R-4210-2022 PHASE 1

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

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

3 mai 2023

Table des matières

Sommaire et recommandations 4

1. Mandat 11

2. Contexte du Plan d'approvisionnement 13

3. Prévision de la demande 15

3.1. Secteurs émergents 17

3.2. Véhicules électriques 18

3.3. Aléas de la demande 22

4. Approvisionnements – Bilan de puissance 27

4.1. Contribution de la production éolienne 29

4.2. Moyens de gestion de la puissance 33

4.2.1. Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01) 33
4.2.2. Électricité interruptible (« OÉI ») 33
4.2.3. GDP Affaires 38
4.2.4. Tarification dynamique 40
4.2.5. Hilo 47
4.2.6. Interruption des chaînes de blocs 49
4.2.7. Démarrage de la centrale des IDLM en pointe 50
4.2.8. Abaissement de tension 51
4.2.9. Autres moyens non comptés par le Distributeur 55
4.2.10. Option d'électricité additionnelle (« OÉA ») 56

4.3. Réserve pour respecter le critère de fiabilité 57

4.3.1. Résultats du calcul de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance 57
4.3.2. Calcul du taux de réserve des moyens de gestion de la demande 60
4.3.3. Examen du modèle MARS et de son utilisation par le Distributeur 66

5. Approvisionnements - Bilan d'énergie 70

5.1. Le bilan 72

5.2. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur 76

5.3. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur 84

6. Approvisionnements - Utilisation optimale des conventions d'énergie différée 86

7. Approvisionnements - Impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs 92

8. Approvisionnements - Fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique 95

9. Coûts évités 96

9.1. En puissance 96

9.2. En énergie 98

9.3. Transport et distribution 100

10. Plan d'approvisionnement 2023-2032 des réseaux autonomes 102

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »).

À la suite de l'ensemble de nos analyses, nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

A. Prévision de la demande

1. Demander au Distributeur de déposer, lors de l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance, et fournir une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme.

   D'ici là, nous invitons la Régie à faire preuve de prudence dans l'approbation de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance sachant que la prévision de la présence de la recharge des véhicules électriques peut être surestimée au moment des pointes journalières.

2. Demander au Distributeur d'expliquer, avant la tenue de l'audience, les écarts observés entre les deux fichiers de variations en puissance par rapport à une année normale, tels que comparés au tableau AHQ-ARQ-1 et de déposer une nouvelle version dans le cas d'erreurs.

B. Bilan de puissance

3. Exiger du Distributeur qu'il dépose, dès que possible, les résultats des études en cours pour évaluer l'impact d'une plus forte pénétration de l'éolien au Québec de même qu'un échéancier indiquant les études qu'Hydro-Québec prévoit compléter, avec les dates envisagées.

4. Demander au Distributeur de déposer le plus rapidement possible un rapport d'étape sur les projets pilotes réalisés durant l'hiver 2022-2023 puis une proposition formelle de demande de modification aux tarifs des options d'électricité interruptible et ce, afin d'assurer la réalisation et possiblement le dépassement de la puissance de l'électricité interruptible prévue au Plan.

5. Afin de suivre un possible effet de fatigue de la tarification dynamique, demander au Distributeur d'inclure, dans le suivi annuel de la tarification dynamique, un tableau du même type que le tableau R-16.1 de la pièce B-0100.

6. Limiter les prévisions de réduction pour Hilo à retenir dans le bilan de puissance du Distributeur, à 50 % de la valeur de la cible de réduction qui apparaît au Contrat de service entre Hilo et Hydro-Québec et ce, à compter de l'hiver 2026-2027.

7. Retirer le moyen *Démarrage de la centrale des IDLM en pointe* du Bilan de puissance du Distributeur.

8. 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 recommandons de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance.

9. Demander au Distributeur de procéder, dès l'état d'avancement 2023, aux changements décrits au 2e paragraphe de la réponse 2.1 de la pièce B-0056, afin que l'effacement des clients ayant souscrit à l'OÉA soit traité de façon similaire aux autres moyens de gestion. Ces changements devront indiquer le taux de réserve de ce moyen et le situer dans l'ordonnancement des moyens pour les fins des analyses de fiabilité en puissance.

10. Demander au Distributeur de recalculer les taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance lors de chaque plan d'approvisionnement et de fournir un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082.

11. Demander au Distributeur de calculer un taux de réserve du moyen de gestion *Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01)* et de l'inclure dans un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082 et ce, dès l'État d'avancement de 2023.

12. Demander au Distributeur de présenter, dès l'État d'avancement de 2023, un taux de réserve de l'*Interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux* qui tienne compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.

13. Faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le Bilan de puissance et de ne pas retenir les valeurs de taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur et ce, tant que le développement du modèle MARS n'est pas complété de façon satisfaisante.

14. Demander au Distributeur de produire une preuve technique lors du prochain Plan d'approvisionnement où celui-ci démontrerait, avec des exemples de résultats probants provenant du modèle, que la nouvelle version à venir du modèle MARS rencontre toutes les fonctions nécessaires pour évaluer la réserve requise et le taux de réserve des moyens de gestion de façon adéquate et qu'elle réponde aux préoccupations que nous formulons dans le tableau C-AHQ-ARQ-5.

15. Dans la foulée de l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2022-062 où celle-ci proposait que les discussions techniques en lien avec les modèles de fiabilité, les délais d'appel et les taux de diffusion fassent l'objet de séances de travail, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de tenir une telle séance de travail avant le dépôt des demandes de renseignements dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement avec une présentation à déposer au moins 24 heures avant la tenue de la séance de travail.

C. Bilan d'énergie

16. Demander au Distributeur, dans les présentations de son bilan d'énergie, de distinguer entre les approvisionnements de long terme requis en hiver et hors hiver, comme il le fait déjà pour les achats de court terme.

17. Hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite sur les achats de court terme en hiver prévus en planification pour un scénario moyen de la demande.

18. Demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, en se prononçant sur les quantités à considérer au Québec et hors Québec et en envisageant la possibilité de distinguer entre la période de l'hiver et le reste de l'année.

Dans l'intervalle, nous recommandons à la Régie de considérer un potentiel de 7 TWh en provenance du Québec dans le calcul du respect du critère.

19. Nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.

D. Utilisation optimale des conventions d'énergie

20. Pour le moment, hausser, dans le bilan de puissance du Plan, la puissance rappelée pour l'hiver 2026-2027 à 650 MW (+250 MW) et de réduire la puissance rappelée pour l'hiver 2025-2026 à 450 MW (-250 MW) et de demander au Distributeur d'entreprendre les démarches auprès du Producteur le plus rapidement possible afin de réserver ces quantités comme il a été fait pour l'hiver 2025-2026.

E. Impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

21. Compte tenu du contexte énergétique actuel, approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les Conditions de service (les CS) et, conséquemment, à l'ouverture du guichet unique.

F. Fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique

22. Compte tenu du contexte énergétique actuel, approuver la demande du Distributeur visant à cesser d'accepter de nouvelles adhésions au tarif de développement économique.

G. Coûts évités

23. Retenir les signaux de coûts évités en puissance proposés par le Distributeur en décalant toutefois d'un an le début de la période de long terme à l'hiver 2027-2028.

    De plus, demander au Distributeur de mettre à jour le signal de coût évité de long terme en puissance (122 $/kW-an) en utilisant les prix des approvisionnements découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et ce, avant le début de l'audience dans le présent dossier.

24. Demander au Distributeur de mettre à jour le signal de coût évité de long terme en énergie (8,7 ¢/kWh) en utilisant les prix des approvisionnements découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et ce, avant le début de l'audience dans le présent dossier.

25. Exiger du Distributeur un plan de travail avec les principales tâches et dates prévues pour les activités du comité technique formé d'experts d'Hydro-Québec chargé d'analyser l'impact des différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution.

H. Plan d'approvisionnement 2023-2032 des réseaux autonomes

26. Demander au Distributeur de déposer, lors de l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance en réseaux autonomes, et fournir une prévision de la

puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements.

27. Demander au Distributeur de proposer, lors de l'État d'avancement 2023, une refonte du critère de fiabilité en puissance en réseaux autonomes qui tient compte du nouveau contexte avec l'avènement des productions de source renouvelable (p. ex., hydroélectrique, éolien et solaire).

1. Mandat

L'Association Hôtellerie Québec (« l'AHQ ») et l'Association Restauration Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire un rapport 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, l'AHQ-ARQ nous demande de nous prononcer sur tous les éléments du Plan mais en mettant l'emphase sur les méthodes d'évaluation et de démonstration de la fiabilité en puissance et en énergie et sur les stratégies mises de l'avant par le Distributeur dans la gestion optimale de ses ressources en puissance et en énergie.

Les préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ ont été exposées dans sa demande d'intervention à la pièce C-AHQ-ARQ-0004 du présent dossier. Elles couvrent notamment les sujets suivants :

- La prévision de la demande notamment en ce qui a trait :
    - aux secteurs émergents comme l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
    - aux effets des véhicules électriques;
    - aux aléas sur les besoins annuels en énergie et en puissance;

    - au suivi de la performance prévisionnelle des modèles;
- Les composantes du bilan de puissance et en particulier :
    - La contribution de la production éolienne;
    - La contribution et le potentiel des divers moyens de gestion de la puissance;
    - L'évaluation de la réserve pour respecter le critère de fiabilité et du taux de réserve des moyens de gestion;
- Le bilan en énergie et en particulier la démonstration de la fiabilité en énergie du Distributeur et de celle d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »);
- L'utilisation optimale des conventions d'énergie différée;
- L'impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs;
- La fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique;
- La détermination des coûts évités en puissance, en énergie et en transport et distribution;
- Le Plan d'approvisionnement 2023-2031 des Réseaux autonomes.

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 du Plan d'approvisionnement

Afin de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois, le Distributeur doit, en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois.

Le Distributeur a soumis à la Régie son Plan d'approvisionnement 2023-2032 suivant les exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (décret 925-2001) ainsi que du *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution* publié par la Régie le 11 juin 2010.

Le Plan s'inscrit dans le contexte de la fin des surplus et du retour d'importants besoins d'approvisionnements de long terme.

Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032 par rapport à des ventes d'électricité anticipées à 179,5 TWh en 2022. Cela se traduit par une croissance prévue des ventes régulières de 24,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %.

Les bilans les plus récents prévoient des approvisionnements de long terme à compter de 2027 en sus des approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et celui lancé le 31 mars 2023. La stratégie d'approvisionnement de ces besoins additionnels fera l'objet de la phase 2 du présent dossier.

Le Plan tient compte de plusieurs mesures en gestion de la demande de puissance, pour toutes les catégories de clients, par exemple, les mesures d'électricité interruptible, de GDP Affaires, de tarification dynamique et de l'agrégateur Hilo.

C'est dans un tel contexte que s'inscrit ce rapport d'expertise commandé par l'AHQ-ARQ.

3. Prévision de la demande

Le Distributeur présente ses prévisions des ventes régulières au Québec et des besoins en énergie sur la période couverte par le Plan. Celles-ci peuvent être résumées par les deux tableaux qui suivent[1] :

TABLEAU 3.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

En TWh	2022[1]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	**70,2**	**70,9**	**71,8**	**72,0**	**72,6**	**73,3**	**74,4**	**74,9**	**76,0**	**77,2**	**78,8**
Commercial	**46,1**	**47,0**	**47,6**	**48,4**	**49,5**	**50,5**	**51,7**	**52,7**	**53,9**	**54,9**	**55,8**
Dont:											
Commercial et institutionnel	40,0	40,7	41,3	41,9	42,7	43,6	44,8	45,8	46,9	47,9	48,7
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,3	6,4	6,5	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	7,0
Industriel	**63,2**	**63,7**	**64,7**	**66,1**	**66,9**	**67,6**	**68,4**	**68,6**	**68,9**	**69,2**	**69,8**
Dont:											
Industriel PME	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Industriel grandes entreprises	55,1	55,6	56,6	58,0	58,9	59,6	60,3	60,6	60,9	61,3	61,8
Alumineries	24,6	25,1	25,2	25,2	25,2	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3	25,3
Pâtes et papiers	10,2	9,9	10,1	10,0	9,9	9,8	9,7	9,5	9,4	9,3	9,2
Pétrole et chimie	4,8	4,7	4,7	5,1	5,3	5,5	5,8	6,1	6,5	6,7	6,9
Mines	4,3	4,3	4,8	5,2	5,7	6,3	6,7	6,8	6,9	7,1	7,3
Sidérurgie, fonte et affinage	7,2	7,7	7,8	8,3	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,6
Autres industriel grandes entreprises	3,9	4,0	4,0	4,2	4,2	4,3	4,4	4,4	4,4	4,4	4,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	**179,5**	**181,6**	**184,1**	**186,5**	**189,0**	**191,4**	**194,4**	**196,3**	**198,7**	**201,3**	**204,4**

Notes:
[1] *Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2022, normalisées pour les conditions climatiques*

TABLEAU 5.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ventes Régulières au Québec	**179,5**	**181,6**	**184,1**	**186,5**	**189,0**	**191,4**	**194,4**	**196,3**	**198,7**	**201,3**	**204,4**
+ Énergie interruptible	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	179,9	181,8	184,3	186,7	189,2	191,6	194,9	196,7	199,2	201,8	204,9
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,4	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,4	14,6	14,8	15,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	**192,8**	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2022)	**3,0**										

Notes:
- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

Le Distributeur présente également sa prévision des besoins en puissance sur la période couverte par le Plan. Celle-ci peut être résumée par le tableau qui suit[2] :

TABLEAU 5.3 :

PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

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.*

Le Distributeur présente le suivi de la performance prévisionnelle des modèles depuis 2012. **De façon générale, on peut constater que, depuis 2012, les prévisions du Distributeur surestiment systématiquement les besoins totaux en énergie et en puissance[3].**

De plus, dans le présent dossier, nous sommes d'avis que le Distributeur surestime la prévision de l'impact de la conversion des systèmes de chauffage en lien avec le programme biénergie[4], tel que l'a démontré l'AHQ-ARQ dans la phase 2 du dossier R-4169-2021 Phase 2[5].

Notre analyse de la prévision du Distributeur nous a amenés à commenter plus spécifiquement le secteur émergent des chaînes de blocs de même que l'impact des véhicules électriques.

[1] B-0009, pages 11 et 19, tableaux 3.1 et 5.1.
[2] B-0009, page 21, tableau 5.3.
[3] B-0009, pages 38 et 39, section 8.5.
[4] B-0056, page 15, tableaux R-4.2-A et R-4.2-B.
[5] R-4169-2021, C-AHQ-ARQ-0031 et C-AHQ-ARQ-0038, pages 2 et 3.

3.1. Secteurs émergents

Le Distributeur prévoit une croissance de 8,9 TWh pour les secteurs émergents sur l'horizon du Plan[6]. Notre analyse porte spécifiquement sur le secteur émergent des chaînes de blocs.

Le Distributeur prévoit que les besoins en puissance pour les chaînes de blocs atteindront 336 MW à l'horizon du Plan selon la répartition suivante[7] :

TABLEAU R-1.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER POUR L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Clients du Distributeur	98	83	84	112	115	116	116	116	116	116	116	116	116	116
Réseaux municipaux	16	79	81	102	140	149	164	192	212	220	220	220	220	220
TOTAL	**113**	**162**	**165**	**214**	**255**	**265**	**280**	**308**	**328**	**336**	**336**	**336**	**336**	**336**

Le Distributeur précise qu'il ne peut faire la distinction des volumes prévus entre le bloc de 210 MW des abonnements existants en réseaux municipaux et le bloc additionnel de 40 MW octroyé aux réseaux municipaux par la décision D-2021-007 en raison de l'approche de prévision par enveloppes de croissance. Toutefois, l'on peut constater que le Distributeur prévoit à terme des besoins de 220 MW qui correspondent à des ventes de 205 MW si on exclut les pertes globales de 7,3 %[8], soit 82 % des blocs autorisés totalisant 250 MW.

Du côté des clients du Distributeur, la puissance prévue à terme est de 116 MW, ce qui correspond à des ventes de 108 MW si on exclut les pertes globales de 7,3 %, soit 58 % de la somme des puissances autorisées de 155,1 MW pour les abonnements existants restants[9] et de 32,6 MW issus de l'A/P 2019-01[10].

[6] B-0009, page 12, figure 3.1.
[7] B-0056, page 5, tableau R-1.1.
[8] B-0009, page 20, tableau 5.2.
[9] B-0043, page 16, tableau R-3.1; et B-0056, pages 5 et 6, réponse 1.2.
[10] B-0056, page 7, tableau R-1.4.

Dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Dernier Plan »), le Distributeur considérait que l'ensemble des abonnements existants (158 MW) consommeraient à leur plein potentiel dès décembre 2020[11]. Nous étions alors d'avis que cette prévision n'était pas atteignable[12] et effectivement cette consommation n'a été que de 95 MW en février 2023[13] soit sensiblement au même niveau qu'en janvier 2019 (91 MW[14]).

Cette fois-ci, nous sommes d'avis que la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est raisonnable sur l'horizon du Plan.

3.2. Véhicules électriques

Près du tiers de l'accroissement des ventes prévues par le Distributeur sur l'horizon du Plan, soit 31 %, résulte de l'électrification des transports (7,8 TWh sur un total de 24,8 TWh) alors que le Distributeur évalue à 2,2 millions le nombre de véhicules électriques en circulation en 2032, soit 39 % du parc automobile québécois[15].

En puissance, le Distributeur évalue que la contribution associée à l'ajout des véhicules électriques sur la croissance des besoins est de 1 700 MW sur l'horizon du Plan, soit 42 % de la croissance totale des besoins à la pointe d'hiver de 4 031 MW[16]. **Une telle hausse de la puissance causée par les véhicules électriques nous semble, d'emblée, des plus préoccupantes.**

[11] R-4110-2019, B-0041, page 5, réponse 1.4.
[12] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, page 26.
[13] B-0060, page 4, tableau R-1.1.
[14] R-4110-2019, B-0005, page 5, réponse 1.4.
[15] B-0009, page 12.
[16] B-0009, page 21.

La progression de la prévision en puissance de l'usage des véhicules électriques est présentée au tableau suivant[17] :

TABLEAU 5.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Usages														
Chauffage des espaces Résidentiel	13,930	14,111	14,281	14,621	14,773	14,949	15,092	15,209	15,308	15,380	15,439	15,475	15,502	15,531
Chauffage des espaces Commercial	3,579	3,603	3,582	3,660	3,677	3,698	3,720	3,738	3,754	3,764	3,772	3,775	3,781	3,787
Eau chaude Résidentiel	1,948	1,962	1,995	2,015	2,037	2,056	2,060	2,069	2,079	2,096	2,100	2,110	2,122	2,140
Industriel	8,017	8,296	8,084	8,691	8,455	8,508	8,661	8,797	8,873	8,961	9,014	9,063	9,101	9,149
Hydrogène/Biométhanisation	0	0	0	0	0	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	0	0	0	0	0	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	88	98	92	128	141	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	113	162	165	214	255	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	76	103	128	184	170	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688	940	1,282	1,799
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10,192	10,481	10,176	10,062	10,223	10,102	9,971	9,832	9,753	9,693	9,671	9,630	9,566	9,440
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR *(Besoins visés par le Plan)*	**37,972**	**38,862**	**38,566**	**39,665**	**39,851**	**40,120**	**40,535**	**40,959**	**41,321**	**41,735**	**42,156**	**42,627**	**43,094**	**43,696**

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.*

Le tableau suivant montre que d'autres charges, soit celles du Transport public et des Camions électriques s'ajoutent à la ligne des Véhicules électriques du tableau précédent[18] :

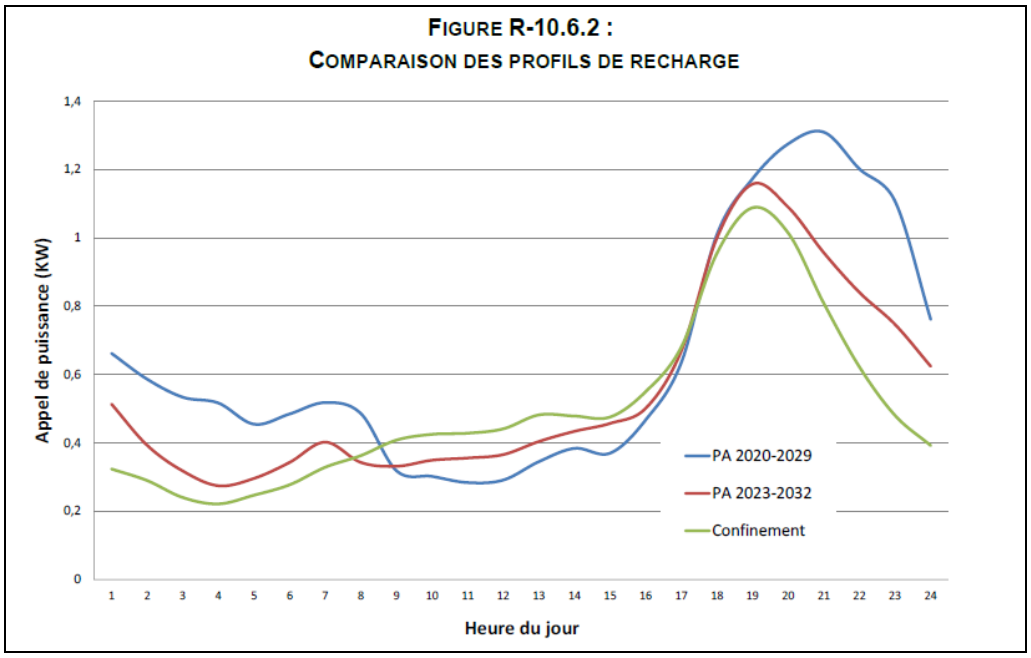
TABLEAU R-3.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2032-2032
Usages										
Véhicules électriques	120	166	223	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Résidentiel	100	138	185	247	320	422	570	778	1 062	1 489
Commercial	21	29	38	51	66	88	119	162	221	310
Transport public	32	55	68	78	85	93	140	186	224	224
Camions électriques	0	0	0	1	3	6	12	20	31	46

Nous comprenons qu'une telle prévision est basée sur une analyse historique des profils de consommation des dernières années[19]. À partir des données disponibles et après avoir procédé à un ajustement pour l'effet télétravail, le Distributeur a construit le graphique suivant qui représente le profil horaire de la

[17] B-0009, page 21, tableau 5.3.
[18] B-0061, page 22, tableau R-3.2.
[19] B-0009, pages 36 et 37, section 8.4.2; et B-0043, pages 54 et 55.

recharge d'un véhicule électrique au Québec en jour de pointe pour divers scénarios[20] :



Nous comprenons que les prévisions du Distributeur supposent qu'un tel profil va se répéter sur l'horizon du Plan, une hypothèse qui nous semble très pessimiste ou à tout le moins peu pro-active. En effet, un tel profil suppose que les durées et capacités de recharge ne s'amélioreront pas et que le Distributeur n'appliquera aucun contrôle ou incitatif pour déplacer cet usage vers les heures où la demande globale est plus basse, par exemple en nuit. Nous sommes d'avis que la recharge d'un véhicule électrique est beaucoup plus facile à déplacer dans le temps que, par exemple, la cuisson ou l'éclairage pour n'en citer que quelques-uns.

Bien qu'il n'en tienne pas compte dans sa prévision, le Distributeur précise qu'il est à l'affût de toutes les offres qui pourraient lui permettre de réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et que ces offres pourraient

[20] B-0043, page 55, figure R-10.6.2.

prendre la forme d'un signal de prix par le biais d'une tarification différentiée dans le temps ou d'appuis visant l'installation de bornes de recharge connectées[21].

Nous sommes d'avis qu'il ne suffit pas que le Distributeur soit « *à l'affût* » des offres qui pourraient lui permettre de réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance, mais qu'il propose un plan d'action pour gérer la situation avec une prévision de la puissance qui pourra être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour des besoins de nouveaux approvisionnements de long terme, comme d'autres l'ont fait.

Par exemple, dès 2021, BC Hydro prévoyait des actions concrètes[22]:

> « *Electric vehicle peak reduction is focused on encouraging customers to defer electric vehicle charging to off-peak periods. The electric vehicle market is rapidly increasing in size. From a utility perspective, the ability to satisfy electric vehicle charging demand can be a challenge if most electric vehicles are charged during peak demand periods, such as in the early evening.*
>
> […]
>
> *Pursue a combination of education and marketing efforts as well as incentives for smart-charging technology for customers to support a voluntary residential time-of-use rate to shift home charging by 50 per cent of residential electric vehicle drivers to off-peak demand periods (50 per cent electric vehicle driver participation) to achieve approximately 100 MW of capacity savings at the system level by fiscal 2030;* » (Nous soulignons)

[21] B-0061, page 26, réponse 3.17.

<u>RECOMMANDATION NO. 1 :</u> En conclusion, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de déposer, lors de l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance, et fournir une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme.

D'ici là, nous invitons la Régie à faire preuve de prudence dans l'approbation de nouveaux approvisionnements de long terme en puissance sachant que la prévision de la présence de la recharge des véhicules électriques peut être surestimée au moment des pointes journalières.

3.3. Aléas de la demande

Le Distributeur présente ainsi l'aléa climatique[23] :

> « *L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité, principalement aux fins de chauffage ou de climatisation, par rapport au scénario de référence établi à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre tout au long de l'année.*
>
> *Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales.*

[22] https://www.bchydro.com/content/dam/BCHydro/customer-portal/documents/corporate/regulatory-planning-documents/integrated-resource-plans/current-plan/integrated-resource-plan-2021.pdf, pages 18 et 28, consulté le 30 avril 2023.
[23] B-0009, page 22, section 6.1.

L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à partir de 357 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2021.

L'aléa climatique évolue en fonction de la charge de chauffage et de climatisation des espaces, qui dépendent à leur tour de la diffusion et de l'efficacité des équipements de chauffage et de climatisation, ainsi que de l'impact des changements climatiques. À plus long terme, l'aléa climatique sera aussi affecté par les efforts de décarbonation. Les programmes de conversion des équipements de chauffage ainsi que l'introduction de nouvelles technologies sensibles aux variations climatiques, tels les véhicules électriques et la production solaire photovoltaïque, auront aussi un impact sur l'aléa climatique. Cet aléa montre peu de croissance sur la période couverte par le Plan.

À titre d'exemple, selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels de 2023 seraient supérieurs de 5,7 TWh à ceux d'une année normale. À l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient une réduction des besoins d'environ 6,2 TWh par rapport à la normale. Par ailleurs, les besoins ont une variabilité plus importante en hiver et moindre en été, face aux conditions climatiques.

Pour ce qui est des besoins à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 5 000 MW. » (Nous soulignons)

Nous sommes étonnés de la conclusion obtenue par le Distributeur selon laquelle l'impact des conditions climatiques peut atteindre environ 5,7 TWh et environ 5 000 MW alors que ces valeurs étaient de 5,0 TWh et de 4 000 MW lors du Dernier Plan[24].

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ sur cette conclusion, le Distributeur a fourni un fichier Excel qui présente les variations en puissance par rapport à une année normale pour chacune des conditions climatiques observées sur la période 1972 à 2021[25]. Tout d'abord, ce fichier commence en 1972 alors que les 357 simulations horaires chronologiques mentionnées dans l'extrait précédent commencent en 1971. **Nous profiterons de l'audience pour comprendre cette différence.**

De plus, nous avons comparé les valeurs fournies avec les valeurs des mêmes années fournies dans le Dernier Plan[26] et nous avons observé des différences majeures difficilement explicables. Le tableau suivant présente quelques exemples de différences pour trois années en particulier.

[24] R-4110-2019, B-0007, p. 33.
[25] B-0056, page 15, réponse 5.1.
[26] R-4110-2019, B-0051.

Tableau AHQ-ARQ-1
Variations en puissance par rapport à une année normale (MW)

Hiver	Décalage (jours)	Variation Plan 2023-2032 (MW)	Variation Plan 2020-2029 (MW)	Écart (MW)
1981	-9	4764	2035	2729
1981	-6	5202	1969	3233
1981	-3	3801	3734	67
1981	0	4929	3830	1099
1981	3	4070	3673	397
1981	6	1970	2528	-558
1981	9	1557	1304	253
2011	-9	488	1989	-1501
2011	-6	1892	-664	2556
2011	-3	1943	-1212	3155
2011	0	1880	1972	-92
2011	3	-286	2071	-2357
2011	6	2008	2088	-80
2011	9	-535	2031	-2566
2016	-9	149	1205	-1056
2016	-6	69	-1437	1506
2016	-3	129	-719	848
2016	0	83	1133	-1050
2016	3	-1326	1313	-2639
2016	6	231	1358	-1127
2016	9	-1339	1317	-2656

Nous n'arrivons pas à expliquer les écarts entre les deux fichiers et, en particulier, les exemples rapportés ci-dessus. Par exemple, comment expliquer qu'un scénario passe de 1 969 MW à 5 202 MW (1981, décalage -6) avec l'ajout de seulement trois années dont deux sont d'ailleurs sous la normale et l'autre est légèrement au-dessus de la normale, selon les informations du fichier fourni? Ou encore comment expliquer qu'un scénario passe de 1 317 MW (plus froid que la normale) à -1 339 MW (plus chaud que la normale) (2016, décalage 9)?

Sans explications sur les écarts observés ci-dessus, il nous apparaît difficile de se prononcer sur l'aléa climatique proposé par le Distributeur.

<u>RECOMMANDATION NO. 2 :</u> Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur, d'expliquer, avant la tenue de l'audience, les écarts observés entre les deux fichiers de variations en puissance par rapport à une année normale, tels que comparés au tableau AHQ-ARQ-1 et de déposer une nouvelle version dans le cas d'erreurs.

4. Approvisionnements – Bilan de puissance

Dans sa preuve originale, le Distributeur présente le bilan de puissance suivant[27] :

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

On peut constater que des besoins de nouveaux approvisionnements apparaissent à compter de l'hiver 2026-2027 pour 350 MW et de façon plus intense à compter de l'hiver 2027-2028 (pour 1 700 MW) avec la fin des contrats de base et cyclable (incluant la puissance rappelée), le 28 février 2027. Toutefois, le Distributeur indique que ce bilan n'intègre pas les nouveaux approvisionnements qui seront acquis dans le cadre des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui devaient être lancés avant la fin de 2022.

[27] B-0020, page 14, tableau 3.3.

Depuis, les appels d'offres qui devaient être lancés avant la fin de 2022 ont été abrogés et remplacés par le *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne*.

Le Distributeur a déposé un bilan de puissance plus à jour (le « Bilan de puissance ») qui tient compte de l'intégration des résultats des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 ainsi que du *Règlement sur le bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne*, dont les mises en service sont échelonnées entre 2027 et 2029[28] :

TABLEAU R-1.4 :
BILAN DE PUISSANCE
APRÈS L'INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	**2019-2020**	**2020-2021**	**2021-2022**	**2022-2023**	**2023-2024**	**2024-2025**	**2025-2026**	**2026-2027**	**2027-2028**	**2028-2029**	**2029-2030**	**2030-2031**	**2031-2032**
BESOINS À LA POINTE	**38 783**	**38 775**	**39 469**	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 634	3 754	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**42 445**	**42 409**	**43 223**	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS													
Approvisionnements planifiés													
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**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	0	0	0	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 827**	**1 879**	**1 926**	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
• Éolien (1)	1 467	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	257	309	336	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	103	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 290**	**1 212**	**1 403**	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	1 000	738	856	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*280*	*407*	*413*	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*9*	*53*	*106*	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*2*	*14*	*28*	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***275***	***416***	***428***	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Interruption chaînes de blocs	*25*	*166*	*178*	*242*	*251*	*266*	*292*	*312*	*319*	*319*	*319*	*319*	*319*
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	0	0	0	58	60	60	60	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Nouveaux approvisionnements prévus (AO 2021 et 2023)*								**617**	**817**	**1 017**	**1 217**	**1 217**	**1 217**
Puissance additionnelle requise													
Contribution des marchés de court terme	**500**	**350**	**900**	**900**	**850**	**900**	**850**	**800**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**850**	**1 050**	**1 400**	**1 900**	**2 550**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

*Correspond à la contribution attendue en puissance des soumissions retenues dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 302 MW éolien (121 MW) et 480 MW renouvelable (496 MW) et celle prévue de l'AO qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien (600 MW), pour des mises en service échelonnées entre 2027 et 2029.

Note : PA 20-29 – Plan d'approvisionnement 2020-2029, EA 2020 et EA 2021 – respectivement les États d'avancement 2020 et 2021

À la suite de l'intégration des nouveaux approvisionnements prévus par les appels d'offres lancés en 2021 et en 2023, le besoin d'approvisionnements de

[28] B-0077, page 9, tableau R-1.4.

long terme se situe maintenant à compter de l'hiver 2027-2028 pour 850 MW, toujours avec la fin des contrats avec HQP susmentionnés. La stratégie pour acquérir ces besoins additionnels d'approvisionnements n'est pas encore définie et elle fera l'objet de la phase 2 à venir dans le présent dossier[29].

Notre examen portera principalement sur :

- La contribution de la production éolienne
- les moyens de gestion en puissance qui apparaissent aux sections *Contrats de puissance (A/O 2015-01)*, *Gestion de la demande de puissance* et *Autres moyens* auxquels s'ajouteront les charges de l'Option d'électricité additionnelle (« OÉA »); et
- la *Réserve pour respecter le critère de fiabilité*.

De plus, la stratégie pour la *Puissance rappelée* sera examinée dans le chapitre 6.

4.1. Contribution de la production éolienne

Le Distributeur prévoit que les approvisionnements éoliens futurs fourniront la même contribution en puissance que les parcs actuels équivalant à 40 % de la puissance contractuelle en se basant sur l'entente d'intégration éolienne courante[30].

Toutefois, un rapport de l'IREQ indique que des problématiques particulières pourraient se présenter avec des puissances installées dépassant celle de la totalité des parcs existants et que des études seraient requises[31] :

[29] A-0013, page 18, paragraphes 48 et 49.
[30] B-0020, pages 14 (note (1)), 16, 28 et 34.
[31] Rapport IREQ 2016-0059 :

« ***3.3 <u>La pénétration éolienne et ses limites</u>***

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'<u>une analyse en profondeur est nécessaire</u> 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.

<u>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</u>

http://www.hydroquebec.com/data/loi-sur-acces/pdf/c-5448-document.pdf , page 73 (PDF 95), section 3.3.

> *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 entraine 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 empoche 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)

Par conséquent, nous sommes d'avis que les résultats de telles études pourraient affecter les ententes d'intégration éolienne à venir et éventuellement affecter les quantités sur lesquelles le Distributeur peut compter dans son bilan de puissance surtout compte tenu de la contribution anticipée de la filière éolienne aux nouveaux approvisionnements requis, comme le notait la Régie[32].

En décembre 2022, le Distributeur a indiqué que de telles études étaient en cours sans toutefois mentionner depuis quand de telles études sont en cours ni quand elles seront complétées[33].

[32] A-0013, page 21, paragraphe 62.
[33] R-4207-2022, B-0016, page 6, réponse 2.1.

En plus de ce constat de l'IREQ évoqué ci-dessus, un rapport du groupe de travail *Wind Task 25* de la très respectée Agence Internationale de l'Énergie intitulé *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*, auquel ont participé des experts représentant plusieurs juridictions internationales dont Hydro-Québec, dresse le portrait des problématiques à prévoir en cas de forte pénétration éolienne. Le graphique illustre bien la situation en ce qui a trait à la contribution en puissance[34] :

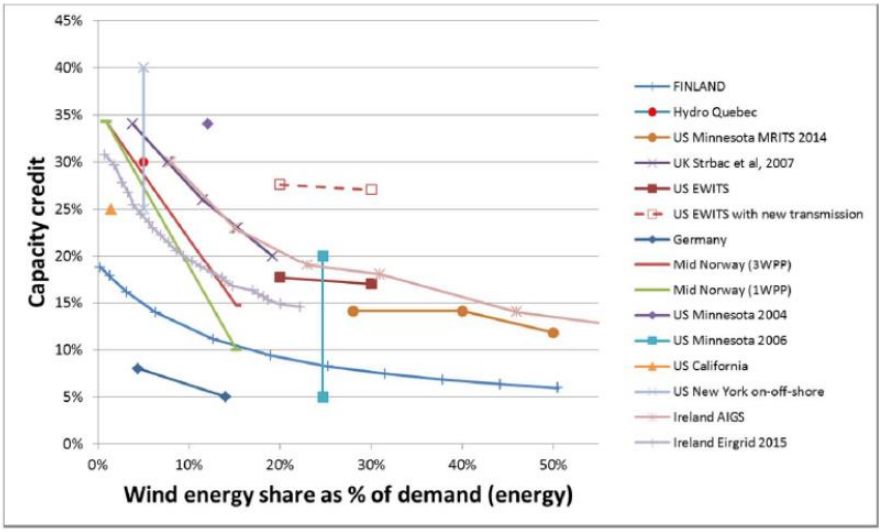


Figure 22. Capacity value (capacity credit) of wind power. Comparison of results from different analyses.

On peut constater de ce graphique une pente négative prononcée pour la contribution en puissance de la production éolienne pour des taux de pénétration variant entre 5 % et 10 %, soit la zone dans laquelle le Distributeur prévoit se situer. Il apparaît donc important que ce dernier obtienne les résultats des études en cours le plus tôt possible avant de s'engager dans cette voie.

[34] Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase three 2012–2014 https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/technology/2016/T268.pdf , page 48 (PDF 49).

<u>RECOMMANDATION NO. 3 :</u> En conclusion de cette section, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il dépose, dès que possible, les résultats des études en cours pour évaluer l'impact d'une plus forte pénétration de l'éolien au Québec de même qu'un échéancier indiquant les études qu'Hydro-Québec prévoit compléter avec les dates envisagées.

4.2. Moyens de gestion de la puissance

Dans cette section, nous procédons à l'inventaire des moyens de gestion de la puissance à la disposition du Distributeur (les « moyens de gestion ») que l'on peut retrouver dans le Bilan de puissance au tableau R-1.4 reproduit plus haut. Nous formulons des recommandations sur certains d'entre eux.

4.2.1. Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01)

Le Distributeur a conclu trois contrats avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), de 100 MW, 200 MW et 200 MW, pour 20 ans à partir du 1er décembre 2018[35].

Ces quantités peuvent être appelées avec un délai de 4 heures et il n'y a aucune restriction sur les heures d'appel jusqu'à concurrence de 351 heures par année contractuelle du 1er décembre au 30 novembre.

Il est à noter qu'aucun taux de réserve n'est actuellement appliqué sur ce moyen, ce qui fera l'objet d'une recommandation dans la section 4.3.2 plus bas.

4.2.2. Électricité interruptible (« OÉI »)

Il existe présentement quatre types de programmes d'électricité interruptible soit les options I et II pour la clientèle de moyenne puissance et les options I et II

[35] R-3939-2015, B-0009 à B-0011; et R-9001-2021, B-0008, page 8, tableau 1.

pour la clientèle au tarif L[36]. Étant donné que l'option I pour la clientèle au tarif L couvrait 100 % du total en 2022-2023[37], nous nous limiterons ici à l'analyse de celle-ci.

Au cours d'un hiver, ce moyen peut être appelé avec un préavis relativement court de 2 heures pour des périodes allant de 4 à 10 heures par jour, pour un maximum de 100 heures par hiver.

Dans le Dernier Plan, le Distributeur prévoyait un potentiel de 1 340 MW pour ce moyen[38]. Le Distributeur prévoyait alors apporter des modifications aux options d'électricité interruptible dans le but d'accroître la participation de sa clientèle à ces mesures[39]. Ces modifications pouvaient signifier un recalibrage des compensations financières ou la mise en place de modalités adaptées à la réalité opérationnelle des clients industriels et le Distributeur prévoyait alors consulter ses clients industriels de grande puissance sur les ajustements nécessaires à l'OÉI qui pourraient permettre de maximiser leur contribution[40].

En 2014, la Régie demandait au Distributeur d'évaluer la possibilité de hausser la contribution d'électricité interruptible dès le dépôt du prochain état d'avancement, si les résultats pour l'hiver 2015-2016 étaient supérieurs à 1000 MW[41].

En 2013-2014, le Distributeur a obtenu une contribution de l'électricité interruptible de 1 307 MW[42] alors que celle-ci a atteint 1 290 MW pour l'hiver 2015-2016[43].

---

[36] https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20230401 , pages 66 à 71 et 121 à 128; et R-4110-2019, B-0042, page 14, tableau R-6.1.
[37] https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/approvisionnement-options-tarifaires-electricite-interruptible-et-additionnelle-2022.pdf , page 16, tableau 10, consulté le 26 avril 2023.
[38] R-4110-2019, B-0045, page 37, tableau R-8.2.
[39] R-4110-2019, B-0043, page 27, réponse 11.3.
[40] R-4110-2019, B-0045, pages 21 et 22, réponse 4.4.
[41] D-2014-205, dossier R-3864-2013, page 26, paragraphe 92.
[42] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_Criteres/HQD_AnnexeD_SuiviD-2011-162_13dec2013.pdf .

Lors du Dernier Plan, nous étions d'avis qu'en ajustant certaines modalités de l'OÉI, le potentiel de 1 340 MW retenu était réalisable[44].

Dans le Bilan de puissance, le Distributeur prévoit maintenant un potentiel de 1 099 MW à l'horizon du Plan.

Pour l'hiver 2021-2022, le Distributeur observe une adhésion moindre des clients industriels aux options d'électricité interruptible[45] comme il apparaît au Bilan de puissance :

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Gestion de la demande de puissance	**1 290**	**1 212**	**1 403**	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
• Électricité interruptible	1 000	738	856	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099

Alors que cette prévision montre 877 MW (817 MW si on exclut les pertes de 7,3 %) pour l'hiver 2022-2023, le Distributeur indique par ailleurs que les MW effectifs observés n'ont atteint que 713 MW[46], ce qui pourra être questionné lors de l'audience.

Dans sa décision D-2022-062 rendue dans le cadre du Dernier Plan, la Régie demandait au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'OÉI dès que possible[47].

Dans cet esprit de bonification des moyens de gestion de la demande de puissance, et pour évaluer les modalités opérationnelles et économiques les plus prometteuses, le Distributeur, accompagné d'une firme externe spécialisée en

[43] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2015-013_Criteres/HQD_AnnexeD_18dec2015.pdf .
[44] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, page 59.
[45] B-0020, page 12.
[46] https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/approvisionnement-options-tarifaires-electricite-interruptible-et-additionnelle-2022.pdf, page 16, tableau 10.
[47] D-2022-062, dossier R-4110-2019, page 90, paragraphe 334.

procédés industriels, a procédé à la réalisation d'entrevues individuelles auprès d'un échantillon représentatif de sa clientèle industrielle[48].

Cet échantillon est constitué de près de 30 clients représentant 60 sites industriels avec plus de 2 000 MW de puissances appelées dans plusieurs secteurs industriels: chimique, transformation des métaux, pâtes et papiers, agroalimentaire et mines, représentant environ 49 % de la puissance maximale appelée par les clients au tarif L[49].

À partir des informations recueillies lors des entrevues, le Distributeur a élaboré des projets pilotes qui ont été mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023 pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients. Un total de 38 sites industriels participe à ces projets pilotes, pour des quantités interruptibles de près de 800 MW et un appel de puissance d'environ 2 100 MW[50]. D'ici le prochain recalibrage des tarifs prévus au 1er avril 2025, la performance des projets pilotes sera évaluée en continu et pourrait, par exemple, conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires.

Lorsque interrogé par l'AHQ-ARQ sur la baisse du potentiel par rapport aux valeurs prévues au Dernier Plan, le Distributeur indique[51] :

> « *Les quantités liées à la bonification de l'OÉI sont d'environ 100 MW sur l'horizon du Plan. Après avoir réalisé les entrevues auprès de la clientèle industrielle mentionnées à la référence (ii), le Distributeur a revu à la baisse le potentiel lié à une bonification de l'OÉI. Les engagements à l'OÉI ont également été revus à la baisse à la suite des ralentissements et des enjeux de production de certains sites*

[48] B-0020, page 70, section 12.1.
[49] B-0056, pages 32 et 33, réponse 15.3.
[50] B-0056, page 33, réponse 15.4.
[51] B-0056, page 23, réponses 15.5 et 15.7.

> *industriels. Cette diminution représente entre 220 MW et 270 MW sur la période du Plan.* »

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a décrit plus longuement, à l'aide d'exemples, les projets pilotes qui visent à tester à la fois différentes modalités d'interruptions et des formules de rémunération nouvelles. Le Distributeur a notamment mis de l'avant, de nouveaux horaires d'interruption, une majoration de crédit variable pour des interruptions consécutives, une prime de participation pluriannuelle et il n'exclut pas des modifications de structure de rémunération qui lui permettraient d'accroître l'effacement réalisé par les participants aux moyens de gestion de la pointe, incluant l'OÉI[52].

Nous sommes d'avis que de tels modifications et ajouts sont intéressants mais suscitent quand même quelques questions.

Lorsque qu'appelé à justifier la possibilité, tel qu'indiqué plus haut, d'attendre le prochain recalibrage des tarifs prévus au 1er avril 2025 pour évaluer la performance des projets pilotes en continu, ce qui pourrait, par exemple, conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires, et ne pas le faire le plus tôt possible tel qu'exigé par la Régie, le Distributeur indique qu'à ce stade, il analyse les différentes possibilités qui s'offrent à lui[53]. Nous sommes d'avis qu'un rapport d'étape et une proposition formelle de modifications aux tarifs devraient être déposés dans les meilleurs délais pour pouvoir assurer la réalisation et possiblement le dépassement de la puissance de l'électricité interruptible prévue au Plan.

[52] B-0043, pages 29 à 31, réponses 4.9 et 4.9.1.
[53] B-0056, page 33, demande 15.6.

<u>RECOMMANDATION NO. 4 :</u> Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de déposer le plus rapidement possible un rapport d'étape sur les projets pilotes réalisés durant l'hiver 2022-2023 puis une proposition formelle de demande de modification aux tarifs des options d'électricité interruptible et ce, afin d'assurer la réalisation et possiblement le dépassement de la puissance de l'électricité interruptible prévue au Plan.

4.2.3. GDP Affaires

Pour ce moyen, un événement de GDP peut être déclaré lors des blocs d'heures entre 6 h et 9 h et entre 16 h et 20 h en période d'hiver sauf lors des jours fériés et les samedis et dimanches. Le maximum est de 100 heures par hiver. Les préavis d'appel varient en fonction du bloc d'heures à couvrir[54].

Dans le Dernier Plan, le Distributeur prévoyait une puissance pour cette option qui évoluait entre 280 MW pour l'hiver 2019-2020 jusqu'à 515 MW en 2028-2029[55].

Dans le Plan, le Distributeur prévoit maintenant des valeurs plus élevées comme il apparaît au Bilan de puissance comme suit :

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	PA 20-29 2019-2020	EA 2020 2020-2021	EA 2021 2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
• GDP Affaires	280	407	413	456	568	611	675	707	750	782	825	879	889

Il est à noter que la valeur de 456 MW pour l'hiver 2022-2023 inclut 32 MW associés à un projet pilote auprès de la clientèle industrielle de grande puissance alors que la valeur de 889 MW pour l'hiver 2031-2032 inclut 148 MW associés à ce même projet pilote. Le Distributeur ajoute qu'une éventuelle demande à

[54] https://www.hydroquebec.com/affaires/espace-clients/tarifs/option-gestion-demande-puissance.html ; et R-4041-2018, B-0158.
[55] R-4110-2019, B-0024, page 19, tableau R-7.3.

l'égard de ce projet pilote s'inscrirait dans le cadre de sa demande tarifaire pour l'année 2025-2026[56]. **Des précisions pourront être obtenues sur ce projet pilote lors de l'audience.**

Au début de l'hiver 2022-2023, le Distributeur prévoyait que la valeur de 456 MW apparaissant ci-dessus était déjà haussée à 475 MW[57].

Des modifications visant à rehausser la contribution de cette option sont planifiées. Les démarches pour ce faire étaient en cours au moment du dépôt du Plan[58].

La hausse attendue de la contribution de l'option GDP Affaires repose en partie sur l'intensification des efforts des équipes de ventes à solliciter les clients afin d'aller sécuriser de nouvelles quantités. De plus, le Distributeur considère qu'il pourrait obtenir des capacités additionnelles auprès de nouveaux clients en modifiant l'option[59].

Dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4208-2022, le Distributeur demande des ajustements à l'offre GDP Affaires dont une indexation de l'appui financier moyen; un ajustement des strates de réduction de puissance pour tenir compte de l'expérience acquise durant l'hiver 2021-2022; et l'abaissement à 10 kW du seuil d'admissibilité[60]. **C'est donc dans le cadre de ce dossier que les intervenants seront en mesure de juger du réalisme des prévisions du Plan pour l'option.**

[56] R-4208-2022 Phase 2, B-0015, page 7.
[57] B-0056, page 36, tableau R-15.15.
[58] B-0020, page 17.
[59] B-0043, page 29, réponse 4.8; et B-0056, page 34, réponse 15.9.
[60] R-4208-2022 Phase 2, B-0013, page 4, paragraphe 13.

4.2.4. Tarification dynamique

La tarification dynamique offre présentement deux types d'options, soit le crédit hivernal (D ou G) et le tarif Flex (D ou G)[61].

L'option de crédit hivernal peut être utilisée lors des blocs d'heures entre 6 h et 9 h et entre 16 h et 20 h en période d'hiver sauf lors des jours fériés (« événements de pointe »), moyennant un avis émis avant 17 h la veille. Le maximum est de 100 heures par hiver.

Pour chaque événement de pointe, le client au crédit hivernal reçoit 50 ¢ le kilowattheure d'énergie effacée. Pour un hiver sans événement de pointe, le Distributeur n'a aucun coût à encourir. Pour un exemple d'utilisation de 50 heures, le coût serait de 25 $/kW alors que pour 100 heures, il serait de 50 $/kW.

Pour les tarifs Flex, l'utilisation est légèrement plus restrictive que pour le crédit hivernal alors qu'un événement de pointe ne peut pas être déclaré les samedis et dimanches. De plus, le Distributeur assume un coût même lors d'un hiver sans événement de pointe puisqu'il consent un rabais aux autres heures de l'année.

Dans le Dernier Plan, le Distributeur prévoyait un déploiement qui évoluait entre 9 MW et 86 MW à l'horizon 2028-2029[62], alors que dans l'État d'avancement 2020, la prévision avait été haussée à 189 MW pour l'hiver 2028-2029[63]. Dans le Dernier Plan, nous étions alors d'avis que cette contribution prévue par le Distributeur était nettement sous-estimée et nous recommandions alors de retenir une valeur de 400 MW à terme, en attendant d'autres suivis de la part du

[61] https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20230401, pages 33 à 40 et 45 à 52.
[62] R-4110-2019, B-0024, page 19, tableau R-7.3.
[63] R-4110-2019, B-0106, page 22, tableau 3.2 révisé.

Distributeur[64]. Le 20 juillet 2021, ce dernier avait alors commenté une telle recommandation comme suit[65] :

> « *42. L'AHQ-ARQ suggère de porter la contribution de la tarification dynamique (TD) à 400 MW à l'horizon 2027-2028 (au lieu de 188 MW). Il s'agit d'une proposition déconnectée, non réaliste.*
>
> *43. Pour en arriver à une telle contribution, l'AHQ-ARQ fait appel au bouton magique par lequel il s'agit d'augmenter le nombre de courriels pour aller chercher un peu plus de clients (N.S., Vol. 7, p. 160).*
>
> *44. La contribution de la TD est reflétée dans le bilan de puissance déposé dans l'État d'avancement 2020 révisé (B-0106) et elle repose sur la capacité actuelle d'accueil du Distributeur.*
>
> *45. Deux facteurs contribuent à l'établissement de cette limite : des infrastructures en technologie de l'information et le besoin d'accompagnement des clients.*
>
> *46. Un suivi de la TD sera fourni dans le prochain état d'avancement.* » (Nous soulignons)

Quelques mois après ce commentaire, soit le 1er novembre 2021, le Distributeur haussait sa prévision à 371 MW pour l'hiver 2028-2029[66].

Le 19 mai 2022, dans sa décision D-2022-062, la Régie demandait au Distributeur de tout mettre en œuvre afin de lever, en temps utile pour la

[64] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0016, pages 59 à 64.
[65] R-4110-2019, B-0182, paragraphes 42 à 45.
[66] État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

prochaine période de pointe, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal[67].

Dans le Plan, le Distributeur a haussé les valeurs de la tarification dynamique jusqu'à 445 MW tel qu'il apparaît au Bilan de puissance comme suit :

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
▪ Tarification dynamique	*9*	*53*	*106*	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*

Nous notons que les valeurs des trois premiers hivers ne sont pas des valeurs historiques contrairement à la demande de la Régie en ce sens[68]. En effet, l'effacement moyen a été de 16 MW pour l'hiver 2019-2020[69], de 65 MW pour l'hiver 2020-2021[70] et de 157 MW pour l'hiver 2021-2022[71], soit des valeurs excédant la prévision qui apparaît au tableau précédent.

Pour l'hiver 2022-2023, la prévision de 223 MW n'a pas été atteinte alors que l'effacement moyen a été de 206 MW avec 228 000 clients ayant opté pour la tarification dynamique[72]. Un tel écart pourrait toutefois s'expliquer par un hiver plus doux et moins d'épisodes de grand froid.

Le Distributeur indique que le potentiel de 445 MW inscrit au Bilan de puissance se base sur une analyse des effacements rémunérés des clients obtenus jusqu'à présent, sans fournir plus de précisions sur une telle analyse[73].

---

[67] Décision D-2022-062, dossier R-4110-2019, page 90, paragraphe 334.
[68] B-0077, page 9, demande 1.5.
[69] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_BilanHiver2019-2020_D%C3%A9ploiement.pdf, page 26.
[70] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/HQD_SuiviAdmin(D-2020-055)_TarificationDynamiqueBilanhiver20-21.pdf, page 30.
[71] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2020-055/20221109-Tarificationdynamique-bilandelhiver2021-2022_(suivid%C3%A9cisionD-2020-055).pdf, page 19.
[72] https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1944/des-economies-sur-les-factures-delectricite-grace-a-un-hiver-clement-a-hilo-et-a-la-tarification-dynamique/?fromSearch=1, consulté le 26 avril 2023; voir aussi B-0043, page 27, demande 4.1.3.
[73] B-0056, pages 33 et 34, réponse 15.8; et B-0062, pages 7 et 8, réponse 2.1.

Lorsque questionné sur le respect de la décision de la Régie mentionnée ci-dessus selon laquelle celle-ci lui demandait de tout mettre en œuvre afin de lever la limite d'adhérents à l'option de crédit hivernal pour la période de pointe 2022-2023, le Distributeur a répondu ainsi[74] :

> « *Lors des précédentes périodes de recrutement, le déploiement de la tarification dynamique a été volontairement progressif afin de garantir un accompagnement optimal de la clientèle et de générer une réaction positive envers les options tarifaires. En novembre 2021, le Distributeur a élargi sa sollicitation en raison de l'engouement observé de la clientèle pour l'option tarifaire.*
>
> *L'hiver 2022-2023 marque officiellement le <u>début du déploiement massif</u> de la tarification dynamique. Ainsi, lors de la période active de recrutement, <u>afin d'en solliciter le plus grand nombre, le Distributeur a transmis par courriel plus de 2 millions d'invitations aux clients admissibles pour lesquels le Distributeur disposait d'une adresse électronique</u>. De plus, dans le cadre du déploiement massif, le Distributeur a pu élargir l'étendue de ses efforts de commercialisation en utilisant des campagnes médias. Le Distributeur en présente des exemples :*
>
> […] » Nous soulignons)

Cette réponse suscite quelques autres questions sur le nombre de clients ayant une adresse courriel et sur les intentions du Distributeur pour la proportion des clients des 4,2 millions abonnements résidentiels[75] du Distributeur qui n'ont pas été sollicités. Des précisions pourront être obtenues lors de l'audience.

[74] B-0056, pages 30 et 31, réponse 15.1; voir aussi B-0100, page 5, réponse 16.1.
[75] https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/renseignements-generaux-2022.pdf, page 8, tableau 7.

Lorsque questionné par la Régie sur la manière dont le Distributeur prévoit atteindre l'objectif de 443 MW de contribution pour la tarification dynamique, ce dernier indique sans autre précision[76] :

> « *Le Distributeur a comme objectif d'accroître son taux de pénétration de la tarification dynamique dans le marché. En effet, dans le contexte de besoins énergétiques croissants, le Distributeur est à l'affût de toute mesure lui permettant d'accroître l'effacement réalisé par les participants à la tarification dynamique. Considérant le succès de l'ajout de technologies facilitantes recensé dans d'autres juridictions, il s'agit d'une avenue à l'étude.* »

La Régie a également questionné le Distributeur sur « l'effet de fatigue » que ce dernier a mentionné dans le Suivi du déploiement des options de tarification dynamique de l'hiver 2021-2022 en raison du nombre élevé d'événements de pointe rapprochés au mois de janvier[77].

Nous sommes d'avis qu'un tel effet de fatigue, s'il est avéré, pourrait avoir une influence sur la fiabilité du moyen et ainsi affecter son taux de réserve. Afin de vérifier la présence d'un tel effet, nous avons préparé les graphiques suivants à partir des informations fournies par le Distributeur pour le crédit hivernal[78] :

[76] B-0043, pages 25 et 26, réponse 4.1, lignes 8 à 13.
[77] B-0043, pages 26 et 27, demande 4.1.2.
[78] B-0100, page 6, tableau R-16.1; les valeurs pour les options Flex n'ont pas été incluses alors qu'elles sont moins importantes et relativement stables.

Figure AHQ-ARQ-1
Crédit hivernal
Effacements AM - Hiver 2021-2022 (Moyenne de 138 MW)

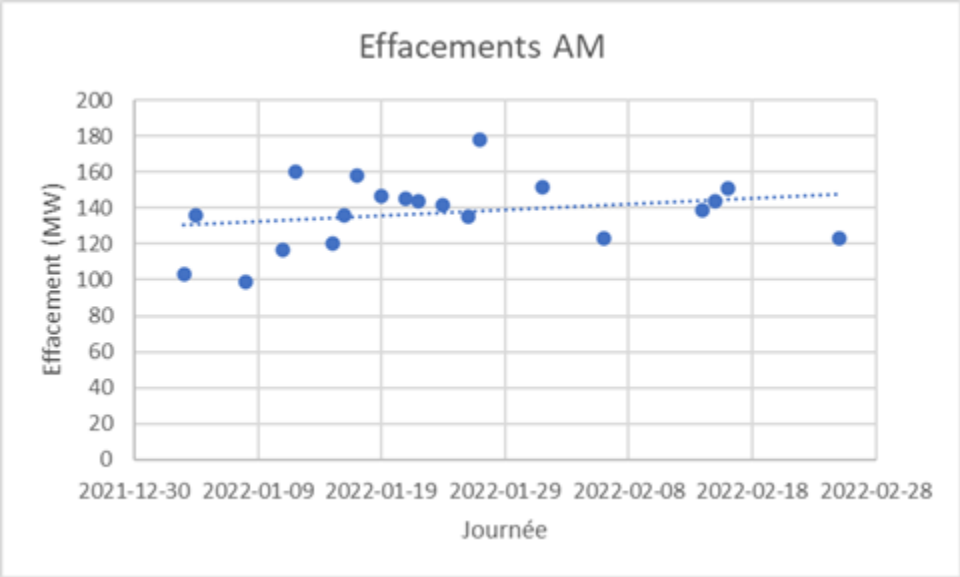
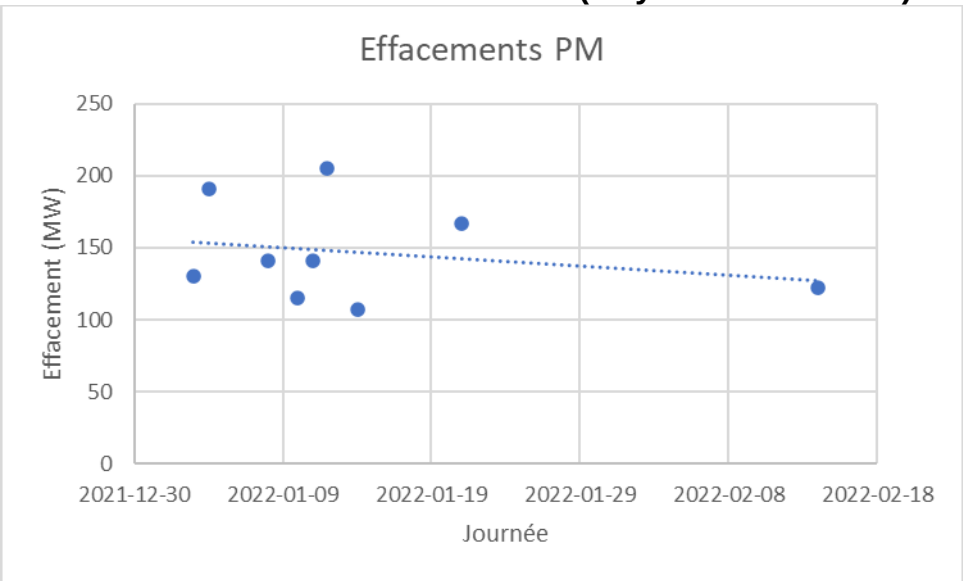


Figure AHQ-ARQ-2
Crédit hivernal
Effacements PM - Hiver 2021-2022 (Moyenne de 147 MW)

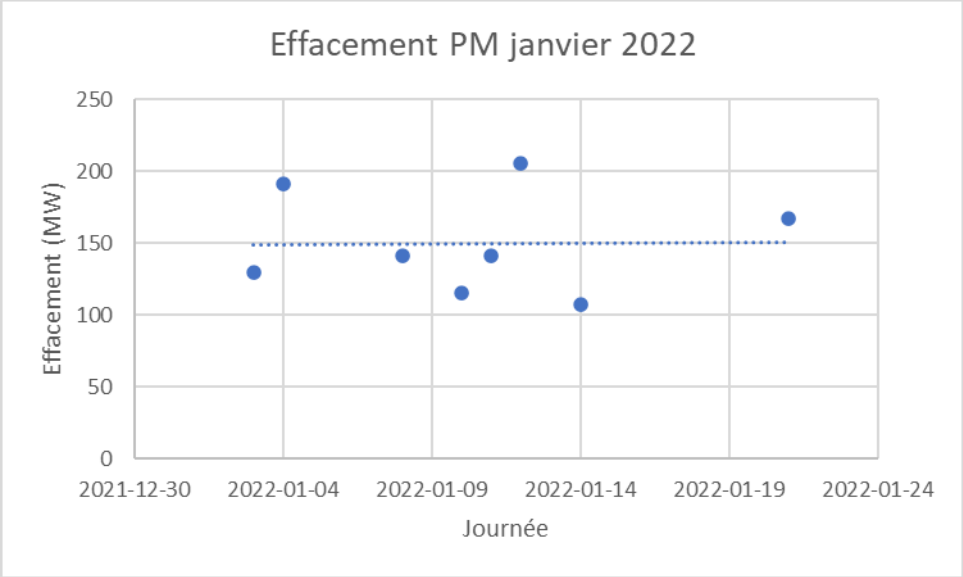


Le graphique des effacements du matin ne montre pas d'effet de fatigue sur l'ensemble de l'hiver, au contraire la courbe de tendance est plutôt à la hausse et

on n'observe pas d'effet significatif notable si l'on ne se concentre que sur janvier.

Le graphique des effacements de l'après-midi montre une légère tendance à la baisse durant l'hiver mais, si l'on exclut la valeur de février, la courbe prend l'allure suivante où, encore une fois, aucun effet de fatigue n'est perceptible pour janvier, contrairement aux prétentions du Distributeur :

Figure AHQ-ARQ-3
Crédit hivernal
Effacements PM - Hiver 2021-2022 (Janvier seulement)



En conclusion, nous sommes d'avis que rien ne permet de conclure à un effet de fatigue pour l'hiver 2021-2022 et que les variations s'expliquent plutôt par les divers facteurs évoqués par le Distributeur[79]. Cependant, nous sommes d'avis que la situation devrait être suivie lors des hivers subséquents.

[79] B-0100, page 5, réponse 16.1.

<u>RECOMMANDATION NO. 5 :</u> Par conséquent, afin de suivre un possible effet de fatigue, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur d'inclure, dans le suivi annuel de la tarification dynamique, un tableau du même type que le tableau R-16.1 de la pièce B-0100.

En conclusion de cette section sur la tarification dynamique, nous sommes d'avis que l'objectif de 443 MW sur l'horizon du Plan demeure réalisable mais ambitieux et il exige des actions à venir de la part du Distributeur qui pourront être discutées lors de la rencontre de travail demandée par la Régie dans sa décision D-2020-056, prévue à l'automne 2023[80].

4.2.5. Hilo

Selon ce moyen, la filiale Hilo d'Hydro-Québec assure la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges chez les clients d'Hydro-Québec. En période de pointe, le Distributeur peut demander à Hilo une réduction de consommation d'électricité à sa clientèle[81].

Au cours d'un hiver, ce moyen peut être appelé deux fois par jour pour des périodes de 4 heures, pour un maximum de 120 heures par hiver. Les clients doivent être avisés avant 17h00 la veille[82].

Les quantités maximales d'adhésion sont confirmées par Hilo avant le 1er octobre de chaque hiver et ne sont pas sous le contrôle du Distributeur[83].

Dans le Dernier Plan, pour les raisons qui y apparaissent, nous recommandions de ne retenir aucune valeur pour le moyen de gestion Hilo dans le bilan de puissance sur la période couverte par ce plan[84].

[80] B-0043, pages 26 et 27, réponse 4.5.
[81] B-0020, page 17.
[82] R-4110-2019, B-0042, page 14, tableau R-6.1.
[83] Voir notamment R-4110-2019, B-0046, page 45, réponse 38.3.

Le tableau suivant résume l'évolution des objectifs du Distributeur et les valeurs réelles.

Tableau AHQ-ARQ-2
Hilo : Évolution des objectifs de contribution en puissance (MW)

Hiver	Cibles (1)	ÉA 2020 (2)	ÉA 2021 (3)	Plan 2023-2032 (4)	Réel (5)	Atteinte des cibles (6)
2019-2020	1,8	1,8				
2020-2021	56,7	14,4				
2021-2022	124,3	124	28,4		13,6	11%
2022-2023	274,7	275	47	47,4	62,6	23%
2023-2024	427,9	428	111	95		
2024-2025	485,7	486	205	166		
2025-2026	529,1	529	322	257		
2026-2027	574,1	574	448	370		
2027-2028	595,8	596	579	491		
2028-2029	620,7	621	621	621		
2029-2030				621		
2030-2031				621		
2031-2032				621		
(1) R-4110-2019, B-0042, Annexe A, Contrat de service, p. 7						
(2) R-4110-2019, B-0106, p. 24						
(3) État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, p. 22						
(4) B-0077, p. 9						
(5) B-0058, p. 8, réponse 4.2						
(6) = (5) / (1)						

Malgré l'atteinte de moins de 25 % des cibles de réduction à date, le Distributeur maintient son objectif de 621 MW à compter de l'hiver 2028-2029. **Nous soumettons que cet objectif n'est pas réaliste, compte tenu de la performance démontrée à date.**

Dans le but d'atteindre ses objectifs de pénétration de marché et de réduction de puissance, Hilo vise à introduire de nouveaux produits dans la période 2022-2024 tels que la solution intelligente pour chauffe-eau, les thermostats pour plancher chauffant et les thermostats pour chauffage central, auxquels s'ajoute la

[84] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pages 66 à 69.

solution de recharge intelligente pour véhicules électriques. Pour ce faire, Hilo misera également sur un certain nombre d'initiatives[85].

Dans le cadre de la cause tarifaire 2025-2026 du Distributeur, le Régie pourra se prononcer sur les tarifs d'Hilo qu'elle reconnaîtra et nous sommes d'avis que ceux-ci seront à la baisse, notamment à la lumière de notre examen lors du Dernier Plan[86] et en considérant de plus que les coûts évités de transport et de distribution ne seront pas pris en compte, contrairement à ce qui avait été considéré initialement[87] et ce, tant que le Distributeur et le Transporteur n'auront pas déposé les résultats du comité technique chargé d'étudier le sujet[88]. De telles réductions pourraient avoir pour effet d'affecter les objectifs à la baisse.

RECOMMANDATION NO. 6 : Pour les raisons énoncées dans notre examen ci-dessus, nous recommandons à la Régie de limiter les prévisions de réduction pour Hilo à retenir dans le bilan de puissance du Distributeur, à 50 % de la valeur de la cible de réduction qui apparaît au Contrat de service entre Hilo et Hydro-Québec et ce, à compter de l'hiver 2026-2027[89].

4.2.6. Interruption des chaînes de blocs

En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la fourniture du service est non ferme, de telle sorte que les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge[90].

Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur

[85] B-0020, pages 25 et 26; voir aussi B-0059, pages 6 et 7; et B-0062, page 17, réponse 4.2.
[86] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pages 66 à 69.
[87] R-4110-2019, B-0047, pages 20 et 21, réponse 4.1.
[88] B-0043, page 35, demande 5.3.
[89] Par exemple, 287 MW en 2026-2027 et 310 MW en 2028-2029 et les hivers suivants.
[90] B-0020, page 18.

peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures[91] et ce, en sus des heures où ces réseaux effacent ces mêmes charges pour leurs besoins propres, lesquels coïncident souvent avec ceux du Distributeur[92].

Ces charges peuvent être interrompues à la demande du Distributeur avec un préavis relativement court de 2 heures.

Les interruptions des chaînes de blocs qui sont inscrites au Bilan de puissance sont cohérentes avec les besoins pour cette clientèle décrits à la section 3.1 de ce rapport (95 % des besoins). Nous réitérons donc notre accord sur ces valeurs.

4.2.7. Démarrage de la centrale des IDLM en pointe

Le Bilan de puissance prévoit ce moyen de gestion pour une valeur variant entre 58 MW et 60 MW à compter de l'hiver 2027-2028.

Or, le 29 mars 2023, le Distributeur a annoncé la suspension du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au moyen de câbles sous-marins, et ce, pour une période indéterminée, cette décision étant motivée par une augmentation substantielle des coûts estimés du projet[93].

RECOMMANDATION NO. 7 : Conséquemment, nous recommandons à la Régie de retirer le moyen Démarrage de la centrale des IDLM en pointe du Bilan de puissance du Distributeur.

[91] B-0020, page 18; et https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20230401, pages 149 à 158.
[92] R-4045-2018, B-0262, tableau E-7.
[93] B-0074, page 6.

4.2.8. Abaissement de tension

Dans le Bilan de puissance, le Distributeur compte sur l'abaissement de tension, un moyen de dernier recours, pour une valeur de 250 MW. Ce dernier précise qu'une validation de la quantité est réalisée à chaque automne par le Transporteur[94].

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur fournit le tableau suivant qui montre les résultats des tests effectués par le Transporteur au cours des cinq dernières années[95] :

TABLEAU R-17.1 :
RÉSULTAT DES TESTS DE VALIDATION DE L'ABAISSEMENT DE TENSION

	MW	% MW
2018	196	1,91%
2019	258	2,01%
2020	251	1,88%
2021	201	1,89%
2022	152	1,73%

On peut constater, d'emblée, que tous ces tests ont montré un abaissement équivalant à au moins 1,73 % de la charge au moment où ils ont été effectués. Des détails sur la signification de ce pourcentage pourront être clarifiés lors de l'audience, mais si on pouvait l'appliquer sur l'ensemble des besoins de l'ordre de 40 000 MW prévus au Bilan de puissance, on obtiendrait un abaissement d'environ 700 MW.

Historiquement, l'abaissement de tension a été décrit comme suit en 2007 au moment où les besoins en puissance prévus étaient de l'ordre de 35 000 MW[96] :

[94] B-0020, page 18.
[95] B-0056, page 38, tableau R-17.1.
[96] R-3648-2007, HQD-1, document 1, page 34, lignes 1 à 12, et page 38.

> « *Depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement, une première série d'essais ont permis de poser un diagnostic sur l'état des abaisseurs de tension installés dans les postes du Transporteur. Des initiatives ont été mises en place conjointement par le Distributeur et le Transporteur afin d'apporter certains correctifs aux abaisseurs existants et pour ajouter de nouveaux abaisseurs. Les essais effectués lors des hivers 2005-2006 et 2006-2007 ont été concluants et permettent au Distributeur de considérer, dans son bilan de puissance, une contribution de 250 MW provenant de l'abaissement de tension. Le mode d'utilisation de ce moyen permet actuellement au Distributeur de s'assurer une persistance sur une durée d'environ 2 heures. Des tests et suivis conjoints du Distributeur et du Transporteur seront menés afin d'augmenter la persistance de ce moyen.* » (Nous soulignons)

La Régie, dans sa décision dans le même dossier, résumait ainsi la situation[97] :

> « ***3.4.3 ABAISSEMENT DE TENSION***
>
> *Le Distributeur retient dans son bilan en puissance, pour fins de planification, 250 MW d'abaissement de tension pour écrêter la fine pointe. Cette valeur est inférieure à celle utilisée par le Transporteur dans le cadre de sa gestion opérationnelle, soit 350 MW. Le Distributeur explique qu'il tient compte d'une réserve pour indisponibilité des équipements abaisseurs de tension.*
>
> *Dans un premier temps, le Distributeur souhaite optimiser la charge abaissable possible en diminuant l'indisponibilité des abaisseurs de tension dans les postes. La Régie partage cette orientation. Elle demande au Distributeur de s'assurer auprès du Transporteur*

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

qu'il mette en œuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension.

Par la suite, de concert avec le Transporteur, le Distributeur compte scinder l'abaissement de tension en deux blocs afin d'augmenter la durée de la diminution de la charge. Cette stratégie, combinée à l'augmentation de la charge abaissable, permettrait d'augmenter la persistance de ce moyen. La Régie est également satisfaite de la stratégie du Distributeur d'utiliser plus d'un bloc d'abaissement de tension.

La Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2009 du Plan, sa nouvelle évaluation de l'abaissement de tension pouvant être inscrite au bilan de puissance.
» (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

Dans l'état d'avancement 2009, le Distributeur confirme la valeur de 250 MW sans fournir de nouvelle évaluation[98].

Nous constatons de cet extrait que l'abaissement de tension pouvait fournir 350 MW en 2007 et que le Distributeur comptait une réserve pour aléas de 100 MW (29 %), ce qui selon nous est nettement exagéré comme réserve. En effet, si le Distributeur simulait aujourd'hui comme il se doit les aléas sur l'indisponibilité des abaisseurs de tension en même temps que tous les aléas inclus dans ses modèles de fiabilité, nous sommes convaincus que la réserve totale qui est présentement de l'ordre de 4 000 MW dans le Bilan de puissance ne bougerait que de quelques MW seulement, soit une quantité négligeable.

[98] État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, pages 34 et 35, section 5.2.2.

De plus, si on transpose la valeur de 350 MW sur les besoins prévus dans le Bilan de puissance par rapport à ce qui était prévu en 2007, la valeur serait maintenant de 400 MW (350 MW x 40 000 MW / 35 000 MW).

Pour bien situer une telle valeur de 400 MW (1 % des besoins) pour l'abaissement de tension, il est important de la comparer avec ce qui se fait chez nos voisins.

Nous avons préparé le tableau suivant qui montre les hypothèses retenues par d'autres juridictions en termes d'abaissement de tension prise en compte dans leur démonstration de fiabilité en puissance :

Tableau AHQ-ARQ-3
Prise en compte de l'abaissement de tension dans les démonstrations de fiabilité
Juridictions hors Québec[99]

Juridiction	Besoins 2023 (MW)	Pourcentage retenu (%)	Puissance retenue (MW)
MISO	90119	2,44%	2200
Nouvelle-Angleterre	24355	1,07%	261
New York	32018	1,4%	448
Ontario	22930	1,94%	445
PJM	151436	1,45%	2201
MOYENNE		**1,66%**	
Québec (Distributeur)	**40120**	**0,62%**	**250**
Québec (Notre recommandation)	**40120**	**1,00%**	**400**

Ce tableau montre clairement que le Distributeur compte relativement beaucoup moins d'abaissements de tension que toutes les juridictions voisines mentionnées et seulement 37 % du pourcentage moyen retenu par celles-ci. Quant à notre recommandation de 1 %, elle apparaît conservatrice alors qu'elle se situe sous tous les pourcentages hors Québec montrés.

[99] https://www.npcc.org/content/docs/public/library/resource-adequacy/2022/2022-npcc-long-range-adequacy-overview-nerc-probabilistic-assessment-rcc-approved.pdf , pages 60, 65 et 68.

<u>RECOMMANDATION NO. 8 :</u> Nous recommandons 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 recommandons de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance.

Et pour se rassurer encore plus sur le peu de risque associé à une telle valeur de 400 MW, soulignons que le Distributeur dispose d'autres moyens dont il ne compte pas la totalité du potentiel dans son Bilan de puissance, lui donnant ainsi une fiabilité encore plus grande que ce qu'il montre en réalité. Ces moyens sont décrits dans la section suivante.

4.2.9. Autres moyens non comptés par le Distributeur

Dans son bilan, le Distributeur ne compte sur aucune puissance pour l'appel au public. En réponse à une demande de la Régie, il a indiqué que :

> « *Entre les hivers 2019-2020 et 2021-2022, le Distributeur n'a fait qu'un appel au public afin de l'encourager à restreindre sa consommation, soit le 22 janvier 2022. L'impact des appels au public n'est toutefois pas pris en compte dans le bilan de puissance.* »

Le Distributeur n'a toutefois pas fourni l'évaluation de l'impact <u>réel</u> de cet appel du 22 janvier 2022 sur le bilan de puissance, cette valeur pourra être demandée à l'audience. Notons toutefois qu'Hydro-Québec indique que les appels à la population, lancés dans le passé, ont permis de réduire la consommation d'environ 500 MW[100]. Pour transposer cette valeur à la situation d'aujourd'hui, on

[100] http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/nouvelles/119/demystifier-la-pointe-de-demande-delectricite/, consulté le 27 avril 2023; voir aussi R-3864-2013, C-AHQ-ARQ-0011, page 63, tableau 3.

devrait évidemment tenir compte qu'un faible pourcentage des consommateurs contribuent déjà à d'autres moyens comme la tarification dynamique et Hilo.

Notons aussi que, contrairement au Distributeur, d'autres juridictions comptent sur l'appel au public dans leur démonstration de fiabilité, dont MISO (400 MW), New York (74 MW), Ontario (1 % soit 230 MW) et PJM (400 MW)[101].

Un autre moyen que le Distributeur n'emploie qu'en partie est le partage de réserve où il ne compte que sur 1 100 MW alors que le NPCC lui permet de compter sur plus de 2 600 MW[102]. Notons que la valeur fournie par le Distributeur dans sa preuve du 1er novembre 2022 pour 2020-2021 basée sur l'évaluation du NPCC de 2020 était alors une valeur désuète puisqu'une évaluation plus récente du NPCC, à laquelle nous faisons référence ci-dessus, a été publiée le 31 décembre 2021 et approuvée le 2 mars 2022.

4.2.10. Option d'électricité additionnelle (« OÉA »)

Le Distributeur indique qu'il travaille maintenant au redressement des données historiques et de sa prévision pour que l'effacement des clients ayant souscrit à l'OÉA soit traité de façon similaire aux autres moyens de gestion, ce qui signifie, pour le bilan, la présentation des besoins avant effacement et de l'effacement avec les autres moyens de gestion[103].

Nous sommes d'accord avec ce changement qui est tout à fait logique et qui respecte le principe de cohérence avec les autres moyens de gestion.

[101] https://www.npcc.org/content/docs/public/library/resource-adequacy/2022/2022-npcc-long-range-adequacy-overview-nerc-probabilistic-assessment-rcc-approved.pdf, pages 60, 65 et 68.
[102] https://www.npcc.org/content/docs/public/library/publications/tie-benefits/2021-12-31-review-of-interconnection-assistance-reliability-benefits.pdf, page iv (PDF 4).
[103] B-0056, page 10, réponse 2.1.

<u>RECOMMANDATION NO. 9 :</u> Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de procéder, dès l'état d'avancement 2023, aux changements décrits au 2e paragraphe de la réponse 2.1 de la pièce B-0056, afin que l'effacement des clients ayant souscrit à l'OÉA soit traité de façon similaire aux autres moyens de gestion. Ces changements devront indiquer le taux de réserve de ce moyen[104] et le situer dans l'ordonnancement des moyens pour les fins des analyses de fiabilité en puissance[105].

4.3. Réserve pour respecter le critère de fiabilité

Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve suffisante est requise. Cette réserve, qui permet de faire face aux aléas de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources, est inscrite au Bilan de puissance. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année. Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur incluant les diverses modalités des moyens de gestion[106].

Le Distributeur précise également que la valeur de l'électricité patrimoniale inscrite au bilan de puissance inclut une réserve de 3 100 MW[107].

4.3.1. Résultats du calcul de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance

Dans le passé, le Distributeur ne simulait que les quatre premières années puis appliquait le taux de réserve de la quatrième année au reste de l'horizon[108] :

[104] B-0056, pages 11 et 12, réponses 2.5 et 2.9.
[105] B-0082, pages 13 et 14, réponse 5.10.
[106] B-0020, pages 27 et 28.

> « *[199] Le critère de fiabilité en puissance est utilisé pour déterminer la réserve en puissance requise annuellement sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le taux de réserve en puissance appliqué aux besoins à la pointe est déterminé pour les quatre premières années du plan et le taux de la quatrième année est appliqué au reste de l'horizon. Dans le cadre des plans d'approvisionnement triennaux et de leurs états d'avancement annuels, le Distributeur met à jour les taux de réserve, la réserve requise ainsi que les quantités de puissance disponibles et présente un bilan, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, des besoins en puissance à la pointe, selon le critère de fiabilité en puissance approuvé par la Régie. L'objectif de cet exercice en est un de planification sur l'horizon du plan d'approvisionnement.* » (Nous soulignons)

Dans le Dernier Plan, nous n'appuyions pas cette approche d'appliquer le taux de réserve de la quatrième année au reste de l'horizon surtout dans un contexte où la pénétration des moyens de gestion augmente considérablement avec le temps[109].

Il semblerait que le Distributeur ait abandonné cette approche puisque la *Réserve pour respecter le critère de fiabilité*, qui apparaît au Bilan de puissance, n'est plus croissante avec les années et est même en décroissance pour certaines années et ce, malgré que les *Besoins à la pointe* soient croissants (avec une erreur de prévision augmentant plus on s'éloigne) et qu'aucune des puissances des moyens de *Gestion de la demande de puissance* et des *Autres moyens* ne soit à la baisse[110] :

[107] B-0082, page 5, réponse 2.3.
[108] D-2017-140, dossier R-3986-2016, page 64, paragraphe 199.
[109] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, page 104.
[110] B-0077, page 9, tableau R-1.4.

TABLEAU R-1.4 :
BILAN DE PUISSANCE
APRÈS L'INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	38 783	38 775	39 469	39 851	40 120	40 535	40 959	41 321	41 735	42 156	42 627	43 094	43 696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 661	3 634	3 754	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 445	42 409	43 223	43 682	44 158	44 463	45 021	45 445	45 922	46 407	46 943	47 476	48 069

Par exemple, rien n'explique la baisse de la Réserve pour respecter le critère de fiabilité en 2024-2025 ni en 2031-2032 et des précisions pourront être obtenues lors de l'audience.

Nous n'avons pas non plus obtenu d'explication logique sur la hausse significative du taux de réserve requise +1 an observée entre l'État d'avancement 2021 et le Plan d'approvisionnement 2023-2032 et, en sens opposé, les baisses pour les colonnes +2 ans et + 3 ans[111] :

TABLEAU 4.2 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%
État d'avancement 2021	9,5%	9,6%	9,8%	10,1%
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6%	10,1%	9,7%	9,9%

Le Distributeur s'est contenté de répondre que l'évolution des taux de réserve observée est due à l'ensemble des changements intégrés dans la nouvelle version du modèle MARS. **Devant une telle réponse, afin d'expliquer de tels changements incongrus dans les taux de réserve requise, nous n'aurons d'autre choix que d'ouvrir la « boîte noire » et d'examiner en détail les failles de la nouvelle version du modèle MARS et de son utilisation par le Distributeur, ce qui sera fait dans la section 4.3.3 ci-dessous.**

[111] B-0082, pages 15 et 16, demande 7.1.

4.3.2. Calcul du taux de réserve des moyens de gestion de la demande

Le taux de réserve consiste à la puissance à soustraire afin de tenir compte des risques et des contraintes qui affectent un moyen de gestion. Par exemple, un moyen de gestion flexible avec peu de contraintes et peu d'aléas pourrait avoir un taux de réserve plus près de 0 % que d'autres moyens plus contraints ou plus risqués.

La contribution nette d'un moyen de gestion qui peut être comptée au bilan de puissance est la capacité du moyen auquel on a retiré sa réserve propre calculée à l'aide de son taux de réserve.

En plus d'évaluer la contribution nette des moyens de gestion au bilan de puissance et ainsi évaluer sa fiabilité, le taux de réserve a aussi comme utilité de servir dans la détermination des crédits à consentir aux fournisseurs de ces services de moyens de gestion. Un taux de réserve sous-évalué aurait ainsi pour effet de donner des crédits indûment trop élevés au détriment des autres consommateurs qui assument les tarifs du Distributeur.

Contrairement à ce qu'affirme le Distributeur[112], nous sommes d'avis que le taux de réserve d'un moyen de gestion peut affecter les crédits consentis, de concert avec des considérations commerciales, puisque ce taux de réserve doit intervenir dans le calcul des coûts d'approvisionnements que le moyen évite.

Le Distributeur a fourni les taux de réserve qu'il retient pour l'hiver 2022-2023[113] :

[112] B-0056, pages 24 et 25, réponse 12.8; et pages 51 et 52, réponse 23.12.
[113] B-0082, page 10, tableau R-6.1.

TABLEAU R-6.1 :
TAUX DE RÉSERVE DES MOYENS DE GESTION

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2022-2023	Taux de réserve
Électricité interruptible (incluant bonification)	877	11%
GDP Affaires (incluant bonification)	456	12%
Interruption chaînes de blocs réseaux municipaux	242	17%
Interruption chaînes de blocs HQD	110	6%
Tarification dynamique	223	20%
Hilo	47	19%

Dans ce tableau, la valeur de 242 MW pour l'interruption de ces chaînes de blocs des réseaux municipaux ne concorde pas avec la valeur de 133 MW indiquée par ailleurs pour la même année[114]. **Des explications pourront être obtenues lors de l'audience.**

Dans le Dernier Plan, le Distributeur indiquait que les taux de réserve étaient déterminés à l'aide de deux modèles, FEPMC et MARS, dont l'utilisation était découplée. Nous avons dénoncé une telle approche et étions également d'avis que l'ordonnancement des moyens utilisé n'était pas optimal, ce qui pouvait affecter le calcul du taux de réserve de certains moyens[115].

Dans le Plan, le Distributeur a modifié son approche et l'ordonnancement des moyens de gestion qu'il préconise. Ainsi, il a réévalué le taux de réserve des moyens de gestion de la puissance, pour l'hiver 2022-2023, avec la nouvelle version du modèle « Multi-Area Reliability Simulation Software Program » (MARS) développé par General Electric (GE). Cette nouvelle version permet de tenir compte des modalités de chaque moyen de gestion et des caractéristiques des approvisionnements du Distributeur de façon endogène. Toutefois, le Distributeur indique que le développement du modèle MARS n'est pas terminé et

[114] B-0056, page 36, tableau R-15.15.
[115] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pages 75 à 84.

qu'il continue ses travaux, en collaboration avec GE[116], afin de raffiner l'intégration de certaines caractéristiques des moyens de gestion dans le modèle.

L'ordonnancement des moyens de gestion dans le modèle a aussi été modifié afin de refléter les pratiques opérationnelles du Distributeur[117].

Nous avons préparé le tableau suivant qui compare les taux de réserve présentés lors des deux derniers plans d'approvisionnement :

Tableau AHQ-ARQ-4
Comparaison des taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance pour les deux derniers Plans d'approvisionnement

Moyen de gestion de la demande de puissance	Plan 2020-2029 (1)	Plan 2023-2032 (2)	Écart (%) (3)
Électricité interruptible	15%	11%	-27%
GDP Affaires	17%	12%	-29%
Interruption chaînes de blocs réseaux municipaux	0%	17%	ND
Interruption chaînes de blocs HQD	0%	6%	ND
Tarification dynamique	17%	20%	18%
Hilo	17%	19%	12%
(1) R-4110-2019, B-0009, p. 27, tableau 4.3			
(2) B-0082, p. 10, tableau R-6.1			
(3) = ((2) - (1)) / (1)			

Tout d'abord, nous avons appris avec étonnement que les taux de réserve des moyens de gestion n'étaient pas mis à jour à chaque année dont notamment l'électricité interruptible dont le taux n'avait pas été mis à jour depuis l'hiver 2007-2008[118]. Étant donné tous les éléments qui entrent dans le calcul des taux de réserve[119], de même que la problématique que nous avons soulevée lors du Dernier Plan selon laquelle les taux de réserve devraient augmenter avec le taux de pénétration de l'ensemble des moyens de gestion[120], nous sommes d'avis

[116] B-0020, page 28.
[117] B-0082, pages 13 et 14, réponse 6.10.
[118] B-0082, page 11, lignes 6 à 11.
[119] B-0082, pages 11 et 12, réponse 6.5.
[120] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pages 96 à 107, section 6.3.

que les taux de réserve doivent être recalculés à chaque plan d'approvisionnement.

RECOMMANDATION NO. 10 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de recalculer les taux de réserve des moyens de gestion de la demande en puissance lors de chaque plan d'approvisionnement et de fournir un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082.

Ensuite, nous constatons que le moyen de gestion *Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01)* décrit à la section 4.2.1, avec des contraintes de délai d'appel et de nombre annuel d'heures ne figure pas dans le tableau R-6.1 ci-dessus ce qui nous laisse supposer que le taux de réserve de ce moyen serait nul, ce avec quoi nous ne sommes pas d'accord.

RECOMMANDATION NO. 11 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de calculer un taux de réserve du moyen de gestion *Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01)* et de l'inclure dans un tableau des résultats sous la forme du tableau R-6.1 de la pièce B-0082 et ce, dès l'État d'avancement de 2023.

Enfin, certaines variations observées dans le tableau AHQ-ARQ-4 ci-dessus suscitent des interrogations de notre part.

Le Distributeur indique qu'une comparaison directe des résultats présentés dans ce tableau n'est pas possible puisque ces résultats proviennent de modèles distincts[121]. Encore là, pour bien interpréter les résultats, nous n'aurons d'autre choix que d'examiner en détail le modèle MARS, ce qui est fait à la section suivante.

Le Distributeur explique quand même certains des écarts :

- Lors de la rencontre technique du 23 mars 2023, le représentant du Distributeur a mentionné que la baisse de 4 points pour le taux de réserve de l'électricité interruptible pouvait être causée par une représentation simplifiée des aléas climatiques de la demande dans la version actuelle du modèle MARS et, qu'advenant une amélioration du modèle prévue pour l'été 2023, ce taux pourrait possiblement remonter. Nous revenons sur cette représentation dans la prochaine section.

- Pour la baisse de 5 points du taux de réserve du moyen GDP Affaires, le Distributeur fournit comme explication, outre le changement de modèle, que l'estimation précédente de ce taux a été réalisée en 2018[122], ce qui ajoute à l'importance de revoir les taux lors de chaque plan comme nous le recommandons ci-dessus.

- La disparité entre le taux de réserve du programme GDP Affaires et celui de la Tarification dynamique et Hilo alors que ces taux étaient les mêmes lors du Dernier Plan s'expliquerait, outre le changement de modèle, par la différence dans le préavis d'appel et des autres modalités de ces moyens de gestion même si le Distributeur admet dans la même réponse que ces trois moyens ont des modalités d'affaires similaires[123]. Cette réponse pourra être clarifiée lors de l'audience. Cette réponse peut laisser perplexe mais nous soupçonnons que la position plus tardive (et tout à fait justifiée selon nous) du moyen GDP Affaires dans l'ordonnancement des moyens de gestion[124] pourrait expliquer une bonne partie de l'écart.

- La légère disparité entre le taux de réserve de la Tarification dynamique et celui d'Hilo alors que les taux étaient les mêmes lors du Dernier Plan s'expliquerait, outre le changement de modèle, par des modalités plus

[121] B-0082, page 11, lignes 6 à 11.
[122] B-0082, page 12, réponse 6.6.
[123] B-0082, page 12, réponse 6.7.

contraignantes dans le cas de la Tarification dynamique, en particulier pour le tarif Flex qui n'est pas disponible pendant les fins de semaine[125]. Il est à noter que le tableau R-6-1 plus haut ne fait pas la distinction entre l'option de crédit hivernal et le tarif Flex alors que les moyens sont séparés dans l'ordonnancement et que le Distributeur déterminait un taux différent pour ces deux options dans le passé[126]. Nous pourrons profiter de l'audience pour clarifier cet élément.

Dans le cas de la différence du taux de réserve pour l'interruption des chaînes de blocs entre les réseaux municipaux (17 %) et les clients du Distributeur (6 %) qui est apparue en réponse à une demande de renseignements (tableau R-6.1 reproduit ci-dessus), des précisions additionnelles pourront être obtenues lors de l'audience mais nous soupçonnons que le Distributeur n'a pas tenu compte que les réseaux municipaux disposent d'heures d'interruption en sus des 100 heures sous le contrôle du Distributeur[127]. En effet, il existe une grande coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les 100 heures (93 %) et les 300 heures (71 %) les plus chargées des besoins du Distributeur[128] et, de plus, dans le cas de l'énergie, le Distributeur considère l'ensemble des 300 heures d'effacement des réseaux municipaux[129]. Nous sommes d'avis qu'une telle coïncidence doit être prise en compte dans l'évaluation du taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux étant donné qu'elles ont une valeur en termes de fiabilité au-delà des 100 heures d'interruption sous le contrôle du Distributeur. Le suivi à déposer par le Distributeur découlant de la décision D-2021-007 de la Régie portant sur un

[124] B-0082, pages 13 et 14, réponse 6.10.
[125] B-0082, page 13, réponse 6.8.
[126] État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2019-2028, page 28, tableau 4.3, note 2.
[127] B-0020, page 18.
[128] R-4045-2018, B-0262, tableau E-7; voir aussi B-0060, page 6, tableau R-2.1.
[129] B-0101, pages 6 et 7, demande 9.2.

relevé détaillé des périodes d'effacement réelles[130] pourra également servir à déterminer le taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux.

RECOMMANDATION NO. 12 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de présenter, dès l'État d'avancement de 2023, un taux de réserve de l'*Interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux* qui tienne compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.

4.3.3. Examen du modèle MARS et de son utilisation par le Distributeur

Afin de pouvoir juger des impacts du modèle MARS sur les taux de réserve requise en puissance et sur les taux de réserve des moyens de gestion de la demande, nous avons dû examiner la description de ce modèle et l'utilisation qui en est faite par le Distributeur.

Ainsi, à partir des informations fournies dans la preuve du Distributeur, de la présentation[131] et des informations recueillies lors de la rencontre technique du 23 mars 2023, nous avons procédé à un tel examen, dans un contexte où certains résultats obtenus semblent questionnables tel qu'exposé plus haut.

Nos conclusions, basées sur les informations fournies par le Distributeur, ont été consignées dans le tableau suivant où, pour certaines fonctions que doit remplir un modèle de fiabilité adéquat, nous comparons la représentation de celles-ci

[130] Voir lettre du Distributeur du 27 juillet 2022 : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20D-2021-007/LET%20DUBOIS_suivi_20220725.pdf .
[131] B-0051.

dans le modèle MARS et dans un modèle qu'Hydro-Québec utilise depuis le début des années 1990[132] (le « Modèle de référence ») :

Tableau AHQ-ARQ-5

Comparaison des fonctions du Modèle de référence et du modèle MARS

Fonction		Modèle de référence (1)		Nouvelle version de GE MARS (2)
Prise en compte de tous les 357 scénarios climatiques (B-0009, p. 22)	OUI	Page 4, section 5.2	NON	La version actuelle du modèle permet de modéliser jusqu'à dix courbes climatiques (B-0082, p. 14, réponse 6.12). Une mise à jour du modèle est prévue vers le début de l'été 2023 (B-0051, p. 7 et rencontre technique).
Modélisation adéquate des pannes de groupes de production avec dépendance chronologique	OUI	Pages 3 et 4, section 4; page 5, section 5.4; et page 7	NON	B-0051, p. 10. Aussi, l'explication de la pièce B-0096, page 4, question 2.1 est nettement incomplète et peu convaincante.
Modélisation adéquate des préavis d'appel	OUI	Page 5, section 6	???	Les explications fournies à ce stade-ci ne permettent pas de se prononcer sur la validité de cette fonction (versus R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, pp. 88-96). Toutefois, le Distributeur néglige de prendre en compte les délais additionnels que ses processus génèrent (par exemple courriels envoyés trop tôt et délai d'analyse: B-0082, pp. 22-23; et B-0096, p. 5).
Application des moyens de gestion en blocs de MW	OUI	Page 5, section 6	NON	Ce n'est pas ce que montrent les graphiques de la piéce B-0051 à la page 22. Le modèle semble le permettre (B-0051, p. 15) si le Distributeur choisit de l'utiliser de cette façon, ce qui ne semble pas être le cas présentement.
Rapport sur les statistiques d'utilisation des moyens de gestion	OUI	Pages 6 et 7, section 8	À VENIR	Certaines statistiques sont disponibles (B-0051, p. 20). Le Distributeur fera une compilation de certaines statistiques une fois le développement du modèle complété (B-0082, pp. 18-19, réponse 8.4).
(1) Les numéros de page correspondent à la page PDF de l'article déposé				
(2) B-0051				

Nous estimons que la prise en compte d'un maximum de seulement dix courbes climatiques dans la version actuelle du modèle MARS constitue un handicap majeur qui soulève des doutes importants sur les résultats de réserve requise et de taux de réserve des moyens de gestion proposés par le Distributeur dans le présent dossier.

[132] Raymond, M. P. and Falcon, T., Operations Planning of Hydro-Québec Generation System Using Chronological Simulation, CIGRE - Colloque du Comité d'études 39, Montréal, 10-14 septembre 1991. (Déposé par l'AHQ-ARQ comme pièce au dossier).

<u>RECOMMANDATION NO. 13 :</u> Par conséquent, nous recommandons à la Régie de faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le Bilan de puissance et de ne pas retenir les valeurs de taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur et ce, tant que le développement du modèle MARS n'est pas complété de façon satisfaisante.

<u>RECOMMANDATION NO. 14 :</u> De plus, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de produire une preuve technique lors du prochain Plan d'approvisionnement où celui-ci démontrerait, avec des exemples de résultats probants provenant du modèle, que la nouvelle version à venir du modèle MARS rencontre toutes les fonctions nécessaires pour évaluer la réserve requise et le taux de réserve des moyens de gestion de façon adéquate et qu'elle réponde aux préoccupations que nous formulons dans le tableau précédent.

<u>RECOMMANDATION NO. 15 :</u> Enfin, dans la foulée de l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2022-062 où celle-ci proposait que les discussions techniques en lien avec les modèles de fiabilité, les délais d'appel et les taux de diffusion fassent l'objet de <u>séances</u> de travail[133], nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de tenir une telle séance de travail avant le dépôt des demandes de renseignements dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement avec une présentation à déposer au moins 24 heures avant la tenue de la séance de travail.

[133] Décision D-2022-062, dossier R-4110-2019, page 128, paragraphe 497.

En conclusion de cette section, il nous apparaît tout à fait déplorable que le Distributeur veuille réinventer la roue et développer avec GE un modèle, aux frais des consommateurs, qui ferait le même travail qu'un modèle déjà existant chez Hydro-Québec.

5. Approvisionnements - Bilan d'énergie

Dans sa preuve originale, le Distributeur présente le bilan d'énergie suivant[134] :

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										
Approvisionnements 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*
Approvisionnements de long terme	-	-	-	0,3	5,1	10,6	13,3	16,3	19,4	23,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

On peut constater que des besoins de nouveaux approvisionnements de long terme apparaissent à compter de 2026 pour 0,3 TWh et de façon plus intense à compter de 2027 (pour 5,1 TWh) avec la fin des contrats de base et cyclable (incluant l'énergie rappelée) le 28 février 2027. Toutefois, le Distributeur indique que ce bilan n'intègre pas les nouveaux approvisionnements qui seront acquis dans le cadre des appels d'offres lancés en 2021 et de ceux qui devaient être lancés avant la fin de 2022.

Depuis, les appels d'offres qui devaient être lancés avant la fin de 2022 ont été abrogés et remplacés par le *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne*.

[134] B-0020, page 13, tableau 3.1.

Le Distributeur a déposé un bilan d'énergie plus à jour qui tient compte de l'intégration des résultats des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 ainsi que du *Règlement sur le bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne*, dont les mises en service sont échelonnées entre 2027 et 2029[135] :

TABLEAU R-1.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APRÈS INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
En TWh	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**
BESOINS	**190,6**	**189,2**	**192,9**	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
APPROVISIONNEMENTS													
Approvisionnements planifiés													
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	171,2	173,8	175,1	176,8	177,8	178,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,5	3,4	3,6	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	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,6	2,8	2,9	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*							**0,5**	**5,0**	**6,6**	**8,1**	**9,5**	**9,5**	**9,5**
Énergie additionnelle requise													
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,2	1,1	1,6	2,3	3,1	3,4	4,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• *Dont achats en hiver*	0,4	0,2	1,0	1,5	2,2	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• *Dont achats hors hiver*	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	-	1,4	4,0	5,2	6,8	9,9	14,0
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*6,3*	*7,6*	*5,1*	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

*Correspond aux quantités attendues des soumissions retenues dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 302 MW éolien (0,9 TWh) et 496 MW renouvelable (4 TWh) et celle prévue de l'AO qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien, pour des mises en service de 500 MW (1,5 TWh) par année échelonnées entre 2027 et 2029.

Note : PA 20-29 – Plan d'approvisionnement 2020-2029, EA 2020 et EA 2021 – respectivement les États d'avancement 2020 et 2021

À la suite de l'intégration des nouveaux approvisionnements prévus par les appels d'offres lancés en 2021 et en 2023, le besoin d'approvisionnements de long terme se situe maintenant à compter de 2027 pour 1,4 TWh, toujours avec la fin des contrats avec HQP susmentionnés. La stratégie pour acquérir ces besoins additionnels d'approvisionnements n'est pas encore définie et elle fera l'objet de la phase 2 à venir dans le présent dossier[136].

Notre examen portera principalement sur :

- Le bilan;

[135] B-0077, page 7, tableau R-1.1.

- la démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur; et
- la Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur.

De plus, les stratégies pour l'*Énergie rappelée - HQP* et pour le Bloc réservé seront examinées dans des chapitres 6 et 7 respectivement.

5.1. Le bilan

Dans cette section, nous abordons :

- La présentation des approvisionnements de long terme;
- La limite annuelle sur les achats de court terme;
- L'énergie des parcs éoliens dans un contexte de plus forte pénétration.

La présentation des approvisionnements de long terme

D'entrée de jeu, nous constatons des bilans d'énergie reproduits plus haut que les achats de court terme sont présentés en distinguant les achats en hiver et les achats hors hiver. Toutefois, nous remarquons qu'une telle séparation n'est pas faite pour les approvisionnements de long terme et sommes d'avis qu'une telle distinction serait hautement importante d'autant plus que le Distributeur ne fournit pas les profils des besoins et des approvisionnements requis pour les années entre 2025 et 2031[137].

<u>RECOMMANDATION NO. 16 :</u> Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur, dans les présentations de son bilan d'énergie, de distinguer entre les approvisionnements de long terme requis en hiver et hors hiver, comme il le fait déjà pour les achats de court terme.

[136] A-0013, page 18, paragraphes 48 et 49.

La limite annuelle sur les achats de court terme

On peut observer dans les bilans d'énergie que le Distributeur se limite à 3 TWh par année pour la contribution des marchés de court terme en hiver[138] et la même valeur en été.

Toutefois, on peut aussi observer que :

- Par ailleurs, le Distributeur se permet de compter sur 3,6 TWh pour une année dans un bilan récent[139].
- Le Distributeur a réalisé des achats de court terme en 2022 qui totalisent 4,2 TWh sur les quatre mois d'hiver[140].
- La capacité d'importation en énergie hors Québec pour 90 % des heures de l'hiver est évaluée à 5,6 TWh par le Distributeur[141] et cette valeur ne pourra qu'aller en croissant avec la mise en service des nouvelles interconnexions avec New York et le Maine d'ici 2026[142].
- Le Distributeur s'est approvisionné du Producteur en achats de court terme en hiver pour des valeurs allant jusqu'à 1,4 TWh en 2019 et 1,9 TWh en 2015[143].

Nous sommes aussi sensibles aux préoccupations de la Régie sur la possibilité de hausser ce seuil de 3 TWh en hiver[144] :

[137] B-0020, pages 45 à 49, section 7.
[138] Voir aussi B-0020, page 18.
[139] B-0020, page 13, tableau 3.2 révisé; et B-0100, page 4, réponse 7.1.
[140] B-0056, page 18, tableau R-7.2.
[141] B-0020, page 39, tableau 6.1.
[142] B-0020, pages 43 et 44, section 6.3; et https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/1945/exportations-vers-la-nouvelle-angleterre-un-jury-du-maine-donne-le-feu-vert-au-new-england-clean-energy-connect/?fromSearch=1 .
[143] R-4110-2019, C-AQCIE-CIFQ-0020, page 10.
[144] Décision D-2022-062, dossier R-4110-2019, page 118, paragraphe 446.

> « *[449] La Régie est d'avis qu'un trop grand recours aux marchés de court terme pour satisfaire les besoins du scénario moyen en énergie peut mettre en péril la fiabilité d'approvisionnement, puisque cette augmentation des achats de court terme s'ajouterait aux quantités requises pour satisfaire le critère de fiabilité en énergie. De plus, puisque le marché du Québec est principalement occupé par le Producteur, une trop grande dépendance envers ce marché est incompatible avec les termes de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres ou avec la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels par appel d'offres de court terme.*
>
> *[450] Toutefois, si le Distributeur devait privilégier un plus grand recours aux approvisionnements de long terme pour assurer sa fiabilité en énergie, il devrait rechercher des produits de type cyclable ou encourir le risque de sous-utiliser significativement l'électricité patrimoniale, lorsque la demande est moins élevée que prévu* [note de bas de page omise]. *La Régie est d'avis que le Distributeur a besoin de la flexibilité que lui offrent les marchés de court terme pour gérer les aléas de la demande.* » (Nous soulignons)

D'abord, la problématique de la fiabilité en énergie sera traitée dans la section suivante. Ensuite, depuis la publication de la décision de la Régie citée ci-dessus, certains éléments nouveaux favorables au rehaussement de la limite de 3 TWh sont survenus :

- Le Distributeur propose de hausser de 0 à 4 TWh le recours au marché du Québec en cas de scénario fort de la demande[145];

[145] B-0020, page 27, lignes 10 et 11.

- Une partie des volumes requis en énergie seront sécurisés par des appels d'offres de court terme, pour des contrats d'une durée de moins de trois mois, lancés avec un préavis suffisant[146], à l'instar de ce que suggérait l'AHQ-ARQ récemment[147]. Une telle initiative contribuerait à la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels tel que le recherche la Régie dans l'extrait précédent. Toutefois, comme le Distributeur n'a pas répondu à la demande de clarification de l'AHQ-ARQ au cours de cette phase du dossier[148], nous supposerons que de tels appels d'offres de court terme en énergie seraient du même type que ceux que la Régie a approuvés en 2002[149] .

- Le *Règlement sur un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne* ne prévoit aucune livraison cyclable et conséquemment ne fournit aucune flexibilité dans un scénario de demande faible, contrairement au rehaussement des achats de court terme, ce qui peut répondre à une autre préoccupation de la Régie exprimée ci-dessus.

RECOMMANDATION NO. 17 : Pour les raisons invoquées dans cette section, nous recommandons à la Régie de hausser de 3 TWh à 4 TWh la limite sur les achats de court terme en hiver prévus en planification pour un scénario moyen de la demande.

L'énergie des parcs éoliens dans un contexte de plus forte pénétration.

Le Distributeur prévoit que les approvisionnements éoliens futurs présenteront les mêmes facteurs de production que les parcs existants, soit 35 % en se basant sur l'entente d'intégration éolienne courante[150].

[146] B-0020, page 14, lignes 1 à 7; et B-0100, page 4, réponse 7.1.
[147] R-4045-2018, C-AHQ-ARQ-0011, page 10.
[148] B-0056, pages 18 et 19, réponses 8.1 et 8.2.
[149] D-2002-169, dossier R-3470-2001, pages 31, 33, 34, 36, 48 à 50 et 52 ; R-3470-2001, HQD-1, document 1, pages 2 et 3; R-3470-2001, HQD-3, document 2, pages 35 et 36.
[150] B-0020, page 16.

Tel que mentionné plus haut à la section 4.1, un rapport de l'IREQ indique que des problématiques particulières pourraient se présenter avec des puissances installées dépassant celle de la totalité des parcs existants et que des études seraient requises, Nous avons aussi cité un rapport du groupe de travail *Wind Task 25* de l'Agence Internationale de l'Énergie qui dresse le portrait des problématiques à prévoir en cas de forte pénétration éolienne.

Dans un tel contexte, nous sommes d'avis que les résultats de telles études pourraient affecter les ententes d'intégration éolienne à venir et éventuellement affecter les quantités sur lesquelles le Distributeur peut compter dans son bilan d'énergie et, par conséquent, **nous réitérons notre recommandation formulée à la section 4.1 sur un rendre compte sur les résultats de ces études et leur état d'avancement.**

5.2. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le Distributeur rappelle que le critère de fiabilité en énergie, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2022-062, est formulé comme suit[151] :

> « *Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année.* » (Nous soulignons)

On peut remarquer que ce critère ne fait pas de distinction entre la période d'hiver et la période hors hiver malgré que la valeur de 6 TWh ait été établie sur

[151] B-0020, page 27, lignes 3 à 6.

la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés hors Québec, pour 90 % des heures de l'hiver seulement[152].

On peut également remarquer que le critère ne compte aucunement sur la capacité d'achat en énergie du Québec.

D'ailleurs, dans le Dernier plan, nous recommandions à la Régie de demander au Distributeur de proposer un potentiel pour les marchés de court terme en énergie dans la zone de réglage du Québec qui s'ajouterait au potentiel de 6 TWh déjà identifié en provenance de l'extérieur du Québec et ce, selon un principe similaire à ce qu'il fait déjà pour la puissance[153].

Afin de démontrer le respect de ce critère, le Distributeur présente le tableau suivant[154] :

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie (scénario de référence)	**1,6**	**2,3**	**3,1**	**3,9**	**11,1**
+ Aléa d'un écart type	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats + 1 écart type (scénario de référence)	**3,3**	**4,4**	**5,4**	**7,4**	**16,2**
Achats + 1 écart type (avec A/O 2021 et 2022)	**3,3**	**4,4**	**5,4**	**7,0**	**10,0**

Pour bien comprendre le sens de ce tableau, nous avons préparé un tableau, pour chacun des deux scénarios représentés ci-dessus, qui montre la source des données de même que les formules de calcul d'une marge permettant de vérifier si le critère est rencontré ou non. Lorsque la marge est positive, le critère est rencontré.

[152] Décision D-2022-062, dossier R-4110-2019, page 123, paragraphe 477.
[153] R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, page 162.
[154] B-0020, page 27, tableau 4.1.

Tableau AHQ-ARQ-6
Démonstration du critère de fiabilité en énergie du Distributeur
Scénario de référence

En TWh		2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie	(1)	1,6	2,3	3,1	3,9	11,1
Aléa d'un écart type	(2)	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats d'énergie du scénario fort	(3)	3,3	4,4	5,4	7,4	16,2
Potentiel d'achats des marchés de CT hors Québec	(4)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Marge (Déficit)	**(5)**	**2,7**	**1,6**	**0,6**	**(1,4)**	**(10,2)**
(1) B-0020, p. 13, tableau 3.1, lignes Achats sur les marchés de court terme + ligne Approvisionnements de long terme						
(2) B-0009, p. 26, tableau 6.3, Écart type - Scénario Fort, Aléa global						
(3) B-0020, p. 27, tableau 4.1						
(4) Selon le critère: B-0020, p. 27						
(5) = (4) - (3)						

On ne doit pas se surprendre que des déficits apparaissent aux années 2026 et 2027 puisque ce sont les années où des approvisionnements de long terme sont requis et c'est pourquoi le Distributeur a préparé le scénario avec A/O 2021 et 2022 (prévu puis abrogé).

Tableau AHQ-ARQ-7
Démonstration du critère de fiabilité en énergie du Distributeur
Scénario avec A/O 2021 et 2022

En TWh		2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie	(1)	1,6	2,3	3,1	3,4	4,9
Aléa d'un écart type	(2)	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats d'énergie du scénario fort	(3)	3,3	4,4	5,4	7,0	10,0
Potentiel d'achats des marchés de CT hors Québec	(4)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Marge (Déficit)	**(5)**	**2,7**	**1,6**	**0,6**	**(1,0)**	**(4,0)**
Potentiel de volume acquis auprès du Producteur	(6)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Marge résultante (Déficit)	**(7)**	**6,7**	**5,6**	**4,6**	**3,0**	**0,0**
(1) B-0020, p. 13, tableau 3.2 révisé, lignes Achats sur les marchés de court terme + ligne Approvisionnements de long terme						
(2) B-0009, p. 26, tableau 6.3, Écart type - Scénario Fort, Aléa global						
(3) B-0020, p. 27, tableau 4.1						
(4) Selon le critère: B-0020, p. 27						
(5) = (4) - (3)						
(6) B-0020, p. 27, lignes 10 et 11						
(7) = (5) + (6)						

On peut voir que si l'on applique le critère approuvé par la Régie à la lettre, celui-ci n'est pas rencontré avec des déficits de 1,0 TWh en 2026 et de 4,0 TWh en 2027.

Pour arriver à équilibrer cette démonstration, le Distributeur a dû assouplir son critère en ajoutant 4,0 TWh d'achats de court terme auprès du Producteur, soit selon le même principe que notre recommandation du Dernier Plan mentionnée plus haut.

Nous sommes évidemment d'accord avec une telle approche mais, comme nous le verrons plus bas, nous sommes d'avis que le potentiel est supérieur aux seuls 4,0 TWh requis pour équilibrer la démonstration de fiabilité en 2027.

Le Distributeur a fourni une démonstration de sa fiabilité en énergie pour le scénario qui intègre les résultats des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 ainsi que du *Règlement sur le bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne*, dont les mises en service sont échelonnées entre 2027 et 2029[155] :

TABLEAU R-2.2 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR APRÈS INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie (scénario tableau R-2.1)	**1,6**	**2,3**	**3,1**	**3,4**	**6,0**
+ Aléa d'un écart type	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats + 1 écart type	**3,3**	**4,4**	**5,4**	**7,0**	**11,2**

Le tableau suivant intègre cette démonstration :

[155] B-0077, page 13, tableau R-2.2.

Tableau AHQ-ARQ-8
Démonstration du critère de fiabilité en énergie du Distributeur
Scénario après intégration des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du Règlement sur un bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne

En TWh		2023	2024	2025	2026	2027
Achats d'énergie	(1)	1,6	2,3	3,1	3,4	6,0
Aléa d'un écart type	(2)	3,4	3,7	3,9	4,5	5,2
Achats d'énergie du scénario fort (borne supérieure)	(3)	3,3	4,4	5,4	7,0	11,2
Potentiel d'achats des marchés de CT hors Québec	(4)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Marge (Déficit)	**(5)**	**2,7**	**1,6**	**0,6**	**(1,0)**	**(5,2)**
Potentiel de volume acquis auprès du Producteur	(6)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Marge résultante (Déficit)	**(7)**	**6,7**	**5,6**	**4,6**	**3,0**	**(1,2)**
(1) B-0077, p. 7, tableau R-1.1, lignes Achats sur les marchés de court terme + ligne Approvisionnements de long terme						
(2) B-0009, p. 26, tableau 6.3, Écart type - Scénario Fort, Aléa global						
(3) B-0077, p. 13, tableau R-2.2						
(4) Selon le critère: B-0020, p. 27						
(5) = (4) - (3)						
(6) B-0020, p. 27, lignes 10 et 11						
(7) = (5) + (6)						

Encore une fois, on ne doit pas s'étonner qu'un déficit apparaisse en 2027 puisque des approvisionnements de long terme sont toujours requis en sus des appels d'offres déjà lancés, à voir en phase 2. Toutefois, le critère n'est pas respecté en 2026 si l'on ne compte pas sur l'apport de 4,0 TWh du Producteur comme le fait le Distributeur tel qu'illustré plus haut.

Potentiel de volume acquis auprès du Producteur

Comme mentionné plus haut, le Distributeur raffine son critère de fiabilité en énergie en ajoutant le recours à des achats de court terme auprès du Producteur pour combler son besoin de 4,0 TWh montré aux tableaux AHQ-ARQ-7 et AHQ-ARQ-8 plus haut. Il indique[156] :

> « *L'ajout d'un aléa d'un écart type représente plus de 5 TWh en 2027. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. Le*

> *Distributeur estime que, de ce 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité.* » (Nous soulignons)

Il n'a pas été possible de connaître les hypothèses et les détails du calcul ayant amené le Distributeur à évaluer qu'il pourrait acquérir un volume d'au moins 4 TWh auprès du Producteur, ni le potentiel annuel d'une telle acquisition, non plus que les ententes et/ou règles selon lesquelles la chose serait possible, ce sujet ayant été reporté en phase 2[157].

D'autre part, le Distributeur se dit d'avis que la fourniture d'un volume de 4 TWh demeure réaliste sans justifier davantage une telle valeur[158]. Cette affirmation est pour le moins étonnante puisque, par ailleurs, le Distributeur indique qu'il ne dispose pas des informations lui permettant de connaître les quantités maximales que le Producteur est en mesure d'offrir[159].

Nous sommes toutefois d'avis que la Régie doit examiner ce changement de critère de fiabilité demandé par le Distributeur avant de décider si elle l'approuve ou non et qu'elle doit quantifier le potentiel de volume qui peut être fourni par le Producteur.

Afin d'évaluer ce potentiel, nous consultons d'abord le plus récent suivi de la fiabilité en énergie du Producteur[160] :

---

[156] B-0020, page 27, lignes 7 à 13.
[157] B-0056, pages 19 et 20, réponses 9.1 et 9.2; et A-0036, page 18.
[158] B-0077, page 12, réponse 2.1.
[159] B-0065, page 11, demande 3.10.
[160] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/20221206_Annexe%20B%20-%20Fiabilit%C3%A9%20en%20%C3%A9nergie%20d'HQP.pdf, page 2.

«

État des réserves et de la fiabilité énergétique
Critère de gestion sur 4 ans

A- Stock énergétique au 1er janvier 2023 (prévu):		129,3 TWh
B- Stock énergétique prévu au 1er mai 2027 à hydraulicité normale de 2023 à 2026:		81,9 TWh
C- Application du critère de gestion sur 4 ans:		
Cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 2023 à décembre 2026: Moyens requis : 98 TWh		-98,0 TWh
D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1er mai 2027:		
2023 (>1er mai) – 2024 – 2025 – 2026 - 2027 (<1er mai)		
i. Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	71,9 TWh	
ii. Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	84,0 TWh	(20 +25 +21 +15 +4)
iii. Importations (en sus de HQD, le cas échéant)	non requis	
Total des moyens identifiés *(voir la note 1)*	**155,9 TWh**	

Note 1 : Les moyens identifiés (156 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario de faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh).

» (Notre surlignement)

On peut constater que le Producteur a une marge de manœuvre sous forme de production disponible non engagée d'au moins 15 TWh par année entre 2023 et 2026 (la valeur de 2027 au complet n'est pas disponible mais la marge est de 4 TWh pour les 4 premiers mois). De plus, les stocks énergétiques sont dans une position confortable alors qu'ils comptent 58 TWh non engagés même dans un cas extrême de faible hydraulicité (-98 TWh sous la normale sur 4 ans).

Une telle marge provient en partie de la fin des contrats le 28 février 2027 en vertu desquels le Producteur devait livrer jusqu'à 6 TWh par année au

Distributeur[161]. Ces quantités deviendraient donc disponibles pour une bonne partie de l'année 2027 et pour 2028. Nous sommes d'avis que de telles quantités additionnelles de l'ordre de 6 TWh ne disparaîtront pas de sitôt alors que le Producteur peut compter sur des stocks énergétiques des plus confortables, tel que montré ci-dessus, même s'il exporte plus de 30 TWh à chaque année depuis plusieurs années[162].

À la suite de cette démonstration, nous sommes d'avis que le Distributeur pourrait compter sur 7 TWh d'énergie annuelle en provenance du Producteur en cas de scénario fort de la demande, soit environ la moitié de la production annuelle non engagée de ce dernier entre 2023 et 2026.

Refonte du critère

Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur a été établi initialement dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur et était basé sur certaines hypothèses de l'époque dont une dépendance vis-à-vis les marchés de court terme hors Québec de 5 TWh en fonction d'une capacité d'importation annuelle de 16,2 TWh avec contraintes de marché et de 24,1 TWh sans ces contraintes. De plus, la décision qui a établi ce critère avait fait l'objet d'une dissidence de la part du régisseur Anthony Frayne qui estimait notamment qu'il était nécessaire de tenir compte de la limite à considérer pour les achats de court terme provenant du Québec pour établir les approvisionnements requis à moyen et à long terme[163].

Nous sommes d'avis que ce critère a fait l'affaire au cours des ans alors que le Distributeur était en période de surplus et où le critère ne portait pas trop à conséquence. Toutefois, avec les capacités d'importation qui ont évolué depuis

[161] B-0020, page 13, tableau 3.1 : Base et cyclable + Énergie rappelée en 2026.
[162] Voir notamment le Rapport annuel 2022 d'Hydro-Québec à la page 40 : https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2022-hydro-quebec.pdf?v=20230223 .

2005 et qui continueront d'évoluer au cours des prochaines années et avec la situation de surplus du Producteur décrite ci-dessus et le besoin possible de distinguer entre la période d'hiver et le reste de l'année, nous sommes aussi d'avis qu'une refonte pourrait s'imposer ou, à tout le moins, un réexamen de la situation et ce, avant de trop s'engager dans des approvisionnements de long terme additionnels.

RECOMMANDATION NO. 18 : Par conséquent, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, en se prononçant sur les quantités à considérer au Québec et hors Québec et en envisageant la possibilité de distinguer entre la période de l'hiver et le reste de l'année.

Dans l'intervalle, nous recommandons à la Régie de considérer un potentiel de 7 TWh en provenance du Québec dans le calcul du respect du critère.

5.3. Démonstration du respect du critère de fiabilité en énergie du Producteur

La méthode de démonstration de la fiabilité en énergie du Producteur a été déposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2008-2017[164].

Avec des stocks énergétiques élevés au cours des dernières années, le dernier suivi de l'état des réserves et de la fiabilité énergétique fourni par le Producteur et déposé par le Distributeur le 6 décembre 2022 et auquel nous avons fait référence dans la section précédente montre des surplus importants.

[163] Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, pages 10 à 15.
[164] R-3648-2007, HQD-1, document 2, annexe 3B, pages 179 à 185.

RECOMMANDATION NO. 19 : Par conséquent, nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.

6. Approvisionnements - Utilisation optimale des conventions d'énergie différée

Le Distributeur prévoit des rappels d'énergie à compter de l'hiver 2022-2023 jusqu'à l'échéance des conventions d'énergie différée le 28 février 2027[165] :

«

TABLEAU 11.1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE

		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	0	0	200	400	400	700	400
	Février	0	0	0	0	0	0	400	600	325
	Mars	0	0	0	0	0	0	0	400	0
	Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	0	0	0	0	0	0	400	400	0
En TWh	**Total annuel**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5
	Total différé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5
	Solde	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-2,9	-2,0	-0,5	0,0

» (Notre surlignement)

Nous sommes d'avis que la stratégie présentée dans ce tableau n'est pas optimale sur l'horizon 2023-2027. D'ailleurs, le Distributeur confirme cette compréhension[166] :

> « *18.2 Veuillez démontrer, <u>avec chiffres à l'appui</u>, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée préconisée par le Distributeur à la référence (ii) répond aux besoins de la clientèle <u>au plus bas coût possible</u> sur l'horizon du Plan. En particulier, veuillez*

[165] B-0020, page 60, tableau 11.1.
[166] B-0056, page 40, demandes 18.2 et 18.3.

démontrer qu'il est plus avantageux en termes de coût d'utiliser le rappel d'énergie et de puissance en 2023 au lieu de l'utiliser plus tard.

Réponse :

Dans son exercice de planification de long terme, le Distributeur établit les rappels d'énergie différée de façon à répondre d'abord à ses besoins en énergie et en puissance.

Le Distributeur rappelle que, à l'exception des quantités déjà réservées auprès du Producteur, aucun coût n'est engagé relativement aux rappels prévus dans les bilans.

En ce qui concerne le rappel de janvier 2023, le volume de 200 MW repose sur un arbitrage entre les besoins en énergie et en puissance et la capacité anticipée d'achats sur les marchés de court terme. Le préavis pour les rappels devant être transmis au plus tard le 15 septembre précédant l'hiver, certains éléments du bilan peuvent être modifiés entre le moment de la prise de décision pour les rappels et le dépôt du Plan et, par la suite, la préparation du bilan de puissance déposé en suivi du Plan (annexe D).

18.3 Veuillez décrire la méthode qui est utilisée pour déterminer les rappels d'énergie optimaux sur l'horizon des conventions d'énergie.

Réponse :

Les rappels d'énergie sont établis de façon à répondre aux besoins en énergie et en puissance. »

En effet, lorsqu'invité à démontrer, avec chiffres à l'appui, que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée qu'il préconise répond aux

besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan, tel que requis par la Régie[167], le Distributeur ne peut le faire. Il répond simplement qu'il établit les rappels d'énergie de façon à répondre d'abord à ses besoins en énergie et en puissance.

Nous démontrons dans ce qui suit que non seulement cet exercice n'est pas fait au meilleur coût possible mais que, dans certains cas, il ne répond même pas à un besoin.

Est-ce que les rappels répondent toujours à un besoin?

Il est déjà arrivé en décembre 2015 qu'un rappel de 600 MW se soit avéré inutile et qu'il ait été converti à 100 % en énergie patrimoniale inutilisée, à un prix toutefois supérieur[168].

Une telle situation s'est reproduite au cours de l'hiver dernier alors qu'une partie du rappel de 200 MW qui a été demandé auprès du Producteur pour janvier 2023, avant le 15 septembre 2022, s'est avérée non requise quelques semaines plus tard en novembre 2022 alors que le bilan de puissance montrait un surplus de 121 MW[169]. Nous comprenons que les bilans peuvent changer dans le temps, mais il n'en demeure pas moins qu'une telle situation ne serait pas survenue si le Distributeur avait utilisé les rappels disponibles de façon optimale sur l'horizon 2023-2027 comme il est démontré ci-dessous.

[167] Décision D-2020-018, dossier R-4110-2019, page 9, paragraphe 27.
[168] R-3980-2016, B-0076, page 11, réponse 4.3.
[169] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi%20HQD_PlanAppro2020-2029/20221206-Annexe%20D%20-%20Bilan%20en%20puissance%20d'HQD.pdf: 6 235 MW – 6 114 MW = 121 MW.

Est-ce que la stratégie d'utilisation des conventions d'énergie rappelée répond aux besoins de la clientèle au plus bas coût possible sur l'horizon du Plan?

Nous démontrons, notamment à l'aide des exemples suivants, que la réponse à cette question est négative :

- Selon le bilan de puissance qui suit[170], il serait plus avantageux de conserver la puissance des rappels pour l'hiver 2026-2027 (comme le Distributeur l'a fait pour 2025-2026) plutôt que de l'utiliser à l'hiver 2022-2023 pour 200 MW comme prévu et réalisé par le Distributeur. En effet, à l'hiver 2022-2023, le rappel aurait pu être remplacé par la contribution des marchés de court terme jusqu'à la hauteur de la valeur permise de 1 100 MW à un coût évité en puissance prévu par le Distributeur, en $ 2022, qui est de 20 $/kW-hiver en 2022-2023 et de 122 $/kW-hiver pour 2026-2027[171]. Une telle différence de 102 $/kW appliquée à un rappel de 200 MW qui serait effectué trop tôt équivaut à un manque à gagner de l'ordre de 20 M$ à assumer par les consommateurs.

- De la même façon, selon le bilan de puissance qui suit, il serait plus avantageux de hausser la puissance rappelée pour l'hiver 2026-2027 à 650 MW[172] (+250 MW) et en réduisant la puissance rappelée pour l'hiver 2025-2026 à 450 MW (-250 MW). En effet, à l'hiver 2025-2026, un rappel de 250 MW pourrait être remplacé par la contribution des marchés de court terme jusqu'à la hauteur de la valeur permise de 1 100 MW à un coût évité en puissance prévu par le Distributeur, en $ 2022, qui est de 20 $/kW-hiver en 2022-2023 et de 122 $/kW-hiver pour 2026-2027. Une telle différence de 102 $/kW appliquée à un rappel de 250 MW qui serait

[170] B-0020, page 14, tableau 3.3.
[171] B-0020, pages 53 et 54.
[172] B-0020, pages 15, lignes 1 à 12; et B-0056, pages 40 et 41, demandes 18.5 et 18.6.

effectué trop tôt équivaut à un manque à gagner de l'ordre de 25 M$ à assumer par les consommateurs.

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	**39 851**	**40 120**	**40 535**	**40 959**	**41 321**	**41 735**	**42 156**	**42 627**	**43 094**	**43 696**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**43 682**	**44 158**	**44 463**	**45 021**	**45 445**	**45 922**	**46 407**	**46 943**	**47 476**	**48 069**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**	**37 442**
Contrats avec HQP	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 800**	**1 500**	**500**	**500**	**500**	**500**	**500**
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
▪ Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 926**	**1 917**	**1 958**	**1 968**	**1 924**	**1 834**	**1 728**	**1 671**	**1 661**	**1 584**
▪ Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
▪ Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
▪ Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	**1 603**	**1 943**	**2 152**	**2 424**	**2 580**	**2 744**	**2 927**	**2 990**	**3 044**	**3 055**
▪ Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
▪ GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
▪ Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
▪ Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	***492***	***501***	***516***	***542***	***562***	***627***	***629***	***629***	***629***	***629***
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	**900**	**850**	**900**	**850**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 100**
Approvisionnements de long terme	**0**	**0**	**0**	**0**	**350**	**1 700**	**2 100**	**2 600**	**3 100**	**3 750**

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

- Selon le bilan d'énergie[173], il serait plus avantageux de conserver l'énergie des rappels de 2023 pour les utiliser plutôt en 2025 alors que les besoins d'achats sur les marchés de court terme sont près du double (3,1 TWh en 2025 vs 1,6 TWh en 2023).

En conclusion de cette section, nous constatons qu'il est trop tard pour récupérer les rappels déjà effectués. Toutefois, l'AHQ-ARQ pourra intervenir au moment opportun lors de la prochaine cause tarifaire pour déterminer si les choix effectués par le Distributeur mènent à des tarifs justes et raisonnables.

[173] B-0020, page 13, tableau 3.1.

<u>RECOMMANDATION NO. 20 :</u> Pour le moment, nous recommandons à la Régie de hausser, dans le bilan de puissance du Plan, la puissance rappelée pour l'hiver 2026-2027 à 650 MW (+250 MW) et de réduire la puissance rappelée pour l'hiver 2025-2026 à 450 MW (-250 MW) et de demander au Distributeur d'entreprendre les démarches auprès du Producteur le plus rapidement possible afin de réserver ces quantités comme il a été fait pour l'hiver 2025-2026.

7. Approvisionnements - Impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

Le 29 avril 2019, dans sa décision D-2019-052, la Régie approuve la création d'une nouvelle catégorie de consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et la création d'un bloc dédié de 300 MW en service non ferme, comprenant une obligation d'effacement en pointe pour 300 heures par année à la demande du Distributeur (le « Bloc dédié »)[174].

À la suite du processus d'attribution du Bloc dédié dans le cadre de l'Appel de propositions A/P 2019-01, cinq clients ont signé une entente d'avant-projet totalisant 32,6 MW[175].

Lors de l'audience du 26 août 2021, le Distributeur estimait que la mise en place d'un guichet unique pour une approche du « premier arrivé, premier servi » pour l'attribution du solde du bloc Dédié pourrait avoir lieu environ un mois après la décision de la Régie en ce sens[176].

Le 17 novembre 2021, dans sa décision D-2021-148, la Régie approuvait la mise en place d'une approche du « premier arrivé, premier servi » pour l'attribution du solde du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, sur la base de la confirmation du Distributeur qu'il peut approvisionner la charge additionnelle du solde du Bloc dédié de 267,4 MW[177].

Le 1er novembre 2022, n'ayant toujours pas mis en place le guichet unique susmentionné, le Distributeur dépose le Plan où il n'intègre aucun volume de vente lié au solde du bloc réservé à l'usage cryptographique associé aux chaînes

[174] D-2019-052, dossier R-4045-2018, paragraphes 9 et 177.
[175] D-2021-007, dossier R-4045-2018, page 39, paragraphes 126 et 127.
[176] R-4045-2018, A-0232, pages 77 à 79.
[177] D-2021-148, dossier R-4045-2018, paragraphes 4, 10, 59, 67 et 74.

de blocs (maintenant appelé le « Bloc réservé ») étant donné l'évolution des bilans en énergie[178].

Dans ce chapitre, nous analysons le bilan d'énergie pour déterminer si la démonstration du Distributeur est raisonnable.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a produit le tableau suivant qui intègre les résultats des appels d'offres de long terme terminés et en cours[179] :

TABLEAU R-1.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APRÈS INTÉGRATION DES RÉSULTATS DES APPELS D'OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02 ET DU RÈGLEMENT SUR UN BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

	PA 20-29	EA 2020	EA 2021										
En TWh	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**
BESOINS	**190,6**	**189,2**	**192,9**	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
APPROVISIONNEMENTS													
Approvisionnements planifiés													
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	171,2	173,8	175,1	176,8	177,8	178,6	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,5	3,4	3,6	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	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4	10,0	9,9	9,1
Biomasse et petite hydraulique	2,6	2,8	2,9	2,9	2,9	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3	2,3	2,2	2,2
Nouveaux approvisionnements prévus*							**0,5**	**5,0**	**6,6**	**8,1**	**9,5**	**9,5**	**9,5**
Énergie additionnelle requise													
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,2	1,1	1,6	2,3	3,1	3,4	4,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
▪ *Dont achats en hiver*	0,4	0,2	1,0	1,5	2,2	2,7	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
▪ *Dont achats hors hiver*	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	-	1,4	4,0	5,2	6,8	9,9	14,0
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*6,3*	*7,6*	*5,1*	*3,7*	*2,1*	*1,1*	*0,2*	-	-	-	-	-	-

*Correspond aux quantités attendues des soumissions retenues dans le cadre des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 302 MW éolien (0,9 TWh) et 496 MW renouvelable (4 TWh) et celle prévue de l'AO qui sera lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien, pour des mises en service de 500 MW (1,5 TWh) par année échelonnées entre 2027 et 2029.

On peut remarquer que pour des ventes additionnelles sur cinq ans qui débuteraient en 2024, le bilan serait déficitaire de 1,4 TWh en 2027 et 4,0 TWh en 2028 en considérant les appels d'offre de long terme terminés et en cours.

[178] B-0020, pages 19 à 22, section 3.3.
[179] B-0077, page 7, tableau R-1.1.

Même en comptant sur des achats d'hiver de 4,0 TWh tel que nous le recommandons à la section 5.1 plus haut, des besoins additionnels importants seraient présents en 2028.

RECOMMANDATION NO. 21 : Par conséquent, compte tenu du contexte énergétique actuel, nous recommandons à la Régie d'approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les Conditions de service (les CS) et, conséquemment, à l'ouverture du guichet unique[180].

[180] B-0020, page 20.

8. Approvisionnements - Fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver sa demande visant à cesser d'accepter de nouvelles adhésions au tarif de développement économique compte tenu des changements du contexte énergétique depuis la mise en place de cette option tarifaire et ce, en date de la décision que la Régie rendra[181].

Pour les mêmes motifs que ceux décrits dans le chapitre précédent pour le Bloc réservé, nous sommes en accord avec cette demande du Distributeur.

RECOMMANDATION NO. 22 : Par conséquent, compte tenu du contexte énergétique actuel, nous recommandons à la Régie d'approuver la demande du Distributeur visant à cesser d'accepter de nouvelles adhésions au tarif de développement économique.

[181] B-0020, pages 22 et 23, section 3.4.

9. 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 ce chapitre, nous commentons les signaux de coûts évités en puissance, en énergie puis les coûts évités de transport et de distribution proposés par le Distributeur et nous formulons certaines recommandations.

9.1. En puissance

Le Distributeur propose le signal de coût évité en puissance suivant[182] :

> « *Le bilan de puissance du Distributeur prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2026-2027, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné à la section 3.*
>
> - *Pour les hivers 2022-2030 à 2025-2026, le signal de coût évité est de 20 $/kW-hiver ($ 2022, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;*
> - *À compter de l'hiver 2026-2027, le signal de coût évité est de 122 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.*

> *Compte tenu des appels d'offres en cours et prévus, ce signal sera révisé à mesure que les prix des nouveaux contrats seront connus.* » (Nous soulignons)

Depuis le dépôt du Plan en novembre 2022, le Distributeur a publié les résultats des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et il a produit un bilan de puissance plus récent le 31 mars 2023 dans lequel le besoin pour un approvisionnement de long terme se situe maintenant à compter de l'hiver 2027-2028[183].

Le tableau qui suit présente l'évolution du prix moyen retenu par le Distributeur depuis l'hiver 2017-2018 pour des achats de puissance de court terme à la suite des appels d'offres tenus à l'automne précédant un hiver donné pour un approvisionnement de type UCAP.

Tableau AHQ-ARQ-9
Prix des achats de puissance de court terme
2017-2022

Hiver	RFP Prix moyen retenu Janvier et février ($US/kW-hiver) (1)
2017-2018	0,92
2018-2019	aucun achat
2019-2020	1,07
2020-2021	0,40
2021-2022	7,83
2022-2023	6,28
(1) R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0046, p. 165	
(1) B-0056, p. 44, tableau R-21.1	

[182] B-0020, pages 53 et 54.
[183] B-0077, page 9, tableau R-1.4.

On peut constater que, même si les prix moyens retenus montrent une tendance à la hausse depuis les derniers hivers, ceux-ci demeurent sous la barre des 20 $ retenus depuis quelques années et que, conséquemment, cette valeur nous semble toujours du bon ordre de grandeur.

RECOMMANDATION NO. 23 : En conclusion de cette section, nous recommandons à la Régie de retenir les signaux de coûts évités en puissance proposés par le Distributeur en décalant toutefois d'un an le début de la période de long terme à l'hiver 2027-2028.

De plus, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour le signal de coût évité de long terme en puissance (122 $/kW-an) en utilisant les prix des approvisionnements découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et ce, avant le début de l'audience dans le présent dossier.

9.2. En énergie

Le Distributeur propose le signal de coût évité en énergie suivant[184] :

> « *Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.*
>
> - *2023 à 2026 inclusivement :*

[184] B-0020, page 53.

- *le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 6,9 ¢/kWh ($ 2022), indexé à l'inflation ;*

- *le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 3,3 ¢/kWh ($ 2022), indexé à l'inflation.*

- *À compter de 2027 :*

  - *le signal de prix est de 8,7 ¢/kWh ($ 2022) indexé à l'inflation, soit 6,5 ¢/kWh ($ 2022) pour la fourniture, à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2,3 ¢/kWh ($ 2022). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018* [note de bas de page omise]. *Compte tenu des appels d'offres en cours et prévus, ce signal sera révisé à mesure que les prix de l'électricité des nouveaux contrats seront connus.* » (Nous soulignons)

RECOMMANDATION NO. 24 : Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour le signal de coût évité de long terme en énergie (8,7 ¢/kWh) en utilisant les prix des approvisionnements découlant des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 et ce, avant le début de l'audience dans le présent dossier.

9.3. Transport et distribution

Le Distributeur établit comme suit le coût évité de transport et celui de distribution[185] :

> « *Dans l'*État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, le Distributeur mettait à jour le coût évité de transport conformément à la méthodologie décrite dans le* Plan d'approvisionnement 2020-2029*. En raison d'une révision prévue de la classification des investissements associés à la croissance, le coût évité de distribution avait été indexé à l'inflation. Le Distributeur met aujourd'hui à jour les deux signaux de prix conformément à la méthodologie adoptée. Par ailleurs, une révision de la durée de vie des équipements du réseau de distribution amène une révision du calcul de l'annuité, qui passe de 45 à 47 ans.*
>
> *Le coût évité de transport s'établit à 54,90 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation), et celui de distribution à 19,40 $/kW-an ($ 2022, indexé à l'inflation).* » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

En réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, le Distributeur a fourni des tableaux montrant les calculs et résultats détaillés qui démontrent qu'il a suivi la méthodologie adoptée pour l'établissement de ces signaux de coûts évités[186].

Pour l'instant, nous constatons que les coûts évités de transport et de distribution ont une utilité limitée puisque le Distributeur n'attribue présentement pas de valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande, tant que les travaux du comité

[185] B-0020, page 59.
[186] B-0056, pages 46 et 47.

technique chargé d'étudier la chose ne sont pas terminés[187]. Nous sommes d'avis que dans l'intervalle, les clients adhérant à certains moyens de gestion à venir pourraient être pénalisés, c'est le cas de l'option GDP Affaires[188].

Le Distributeur mentionne qu'il n'est pas en mesure de donner d'échéancier pour la production d'un rapport d'étape ou final de ce comité technique[189] dont les travaux ont été amorcés depuis au moins trois ans[190] mais que certains résultats pourraient être présentés en 2024[191].

RECOMMANDATION NO. 25 : Nous recommandons au Distributeur d'exiger du Distributeur un plan de travail avec les principales tâches et dates prévues pour les activités du comité technique formé d'experts d'Hydro-Québec chargé d'analyser l'impact des différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution.

[187] B-0043, page 35, réponse 5.3.
[188] R-4208-2022, B-0015, page 18.
[189] B-0043, page 35, réponse 5.3; et
[190] R-4110-2019, B-0042, page 4.
[191] B-0056, page 51, réponse 23.8.

10. Plan d'approvisionnement 2023-2032 des réseaux autonomes

En réseaux autonomes, le Distributeur maintient sa stratégie annoncée depuis l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements tout en respectant les critères établis. Celle-ci consiste à agir d'abord sur la demande en mettant de l'avant les interventions en efficacité énergétique, suivies de moyens de conversion vers des énergies plus propres et du déploiement de moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance[192].

Dans ce contexte, notre examen a porté sur l'effet des véhicules électriques sur la demande de pointe et sur le critère de fiabilité en puissance.

Effet des véhicules électriques sur la demande de pointe

Le Distributeur présente ainsi la méthodologie de la prévision de la demande en réseaux autonomes[193] :

> « *La prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes s'appuie sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des consommations unitaires. La prévision s'appuie également sur l'analyse des données historiques des voitures en circulation et de leurs caractéristiques (type de carburant ou mode de propulsion), afin de tenir compte de l'impact de la diffusion des véhicules électriques sur les ventes futures. La prévision prend aussi en compte l'impact des interventions en efficacité énergétique.* » (Nous soulignons)

[192] B-0013, page 10, lignes 1 à 6.
[193] B-0013, page 12, lignes 1 à 8.

Nous soulevons ici les mêmes préoccupations qu'en réseau intégré à la section 3.2 sur la présence de la recharge des véhicules électriques aux heures de pointe. Nous émettons donc une recommandation similaire.

RECOMMANDATION NO. 26 : Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de déposer, lors de l'État d'avancement 2023, un plan d'action (en termes de tarification, technologies chez les clients, etc.) visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur ses activités et, principalement sur la demande en puissance en réseaux autonomes, et fournir une prévision de la puissance qui peut être déplacée des heures de forte charge vers les heures de moindre charge et ainsi limiter les besoins pour de nouveaux approvisionnements.

Critère de fiabilité en puissance

Le Distributeur décrit ainsi son critère de fiabilité en réseaux autonomes :

> « *La puissance garantie est établie à partir du critère de planification, qui est composé des critères de disponibilité et de stabilité :*
>
> > *> Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale, moins celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à assurer une alimentation fiable de tous les clients en période de pointe, et ce, dans l'éventualité où le groupe le plus puissant deviendrait indisponible.*
> >
> > *> Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.*

> *La puissance garantie s'obtient donc par le produit (N-1) × 90 %.*
>
> *Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des 22 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune des centrales (par exemple, Lac-Robertson et Schefferville).* » (Nous soulignons)

Nous sommes d'avis que ce critère pouvait faire l'affaire dans le contexte traditionnel de groupes de production thermoélectrique. Par contre, avec l'avènement de plus en plus répandu de production de source renouvelable (hydroélectrique, éolien et solaire), nous soumettons que le critère, tel que défini, tient moins la route.

Par exemple, dans le cas de la production hydroélectrique, le choix de la méthode n'est même pas cohérent :

- Pour la centrale hydroélectrique Inukjuak d'un producteur privé (2 groupes turbines-alternateurs de 3 625 kW[194]), la puissance installée totale (et non la puissance du groupe le plus puissant) est considérée comme une seule unité de production. C'est cette unité de production qui fait office de groupe le plus puissant et qui est soustraite dans le calcul de la puissance garantie de ce réseau. **Nous sommes d'avis que ce choix est trop sévère.**

- Pour la centrale Mehinek (3 groupes turbines-alternateurs totalisant 17 000 kW[195]), le Distributeur ne considère que la perte du groupe le plus puissant[196].

[194] R-4091-2019, B-0005, page PDF 139.
[195] B-0013, page 63, tableau 8.6.

Dans le cas de la production éolienne, les hypothèses ne sont pas tout à fait arrêtées[197] mais la notion de groupe le plus puissant ne peut s'appliquer.

Nous sommes d'avis que le critère et la méthode de calcul de la fiabilité en puissance en réseaux autonomes doivent être revus en fonction du nouveau contexte et en s'inspirant de ce qui se fait en réseau intégré avec l'utilisation de la simulation Monte Carlo qui tiendrait compte des divers aléas sur divers éléments comme la disponibilité des équipements et celle de la ressource (eau, vent, soleil, etc.). D'ailleurs, le Distributeur a déjà l'expérience de cette technique de simulation dans le cas de l'approvisionnement des Îles-de-la-Madeleine notamment avec le modèle OPERA[198].

RECOMMANDATION NO. 27 : Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de proposer, lors de l'État d'avancement 2023, une refonte du critère de fiabilité en puissance en réseaux autonomes qui tient compte du nouveau contexte avec l'avènement des productions de source renouvelable (p. ex., hydroélectrique, éolien et solaire).

[196] http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/HQD/HQD_RepDDR1_vs%20Regie_EtatPlanApprov_23janv09.pdf, page 13, réponse 7.1.
[197] B-0013, pages 25 et 26, section 6.3.
[198] R-4110-2019 Phase 2, B-0253, pages 18 et 19, réponse 10.2.