcentage du potentiel à réaliser (3)	11%	35%
(1) Sans tenir compte des informations non disponibles (ND)		
(2) Tableau C-AHQ-ARQ-6		
(3) = (2) / (1)		

Ce tableau indique qu'il ne suffirait d'assurer que 11 % du potentiel non exploité d'ici plus de 4 ans afin d'éliminer les besoins d'approvisionnements de long terme pour l'hiver 2028-2029. Par exemple, la prise en compte de la nature interruptible de la production d'hydrogène vert suffirait à elle seule à effacer ces besoins de 200 MW.

7. Stratégie d'acquisition de nouveaux approvisionnements

Le Distributeur résume ainsi sa stratégie d'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme⁸² :

TABLEAU 3.4 :
APPELS D'OFFRES PRÉVUS

	Besoins de 2028 (automne 2027)	Besoins de 2029 (automne 2028)	Besoins de 2030 (automne 2029)	Besoins de 2031 (automne 2030)
A/O de LT (1)(2) toutes sources (2024) Énergie annuelle		750 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	450 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée	800 MW de contribution annuelle en puissance et énergie associée
A/O de CT (2024/2025) Base hivernale	1 400 MW puissance et énergie garantie	1 400 MW puissance et énergie garantie		
A/O de LT (2024/2025) Base hivernale			1 400 MW puissance et énergie garantie	

Notes :

(1) En fonction des capacités résiduelles sur le réseau suite à l'octroi des projets issus de l'AO 2023-01. Les besoins qui n'auraient pas été comblés à l'issu de cet AO de LT pourront l'être par des AO de CT.

(2) Aux fins du calcul de l'énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

Premièrement, au chapitre précédent, nous avons démontré la faisabilité de compter sur 1 400 MW et 4,1 TWh d'approvisionnements de court terme de courte durée pour chaque hiver à compter de l'hiver 2027-2028 comme le propose le Distributeur (ligne 2 du tableau 3.4). Toutefois, nous comprenons du tableau 3.4 ci-dessus que le Distributeur compte lancer en 2024/2025 les A/O de court terme pour acquérir de tels approvisionnements pour des livraisons requises en décembre 2027⁸³, ce que nous considérons comme un préavis beaucoup trop long qui n'a pas été justifié par le Distributeur. Nous sommes plutôt d'avis que de tels approvisionnements devraient être modulés en fonction

⁸² B-0167, page 10, tableau 3.4.

⁸³ Voir aussi B-0161, page 21, réponse 7.2.

des besoins et devraient faire l'objet d'un A/O à chaque année⁸⁴, lequel serait lancé 12 mois avant le début de l'hiver où le besoin est identifié (par exemple, pour des livraisons débutant en décembre 2027, l'A/O devrait être lancé en décembre 2026).

RECOMMANDATION NO. 7 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie d'approuver la stratégie du Distributeur de compter sur 1 400 MW et 4,1 TWh d'approvisionnements de court terme de courte durée sur une base hivernale à compter de l'hiver 2027-2028. Toutefois, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de moduler ces approvisionnements en fonction des besoins de chaque hiver et de lancer un A/O à chaque année, 12 mois avant le début de l'hiver où le besoin est identifié, le cas échéant.

Deuxièmement, au chapitre précédent, nous avons également formulé une recommandation de prolonger les approvisionnements de court terme de 1 400 MW (2^e ligne du tableau) sur une base d'une décision une année à la fois sur tout l'horizon du Plan. Dans ce contexte, l'A/O pour l'acquisition de 1 400 MW de puissance et énergie garantie sur base hivernale à compter de l'automne 2029 (3^e ligne du tableau) n'est plus requis.

RECOMMANDATION NO. 8 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme en 2024/2025 pour l'acquisition de 1 400 MW de puissance et énergie garantie sur base hivernale à compter de l'automne 2029.

Troisièmement, au chapitre précédent, nous avons formulé des recommandations qui, dans un premier temps, abaissent à 200 MW le besoin

⁸⁴ En conformité avec la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les contrats d'approvisionnement en électricité d'un an et moins* : <https://www.hydroquebec.com/data/achats->

d'approvisionnements de long terme en puissance pour l'hiver 2028-2029 et à 700 MW pour l'hiver 2029-2030 (tableau C-AHQ-ARQ-6). Dans un deuxième temps, nous avons aussi fourni une liste de potentiels non exploités en indiquant qu'une activation de seulement 11 % de la puissance associée pourrait éliminer le besoin de 200 MW de puissance en 2028-2029, ce qui nous semble une cible tout à fait atteignable d'ici l'automne 2028 pour les raisons invoquées au chapitre précédent.

RECOMMANDATION NO. 9 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme en 2024 pour l'acquisition de 750 MW de puissance et énergie associée annuelle à compter de l'automne 2028.

Pour ce qui est des besoins identifiés dans le tableau 3.4 pour des A/O de long terme sur base annuelle pour des besoins à compter de l'automne 2029 (première ligne, 3^e et 4^e colonnes du tableau), il est encore trop tôt pour se prononcer alors que le délai requis entre le lancement d'un A/O de long terme et la date garantie de début des livraisons du contrat qui découlera de cet A/O est de cinq ans⁸⁵. Ainsi, une décision à l'automne 2024 sera suffisante, ce qui laissera le temps d'avoir accès à des prévisions plus précises et à certains résultats concrets sur le potentiel non exploité que nous avons identifié au chapitre précédent.

[electricite-quebec/pdf/proc_240701_fr.pdf](#).

⁸⁵ B-0152, page 33, réponse 9.2.

RECOMMANDATION NO. 10 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme pour l'acquisition de 450 MW pour des besoins de 2030 et de 800 MW pour des besoins de 2031 et de reporter la décision à l'automne 2024 à la suite du dépôt de l'État d'avancement 2024 du Plan.

8. Coûts évités

Les coûts évités ont plusieurs applications dont l'évaluation des crédits à accorder pour des initiatives d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande, les diverses études économiques d'ajouts d'équipements sur les réseaux, etc. et qui, conséquemment, ont une influence sur les tarifs à assumer par les consommateurs.

Dans sa décision procédurale, la Régie a retenu le sujet d'intervention de l'AHQ-ARQ portant sur les coûts évités, en le limitant à la période d'application des coûts évités de fourniture de long terme⁸⁶.

8.1. En énergie

En énergie, le Distributeur propose de fixer le signal de coût évité de long terme à compter de 2027⁸⁷. Or, nous sommes d'avis que cette proposition n'est pas cohérente avec les prévisions de celui-ci selon lesquelles des approvisionnements de long terme ne seront requis qu'à partir de 2028 avec les nouveaux approvisionnements prévus en énergie⁸⁸.

Le Distributeur fournit l'explication suivante sur cette divergence⁸⁹ :

« 5.8 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (vi) selon laquelle le bilan d'énergie montrerait, jusqu'en 2026 inclusivement, que les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie et le bilan apparaissant au tableau 4.2 de la référence (ii) qui montre que les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie jusqu'en 2027 inclusivement.

⁸⁶ A-0070, page 38, paragraphe 143.

⁸⁷ B-0168, page 41, ligne 13.

⁸⁸ B-0167, page 12, tableau 4.2.

Réponse :

La référence (vi) se base sur le bilan de référence, c'est à dire celui comprenant uniquement les approvisionnements existants et s'appuie donc sur des ressources déjà engagées (contrats signés, projets déjà en cours ou dont la mise en service semble certaine). La référence (ii) montre l'évolution attendue des bilans avec les approvisionnements planifiés, provenant notamment d'appels d'offres à venir et de la prolongation de contrats existants. Pour les coûts évités, le passage de court terme à long terme est établi en fonction des bilans de référence tant d'énergie que de puissance. Ainsi, toutes choses étant égales par ailleurs, ces dates pourraient être modifiées dans les prochains états d'avancement ou plans d'approvisionnement en fonction des nouveaux contrats signés ou ententes conclues. » (Nous soulignons)

Nous ne pouvons pas être en accord avec cette approche qui, selon nous, dénote une méthodologie inadéquate.

En effet, un coût évité représente la valeur marginale par rapport à la solution optimale la plus probable et non par rapport à une solution de « référence » arbitraire. Or, la solution la plus probable selon le Distributeur est celle qui correspond aux nouveaux approvisionnements prévus et non seulement aux approvisionnements existants. Sinon, le Distributeur consentirait un prix de long terme pour trop d'approvisionnements, soit les approvisionnements requis comme tel puis pour une initiative comme, par exemple, une économie d'énergie. Et en proposant de rectifier la situation lors des prochains états d'avancement et plans, le Distributeur ne règle pas le cas de l'année courante.

⁸⁹ B-0158, pages 18 et 19, demande 5.8.

De plus, comme nous le montrons au tableau C-AHQ-ARQ-7 plus haut, nous sommes d'avis que la solution optimale à retenir serait de prévoir des approvisionnements de long terme en énergie seulement à compter de l'année 2030.

RECOMMANDATION NO. 11 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie d'appliquer le signal de coût évité de long terme en énergie à partir de l'année 2030. Subsidiairement, si la Régie ne devait pas retenir nos recommandations sur la solution optimale à préconiser pour la stratégie d'approvisionnements du Distributeur, nous recommandons alors d'appliquer le signal de coût évité de long terme en énergie à partir de l'année 2029.

8.2. En puissance

En puissance, le Distributeur propose de fixer le signal de coût évité de long terme à compter de l'hiver 2027-2028⁹⁰. Or, nous sommes d'avis que cette proposition n'est pas cohérente avec les prévisions de celui-ci selon lesquelles des approvisionnements de long terme ne seront requis qu'à partir de l'hiver 2028-2029 avec les nouveaux approvisionnements prévus en puissance⁹¹. De plus, si la Régie devait retenir nos recommandations du chapitre précédent, des approvisionnements de long terme en puissance ne seraient requis qu'à compter de l'hiver 2029-2030.

⁹⁰ B-0168, page 41, lignes 24 à 26.

⁹¹ B-0167, page 14, tableau 4.4.

RECOMMANDATION NO. 12 : Par conséquent, pour des motifs semblables à ceux invoqués dans le cas de l'énergie plus haut, nous recommandons à la Régie d'appliquer le signal de coût évité de long terme en puissance à partir de l'hiver 2029-2030. Subsidiairement, si la Régie ne devait pas retenir nos recommandations sur la solution optimale à préconiser pour la stratégie d'approvisionnements du Distributeur, nous recommandions alors d'appliquer le signal de coût évité de long terme en puissance à partir de l'hiver 2028-2029.