

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-4210-2022 PHASE 1

Présentation des faits saillants du rapport d'expertise
Marcel Paul Raymond

14 juin 2023

Plan de la présentation

1. Prévision de la demande
2. Approvisionnements – Bilan de puissance
3. Approvisionnements – Bilan d'énergie
4. Approvisionnements – Autres
 - Utilisation optimale des conventions d'énergie différée
 - Impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
 - Fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique
 - Coûts évités
5. Plan d'approvisionnement 2023-2032 des réseaux autonomes

1. Prédvision de la demande

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
1. Recharge des VÉ (pp. 18-22)	Surestimation de la prédvision de la demande en puissance de la recharge des véhicules électriques	Déposer un plan d'action visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur la demande en puissance (ÉA 2023).	Recommandation maintenue

- Les prévisions supposent que le profil historique de recharge va se perpétuer sur l'horizon du Plan.
- Dès 2021, BC Hydro prévoyait des actions concrètes.
- Une infime partie de la prédvision d'effacement se retrouve dans Hilo (NS 13 juin 2023. p. 56).
- Éventuellement, le taux de pénétration des moyens de gestion pourrait causer problème (voir plus bas).
- HQD prévoit des initiatives mais en tient peu compte dans sa prédvision (NS 12 juin 2023, pp. 152-154). Prédvision centrée?

1. Prévision de la demande (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
2. Aléas de la demande (pp. 22-26)	Augmentation significative (p. ex. 5 000 MW vs 4 000 MW)	Expliquer les écarts observés entre les deux fichiers des séries climatiques (Tableau AHQ-ARQ-1, p. 25, C-AHQ-ARQ-0023) (Présente audience)	Analyse à poursuivre

- Changement méthodologique important (décalage de 9 jours vs 3 jours) (NS 12 juin, pp. 144-149).
- Ce changement est le plus déterminant pour expliquer la hausse significative de la réserve requise en puissance (NS 12 juin 2023, p. 143).
- Aucune mention de ce changement méthodologique dans la preuve initiale (B-0009, pp. 22-23, section 6.1).
- Nous avons soulevé la question sur l'augmentation de l'aléa climatique: chiffrier Excel fourni et rappel du chiffrier semblable du Dernier Plan (B-0056 et B-0111, p. 15).

1. Prévision de la demande (suite)

- Les deux chiffriers ne commencent pas la même année (1971 vs 1972).
- Variations en puissance par rapport à une année normale (MW) – délais comparables:

Hiver	Décalage (jours)	Variation Plan 2023-2032 (MW)	Variation Plan 2020-2029 (MW)	�cart (MW)
1981	-3	3801	3830	-29
1981	0	4929	2035	2894
1981	3	4070	1304	2766
2011	-3	1943	1972	-29
2011	0	1880	1989	-109
2011	3	-286	2031	-2317
2016	-3	129	1133	-1004
2016	0	83	1205	-1122
2016	3	-1326	1317	-2643

1. Prévision de la demande (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
2. Aléas de la demande	Augmentation significative (p. ex. 5 000 MW vs 4 000 MW)	Expliquer les écarts observés entre les deux chiffriers de séries climatiques fournis (B-0056, page 15, réponse 5.1) (À 2023).	Recommandation modifi�e

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
3. Production éolienne (pp. 29-33)	Surestimation potentielle de la contribution en puissance de la production éolienne à venir	Déposer, <u>dès que possible</u> , les résultats d'étude en cours pour évaluer l'impact d'une plus forte pénétration de l'éolien au Québec et un échancier.	Recommandation maintenue

- Impact potentiel sur les ententes d'intégration éolienne à venir.
- Le Distributeur confirme que des études sont en cours et qu'il y participe (NS 12 juin 2023, pp. 139-140).

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
4. Options d'électricité interruptible (OÉI) (pp. 33-38)	Potentiel pour l'OÉI	Déposer <u>le plus rapidement possible</u> 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 OÉI.	Recommandation maintenue
5. Tarification dynamique (TD) (pp. 40-47)	Effet de fatigue de la tarification dynamique non démontré en 2021-2022	Afin de suivre un possible effet de fatigue, inclure, <u>dans le suivi annuel de la TD</u> , un tableau du même type que le tableau R-16.1 de la pièce B-0100.	Recommandation maintenue
6. Hilo (pp. 47-49)	Atteinte de moins de 25 % des cibles de réduction de puissance à date.	Limiter les prévisions de réduction pour Hilo à retenir dans le bilan de puissance à 50 % de la valeur de la cible de réduction qui apparaît au contrat de service entre Hilo et HQ, à compter de l'hiver 2026-2027 (<u>présent dossier</u>).	Recommandation maintenue
7. Démarrage de la centrale des IDLM en pointe (p. 50)	Annnonce de la suspension du projet de raccordement des IDLM au moyen de câbles sous-marins.	Retirer le moyen Démarrage de la centrale des IDLM en pointe du Bilan de puissance (<u>présent dossier</u>).	Recommandation maintenue

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
8. Abaissement de tension (pp. 51-55)	Valeur en puissance non modifiée depuis 2007 et pourcentage beaucoup plus bas que les juridictions voisines.	Déposer (ÉA 2023) une proposition de la valeur à retenir pour l'abaissement de tension dans le Bilan de puissance avec démonstration chiffrée et balisage. D'ici là, retenir une valeur de 400 MW.	Recommandation maintenue

- La charge abaissable est de l'ordre de 50 % (NS 12 juin 2023, p. 156 et 168-169).
- Engagement no. 2 à venir.
- En moyenne, au cours des 5 dernières années, l'abaissement a été de 1,88 % de la charge abaissable (B-0056 et B-0111, p. 38).
- La charge totale varie entre 40 120 MW et 43 696 MW sur l'horizon du Plan (B-0121, p. 3).
- En multipliant par 50 % de 1,88 % → abaissement de tension entre **377 MW et 411 MW.**

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
9. Option d'électricité additionnelle (OÉA) (pp. 56-57)	Le Distributeur propose de traiter l'OÉA comme les autres moyens de gestion de la puissance.	D'accord avec la proposition (<u>ÉA 2023</u>). Indiquer le taux de réserve et situer dans l'ordonnancement des moyens.	Recommandation maintenue

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
11. Contrats de puissance avec HQP (AO 2015-01) (pp. 33 et 63)	Taux de réserve présumé nul malgré des contraintes.	Calculer un taux de réserve du moyen de gestion Contrats de puissance avec HQP et inclure dans les résultats (<u>ÉA 2023</u>).	Recommandation maintenue
12. Taux de réserve de l'interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux (pp. 65-66)	Taux de réserve de l'Interruption des chaînes de blocs des réseaux municipaux ne tient pas compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur.	Calculer le taux de réserve en tenant compte de la coïncidence entre les heures les plus chargées des réseaux municipaux avec les heures les plus chargées des besoins du Distributeur (<u>ÉA 2023</u>).	Recommandation maintenue

Le Distributeur confirme qu'il ne tient pas compte du bénéfice des effacements des chaînes de blocs demandés par les réseaux municipaux (NS 12 juin 2023, p. 178).

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
10. Taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance (pp. 60-63)	Les taux de réserve n'étaient pas mis à jour à chaque année.	Recalculer lors de chaque Plan et fournir un tableau des résultats (<u>ÉA 2023</u>).	Recommandation modifiée

B-0111, p.10 (révisé):

TABLEAU R-6.1 RÉVISÉ :
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	133	17%
Interruption chaînes de blocs HQD	110	6%
Tarification dynamique	223	20%
Hilo	47	19%

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

- Dans le Dernier Plan, nous avons démontré que les taux de réserve des MG pouvaient augmenter de façon drastique avec le taux de pénétration.
- Ils sont calculés pour 2022-2023 seulement (NS 12 juin 2023, p. 171-172).
- « *Non, le taux de réserve en tant que tel n'a pas vraiment d'utilité, il est présenté ici pour fins de cohérence avec la l'information qui a été présentée historiquement.* » (NS 12 juin 2023, p. 172)
- « *Donc, oui, on utilise les taux de réserve dans nos analyses économiques des moyens de gestion.* » (NS 12 juin 2023, p. 173)
- « *Donc, à long terme, le taux global de réserve de ces moyens-là ou leur contribution évolue puisque la volumétrie de ces moyens-là augmente dans le bilan.* » (NS 12 juin 2023, p. 175)
- « *Donc, il y a vraiment deux origines, l'aléa de la demande, je vais laisser mon collègue parler de ce volet-là; et la contribution des moyens de gestion, qui plus on en met, plus leur... plus leur contribution est... est ralentie en quelque sorte.* » (NS 13 juin 2023, pp. 36-37)

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

- Il est possible de calculer le taux de réserve des MG à chaque année (NS 12 juin 2023, pp. 175-177)
- Tarification dynamique: Les MG Crédit hivernal et Flex sont modélisés séparément (NS 12 juin 2023, p. 183)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
10. Taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance (pp. 60-63)	Les taux de réserve n'étaient pas mis à jour à chaque année.	Recalculer le taux de réserve de chacun des moyens de gestion de la puissance lors de chaque Plan et Avancement et fournir un tableau des résultats <u>pour chaque année du Plan</u> . Fournir des taux distincts pour le Crédit hivernal et pour l'option Flex de la Tarification dynamique (ÉA 2023).	Recommandation modifiée

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
13. Réserves requises du Bilan de puissance (pp. 57-59 et 68)	Modifications significatives aux réserves requises depuis le Dernier Plan et depuis le dépôt du présent Plan.	Faire preuve de prudence dans l'interprétation des réserves requises présentées dans le Bilan de puissance et ne pas retenir les valeurs des taux de réserve des moyens de gestion proposées par le Distributeur (présent Plan).	Recommandation maintenue

- Le 6 mars 2023, nous avons questionné l'évolution des taux de réserve du Bilan de puissance (C-AHQ-ARQ-0010, p. 23).
- Le 6 avril 2023, le Distributeur répond simplement que « *L'évolution des taux de réserve requise observée est due à l'ensemble des changements intégrés dans la nouvelle version du modèle MARS.* » (B-0082, p. 16).
- Le 3 mai 2023, nous montrons l'incongruité dans l'évolution des taux de réserve du Bilan de puissance (C-AHQ-ARQ-0023, p. 59).
- Le 6 juin 2023, le Distributeur admet une erreur de saisie (B-0121, p. 3).
- Le 12 juin 2023, le Distributeur admet une erreur dans le calcul d'une interpolation des réserves requises du bilan original (NS 12 juin 2023, p. 137).

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

- L'erreur de saisie a un impact défavorable de 508 MW sur le Bilan de puissance pour l'hiver 2031-2032, un impact significatif (NS 12 juin 2023, pp. 128-129)
- Selon le Distributeur: « Alors, il n'y a pas d'impact au niveau des besoins d'approvisionnement de long terme ou sur les dates auxquelles de nouveaux besoins d'approvisionnement de long terme apparaissent. Ça a un impact sur la quantité d'approvisionnements de court terme requise qu'on s'attend à devoir pourvoir dans les années qui viennent. » (NS 12 juin 2023, p. 119)

2. Approvisionnements – Bilan de puissance (suite)

- B-0121, page 3, voir le surlignement, impact autant à court qu'à long terme, p. ex: (tableau 3.4 révisé; voir aussi B-0077, p. 9, tableau R-1.4)

TABLEAU 3.2 RÉVISÉ :

IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} 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
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	900	850	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	1 150	1 400	1 800	2 300	3 050

*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 a été lancé en 2023 pour un bloc visé de 1 500 MW éolien (600 MW), pour des mises en service échelonnées entre 2027 et 2029.

2. Approvisionnements – Bilan d'énergie

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
16. Présentation du bilan d'énergie (pp. 70-72)	Les achats de court terme sont présentés séparément pour hiver et hors hiver mais non les approvisionnements de long terme.	Dans les présentations du bilan d'énergie, distinguer entre les approvisionnements de long terme requis en hiver et non hiver (<u>ÉA 2023</u>).	Recommandation maintenue
17. Achats d'énergie de court terme en hiver (pp. 73-75)	Potentiel de plus de 3 TWh.	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 (<u>présent Plan</u>).	Recommandation maintenue
18. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur (pp. 76-84)	Surplus importants du côté du Producteur.	Demander au Distributeur de proposer une refonte de son critère de fiabilité en énergie, dans le cadre de la <u>phase 2 du présent dossier</u> , 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. <u>Dans l'intervalle</u> , considérer un potentiel de 7 TWh en provenance du Québec dans le calcul du respect du critère.	Recommandation maintenue
19. Critère de fiabilité en énergie du Producteur (pp. 84-85)	Surplus importants du côté du Producteur.	Nous sommes satisfaits de la démonstration du critère de fiabilité en énergie du Producteur.	Recommandation maintenue

2. Approvisionnements – Autres

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
20. Puissance rappelée (pp. 86-91)	La stratégie d'utilisation des conventions d'énergie différée n'est pas optimale sur la période d'application des conventions.	Dans le Bilan de puissance, hausser la puissance rappelée pour l'hiver 2026-2027 à 650 MW et réduire la puissance rappelée pour l'hiver 2025-2026 à 450 MW (<u>présent Plan</u>) et entreprendre les démarches auprès du Producteur <u>le plus rapidement possible</u> .	Recommandation retirée avec le Bilan de puissance corrigé.
21. Impact du bloc réservé à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (pp. 92-94)	Problématique de besoins d'approvisionnements de long terme en énergie à compter de 2027.	Approuver la demande du Distributeur de surseoir à l'application des modalités du processus d'attribution du Bloc réservé prévues dans les CS et, conséquemment, à l'ouverture du guichet unique.	Recommandation maintenue
22. Fermeture aux nouvelles demandes d'adhésion au tarif de développement économique (TDÉ) (p. 95)	Problématique de besoins d'approvisionnements de long terme en énergie à compter de 2027.	Approuver la demande du Distributeur visant à cesser d'accepter de nouvelles adhésions au TDÉ.	Recommandation maintenue

2. Approvisionnements – Autres (suite)

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
23. Coût évité en puissance (pp. 96-98)	Approvisionnements de long terme en puissance à compter de l'hiver 2027-2028.	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 (<u>présent dossier</u>).	Recommandation maintenue même avec le Bilan de puissance corrigé (B-0121, tableau 3.2 (3.4) révisé).
25. Coûts évités de Transport et Distribution (T&D) (pp. 100-101)	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 malgré des travaux d'analyse commencés depuis plus de 3 ans.	Exiger un plan de travail avec les principales tâches et dates prévues pour les activités du comité technique formé d'experts d'HQ chargé d'analyser l'impact des différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution (<u>le plus rapidement possible</u>).	Recommandation maintenue

2. Approvisionnements – Réseaux autonomes

Sujet	Résultat de notre examen	Recommandation	Mise à jour
26. VÉ en réseaux autonomes (RA) (pp. 102-103)	Surestimation de la prévision de la demande en puissance de la recharge des véhicules électriques	Déposer un plan d'action visant à réduire les impacts de l'électrification des transports sur la demande en puissance (<u>ÉA 2023</u>)	Recommandation maintenue
27. Critère de fiabilité en puissance en RA (pp. 103-105)	Le critère de fiabilité existant tient moins la route avec l'avènement de plus en plus répandu de production de source renouvelable.	Demander au Distributeur de proposer une refonte du critère de fiabilité en puissance en RA qui tient compte du nouveau contexte avec l'avènement des productions de source renouvelable (<u>ÉA 2023</u>).	Recommandation maintenue