PREUVE BITFARMS

Plan d'approvisionnement 2023-2032

Dossier R-4210-2022 Phase 1

PRÉPARÉ PAR SYLVAIN M. AUDETTE

DÉPOSÉ LE 3 MAI 2023

CONCLUSION GÉNÉRALE RECHERCHÉE

Que la Régie maintienne la quantité de MW associée au Bloc réservé prévu pour l'alimentation de la catégorie de consommateurs utilisant l'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (les « **Clients CB** ») et ordonne à Hydro-Québec Distribution (le « **Distributeur** ») de respecter le processus d'attribution prévu aux articles 1.3, 13.9 al. 2 et 21.1 du texte des Conditions de service.

SOMMAIRE DES CONSTATS DÉCOULANT DE L'ANALYSE DE LA PREUVE DU DISTRIBUTEUR

Selon ce qui suit, l'exercice que suggère le Décret du Gouvernement du Québec 1769-2022 en date du 2 novembre 2022, publié à la *Gazette officielle du Québec* le 9 novembre 2022 (le « **Décret** »)[1], soit d'évaluer le risque que peut constituer l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique pour la capacité du Distributeur de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques, ne mène pas à la conclusion que la quantité de MW associée au Bloc réservé doive-t-être révisée à la baisse, pour ce qui est des MW déjà réservés.

Cette conclusion est basée sur les quatre (4) constats suivants, lesquels découlent de l'analyse de l'ensemble de la preuve déposée par le Distributeur dans le présent dossier :

CONSTAT N^{O} 1 – Une décision finale claire sur le Bloc réservé : La décision de la Régie de l'énergie (la « **Régie** »), rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018, pour la création du **Bloc réservé**, avec la création d'une catégorie de clientèle selon l'usage, en service non ferme, interruptibles pour 300 heures, avec de fortes pénalités, ainsi que le processus d'attribution qui a suivi en phase 3, était basée sur une décision finale claire, à la suite d'un processus complet. Cette décision permet toujours de limiter le risque pour la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon du Plan d'approvisionnement déposé dans le présent dossier.

CONSTAT N^{O} 2 – Le coût des approvisionnements est couvert pour ce Bloc réservé : Les tarifs et conditions de service approuvés par la Régie pour l'attribution du **Bloc réservé** permettent de récupérer les coûts du service public de manière très rentable en période hors pointe avec des revenus sur la vente de kWh qui contribuent ainsi à financer les efforts de transition énergétique sur l'horizon du Plan d'approvisionnement déposé dans le présent dossier.

CONSTAT N^{O} 3 – La sécurité d'approvisionnement n'est pas à risque avec l'attribution du Bloc réservé au minimum d'ici le dépôt du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur : L'alimentation en service non ferme des Clients CB ayant accès au **Bloc réservé** pose moins de risques que plusieurs autres catégories de clients du Distributeur sur la sécurité d'approvisionnement en période de pointe

[1] R-4210-2022 Phase 1 HQD-2, document 3.1.

CONSTAT N^{O} 4 – Le Bloc réservé est, dans les faits, un des meilleurs outils de gestion de la pointe hivernale pour le Distributeur et à moindres coûts : L'alimentation en service non ferme des Clients CB ayant accès au **Bloc réservé**, lorsque géré par le Distributeur, constitue un outil de gestion de la pointe de premier choix, parmi les plus économiques lorsque comparés aux autres outils présentés dans le Plan d'approvisionnement. Ce nouveau bloc de 270 MW offrirait plus de 43 jours équivalents d'effacement de la pointe hivernale, sans aucun rabais tarifaire et peu de coûts de mise en œuvre par rapport aux clients interruptibles ou autres moyens actuels.

1. Constat 1 - Une décision finale claire sur le Bloc réservé

Afin de bien saisir la démarche rigoureuse qui a mené à la création d'un bloc réservé, limité, avec des Clients CB soumis à un service non ferme, il importe de se repositionner avec les arguments encore pertinents aujourd'hui pour « contrôler » l'obligation de desservir, et non pas obligatoirement « éliminer » l'accès à une catégorie de clientèle.

Dans le cadre du dossier R-4045-2018, portant sur la « Demande de fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs », à la suite d'un processus complet d'étude du dossier, la Régie a rendu plusieurs décisions dans le cadre des phases 1 et 2 et finalement lors de la phase 3. Ce dossier complexe a donc débuté avec un dépôt le 14 juin 2018 pour se conclure avec la création d'un bloc réservé lors de la phase 1 et de règles d'attribution de ce bloc le 17 novembre 2021 dans la phase 3.

Le 28 janvier 2021, la Régie rendait sa décision D-2021-007 sur le fond de la phase 1, et ensuite, dans sa décision sur le fond de la phase 3, D-2021-148[2], le 17 novembre 2021. En guise de contexte, reprenons ici le paragraphe 2 de cette dernière décision sur le fond qui reprenait les paragraphes 167 à 171 de la décision D-2021-007 :

> « [167] Compte tenu des résultats de l'Appel de propositions, la Régie est d'avis que la question portant sur la manière dont les mégawatts restant (sic.) du Bloc dédié doivent être alloués doit être examinée dans le cadre d'une phase ultérieure. La Régie tient à préciser que la présente décision n'a pas pour effet de créer un nouveau bloc dédié pour cette clientèle mais qu'elle vise à compléter l'encadrement de l'obligation de desservir du Distributeur à l'égard de cette clientèle, cette obligation ayant été limitée dans le cadre de l'étape 2 par la création du Bloc dédié **en service non ferme**.
>
> [168] La Régie est d'avis que ce sujet n'était pas prévu à cette étape du dossier et qu'elle ne peut donc se prononcer à cet égard dans le cadre de la présente décision. Conséquemment, la Régie crée une phase 3, dans le cadre du présent dossier, afin d'examiner cet enjeu.
>
> [169] La Régie ordonne au Distributeur de déposer, dans le cadre de la phase 3, sa proposition sur la manière dont les mégawatts restants du **Bloc dédié doivent être alloués**. La Régie fixera ultérieurement le cadre d'examen de cette nouvelle phase.
>
> [170] La Régie note cependant que, selon le Distributeur, le contexte énergétique a évolué depuis l'étape 2 du dossier et que désormais ses **bilans de puissance** et d'énergie sont serrés.

[2] R-4210-2022 Phase 1 C-Bitfarms-0004.

> [171] Considérant ce qui précède, la Régie souligne que si le Distributeur souhaite que le nombre de mégawatts prévu dans le Bloc dédié soit revu et donc obtenir une modification de l'encadrement de son obligation de desservir établi par la Régie au présent dossier, **il devra présenter cette demande dans le cadre de la phase 3**. »

Nous sommes donc en janvier 2021, pour les extraits 167 à 171 de la D-2021-007 cités ici. Entre janvier 2021 et la fin de la même année, dans cette phase 3, le Distributeur confirme pouvoir approvisionner la charge additionnelle « du solde dédié[3] ».

> [67] La **Régie prend acte du fait que le Distributeur confirme pouvoir approvisionner la charge additionnelle du solde du Bloc dédié**.
>
> [74] Pour ces motifs, **la Régie approuve la mise en place d'une approche du « premier arrivé, premier servi » pour l'attribution du solde du Bloc dédié**, jusqu'au comblement des quantités disponibles.
>
> [88] La Régie approuve la précision apportée à l'article 1.3 des Conditions de service selon laquelle une seule demande par projet pourra être déposée et qu'elle devra être d'au moins 50 kW et d'au plus 50 MW[4]. La Régie considère que cette limite est raisonnable, **en plus de donner accès à un plus grand nombre de participants**.
>
> [100] Le rôle de la Régie consiste d'abord à s'assurer que le Processus d'attribution offre aux projets, peu importe leur taille, les mêmes chances d'être retenus. **Le Processus d'attribution proposé par le Distributeur est raisonnable et équitable, puisqu'il traite sur un pied d'égalité toutes les demandes, quelle que soit leur taille**. La Régie juge qu'il n'y a pas lieu de réserver une portion du solde du Bloc dédié pour les demandes de 5 MW et moins.

Enfin pour conclure sur le Constat no 1, bien que le client Bitfarms, et d'autres clients de la catégorie tarifaire CB, ait des avantages à ce que le Bloc réservé soit réellement octroyé, l'objectif de ce premier constat cherche à élargir le débat afin de faire respecter les institutions qui réglementent le marché de l'énergie au Québec. Il faut éviter d'improviser les décisions en dehors du cadre réglementaire en vigueur lorsqu'elles ont été rendues, et éviter de multiplier les tentatives d'éliminer le rempart du pouvoir judiciaire, ou quasi judiciaires dans le cas de la Régie.

En fait, cette décision sur le bloc « dédié », ou maintenant « réservé » dans ce Plan d'approvisionnement, de limiter l'accès au service public à un groupe de clients, d'offrir seulement un service non ferme et de ne pas donner de rabais tarifaire, permet de rencontrer l'objectif d'un service public, et est basée sur une décision finale claire, à la suite d'un processus complet et certainement dans l'intérêt public.

---

[3] Il est d'ailleurs curieux de voir que ce bloc « dédié » semble maintenant être devenu un bloc « réservé » dans le cadre du Plan d'approvisionnement.

[4] La récente Loi 2 élimine maintenant l'obligation de service pour le monopole si les demandes sont supérieures à 5 MW, notons que la décision finale D-2021-148 a été rendue avant cette nouvelle Loi. La justification pour donner accès à un plus grand nombre de participants demeure valide, au minimum pour les projets sous les 5 MW.

2. Constat 2 - Le coût des approvisionnements est couvert pour le Bloc réservé.

Dans le tableau 2.1, à titre illustratif de l'argument, nous pouvons constater le potentiel de revenu supplémentaire associé à l'octroi du Bloc réservé de 270 MW avec des hypothèses plus ou moins optimistes ainsi que des hypothèses de coûts sur la base de coûts évités[5].

Bien qu'elles soient des hypothèses qui donnent des fourchettes approximatives, nous pouvons établir qu'un bloc de 270 MW apporterait environ 100 000 000$ par année. Aussi, sans avoir accès à des méthodes d'allocation de revenus spécifiques ni au nombre de clients à servir[6] dans le cadre de ce dossier, la logique est bien illustrée dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 : Hypothèses approximatives de revenus annuels en fonction de l'octroi d'un bloc réservé supplémentaire de 270 MW

	Hypothèses 1	Hypothèses 2	Hypothèses 3
Abonnements	40	40	80
Bloc en MW	270	270	270
Bloc en KW	270000	270000	270000
Heures/année	8760	8760	8760
Scénarios FU	88%	65%	65%
Heures réelles	7709	5694	5694
KWh	2 081 376 000	1 537 380 000	1 537 380 000
MWh	2 081 376	1 537 380	1 537 380
GWh	2 081	1 537	1 537
TWh	2,1	1,5	1,5
Tarif moyen $	0,05	0,06	0,06
Revenus $ /abonnements	104 068 800 $	92 242 800 $	92 242 800 $
Revenus $/CB	2 601 720 $	2 306 070 $	1 153 035 $
Revenu$/MW	385 440 $	341 640 $	341 640 $
Revenu$/KW	385 $	342 $	342 $
Couts évités/KW	20 $	150 $	150 $
Écarts /KW	365 $	192 $	192 $

Nous pourrions utiliser d'autres hypothèses, l'exercice de prévision est souvent hasardeux, autant pour le demandeur que pour les intervenants, mais ces chiffres parlent par eux-mêmes. L'idée même de la tarification juste et raisonnable est de s'assurer de récupérer les coûts du service d'accès et d'utilisation de l'énergie. Il est assuré ici que les Clients CB de ce Bloc réservé couvriront amplement leurs coûts d'approvisionnement qu'ils pourraient occasionner avec les tarifs et conditions actuels auxquels ils sont soumis avec la décision D-2021-148.

---

5 Plus loin dans la preuve, nous pouvons voir que, selon les analyses du Distributeur, les coûts évités en hiver est de 20$ kW-an (2022-2026) à 130$ kw-an (2026-2027).

6 Plus loin dans la preuve, nous voyons que le nombre actuel de Clients CB à servir est autour de 40.

Par ailleurs, c'est surtout à travers l'analyse des coûts de la pointe hivernale qu'il faut étudier son impact réel au Québec. Les coûts et les ambitions du Québec en matière d'électrification seront beaucoup plus à risque avec l'ensemble des autres clients en dehors de ce Bloc réservé. La demande caractérisée comme étant « essentielle », comme le chauffage, occasionne des coûts très élevés à la marge, en pointe hivernale, le Distributeur l'expliquait très clairement dans l'extrait suivant et 2017 :

> Par ailleurs, par rapport au Plan, l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver est supérieur de 30 à 40 MW aux horizons 1 à 3 ans et supérieur de 70 MW à l'horizon 4 ans. Ces accroissements s'expliquent par une révision à la hausse de l'aléa climatique pour tout l'horizon. Ce phénomène récurrent découle du fait que **la charge de chauffage des locaux est en croissance d'un hiver à l'autre**, ce qui entraîne un aléa climatique supérieur à celui du Plan, pour un même horizon[7].

Le Bloc réservé est en usage non ferme pour 300 heures d'interruption potentielle maximale, qui peut être utilisé au besoin et fournir ainsi une flexibilité en pointe hivernale sans coûts supplémentaires tout en conservant le 100 000 000$ en revenu pour limiter les impacts tarifaires pour le reste de l'année.

Nous y reviendrons plus tard dans le Constat no 4, mais en ce qui concerne les coûts en approvisionnement *vs*. les revenus de ce Bloc réservé, dans le dossier R-4045-2018, le Distributeur était assez clair à ce sujet :

> *En limitant les ajouts de charge par le biais de l'appel de propositions et en imposant la modalité interruptible de ces ajouts,* ***le Distributeur contrôle le recours aux marchés de court terme, en énergie et en puissance****. Cette approche permet de maintenir les volumes achetés sur les marchés de court terme à des niveaux acceptables, limitant de ce fait le besoin pour de nouveaux approvisionnements de long terme* ***de même que l'impact sur les coûts d'approvisionnement et, ainsi, sur les tarifs de la clientèle québécoise***[8].

Comparés à la plupart des autres catégories de clients, les coûts relatifs d'approvisionnement du Bloc réservé supplémentaires seront amplement couverts, et même rentables, au bénéfice des clients avec besoin d'une pointe hivernale et ainsi contribuer à leur façon aux efforts de financement de l'électrification du Québec.

3. <u>Constat 3</u> - La sécurité d'approvisionnement n'est pas à risque avec l'attribution du Bloc réservé au moins d'ici le dépôt du prochain Plan d'approvisionnement du Distributeur.

Pour l'année en cours, les tableaux R-1.1[9] et R-2.1 sur la page suivante, fournis par le Distributeur en réponse à la demande de renseignement de Bitfarms illustrent que le Bloc réservé ne cause pas de problème d'approvisionnement en puissance. La nature « non ferme » des clients du Bloc réservé démontre en plus que le Distributeur utilise très peu la capacité de gestion de la pointe

---

7 HQD – État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026.
8 R-4045-2018, HQD-2, document 3, B-0053, p 11, lignes 15 à 21.
9 Tableaux DDR de Bitfarms, R-4210-2022 Phase 1, HQD-4, document 6, page 4 et 6 de 22.

actuelle. De plus, l'impact réel en énergie est sous les 1 TWh (0,85 TWh) avec un facteur d'utilisation de l'ordre de 65%.

TABLEAU R-1.1 :
PUISSANCE AUTORISÉ, PUISSANCE MAXIMALE APPELÉE DE NOVEMBRE 2022 À FÉVRIER 2023 ET VENTES POTENTIELLES À TERME (GWH) PAR TARIF

Tarif (selon la puissance autorisée)	Nombre d'abonnements	Puissance appelée novembre 2022 MW	Puissance appelée décembre 2022 MW	Puissance appelée janvier 2023 MW	Puissance appelée février 2023 MW	Puissance autorisée MW	Énergie annuelle potentielle GWh
CB	35	55,1	54,4	56,3	52,7	94,8	788,8
CB avec TDÉ	5	45,0	44,8	46,3	41,9	53,0	441,1
G	29	0,2	0,2	0,3	0,2	2,0	16,8
M	6	0,2	0,1	0,1	0,1	5,3	43,9
D	6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	**81**	**100,6**	**99,6**	**103,1**	**95,0**	**155,1**	**1291**

TABLEAU R-2.1 :
NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION DES ABONNEMENTS À DES FINS D'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE ASSUJETTIS AU TARIF CB (2022-2023)

	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Total
Réseau Intégré	0	11	10	68	89
Réseaux Municipaux	0	11	5	51	67

En ce qui concerne l'énergie consommée, il importe de souligner que ces TWh sont en dehors des périodes de pointe hivernale, ce nouveau bloc de 270 MW pourrait théoriquement créer un impact maximal de 2 365 GWh (270 MW x 8760 heures) supplémentaire mais, à la discrétion du Distributeur, il pourrait limiter son impact en période de pointe pour atteindre un maximum de 2 284 GWh (270 MW x 8760-300 heures), sans compter que les Clients CB ne vont pas consommer avec des facteurs d'utilisation (FU) de 100%. Selon toute logique, les facteurs d'utilisation se situeraient plutôt entre 88 et 96% pour ces Clients CB. Le tableau R1.1 produit semble d'ailleurs indiquer que le Distributeur utilise environ 88% de FU (1291 GWh/ 1359 GWh-Max) de la puissance autorisée ici dans ses prévisions. En somme, le 155 MW autorisé impacte actuellement la demande en énergie de l'ordre de 0,85TWh selon ces chiffres fournis.

En réalité, la puissance appelée dans le tableau R 1.1 est plutôt de l'ordre de 100 MW/155 MW, soit un FU approximatif de 65% de la capacité maximale autorisée. L'octroi du bloc de 155 MW ici est utilisé à seulement 100 MW par les clients et occasionne une demande annuelle sous les 1 TWh. Le prochain tableau 5.3 illustre les prévisions à la pointe utilisées dans le présent dossier[10].

[10] DDR de Bitfarms - R-4210-2022 Phase 1, HQD-4, document 6, page 7 de 22.

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**

De plus, lors d'une réponse à la DDR 3.1 portant sur le tableau 5.3, le Distributeur précisait que ces besoins en puissance étaient « avant l'effacement ».

> Questions : 3.1 Veuillez confirmer que la contribution/besoins à la pointe réelle des clients chaînes de bloc pour 2021-2022 au 30 mars 2022 était de 214 MW.
>
> Réponse : Le Distributeur le confirme. Cependant, le Distributeur précise qu'il s'agit d'un appel de puissance **avant l'effacement qui est plutôt considéré parmi les autres 3 moyens au bilan en puissance**.[11]

Il importe donc ici de préciser qu'il faut considérer que ces besoins de puissance, pour les « Chaînes de blocs », ne sont pas de la même nature que les autres besoins du tableau. En fait, à l'exception des serres, dans une moindre mesure, les autres besoins en puissance présentés ici sont plus « réels », déjà en service ferme, ou éventuellement à définir pour les nouvelles filières.

Le Distributeur précise à ce sujet dans une autre de ses réponses à Bitfarms :

> Par ailleurs, le Distributeur ne peut spéculer sur la question telle que posée, mais confirme que le secteur des chaînes de blocs est actuellement le seul secteur à avoir un encadrement réglementaire qui comprend un bloc dédié et un service non ferme.[12]

Dans une autre réponse à une demande de renseignements de Bitfarms, le Distributeur précise ses intentions en ce qui concerne les autres catégories :

> Les clients des secteurs des Chaînes de blocs et des Serres souscrivant à l'Option d'électricité additionnelle (« OÉA ») sont assujettis à des modalités tarifaires qui prévoient des restrictions à la consommation lors des périodes de pointe. Pour ce qui est des autres secteurs apparaissant dans l'encadré en rouge du tableau en préambule (référence ii), le Distributeur discute avec les principaux acteurs de ces secteurs **pour les sensibiliser à l'importance d'adhérer à une option de gestion de la demande** de puissance considérant l'évolution du contexte énergétique[13].

[11] R-4210-2022 Phase 1 HQD-4, document 6, page 7 de 22.
[12] R-4210-2022 Phase 1 HQD-4, document 6, page 10 de 22.
[13] R-4210-2022 Phase 1 HQD-4, document 6.1, page 6 de 7.

En référence à cette dernière réponse du Distributeur, Bitfarms mentionne que ces autres catégories tarifaires ne sont pas soumises à une limite, en plus de ne pas offrir de possibilité d'effacement de la pointe hivernale. Le Bloc réservé demeure donc la catégorie de clients qui mettra le moins à risque la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme, avec 300 heures d'interruptions par hiver.

D'ailleurs, le Distributeur précise dans une réponse récente :

> Dans l'éventualité où un client des autres secteurs émergents adhèrerait à une des options de gestion de la demande de puissance, que ce soit la GDP Affaires ou l'OÉI, celles-ci prévoient des interruptions **allant jusqu'à 100 heures par hiver**[14].

La nature même du Bloc réservé pour le secteur des chaînes de blocs fait en sorte que nous ne pouvons pas conclure que, spécialement dans le cadre de ce Plan d'approvisionnement, il occasionne des coûts supplémentaires ou ne mette à risque la sécurité de cet approvisionnement. Dans les faits, les enjeux pour les besoins des autres filières à venir (Hydrogène / Biométhanisation et Batterie) sont encore de l'ordre de la spéculation et d'autres catégories comme les centres de données et les usages pour les véhicules électriques ne sont aucunement encadrés et sans effacements de la pointe pour le moment.

4. <u>Constat 4</u> - Le Bloc réservé est, dans les faits, un des meilleurs outils de gestion de la « pointe hivernale » pour le Distributeur et à moindres coûts.

En plus des éléments déjà mentionnés dans les autres trois premiers constats, et pour bien comprendre les arguments qui supportent le constat no 4 de cette preuve, regardons d'abord les définitions et explications tirées directement du site WEB d'Hydro-Québec[15] pour le concept de « pointe hivernale ».

> Concrètement, qu'est-ce qu'une pointe ?
>
> Les pointes, annuelles ou quotidiennes, se produisent lorsque la demande d'électricité atteint son maximum et que le réseau d'Hydro-Québec est le plus sollicité parce qu'un très grand nombre de clients **utilisent le chauffage ou des appareils énergivores au même moment.** <u>Le réseau est alors congestionné</u>.
>
> <u>Pointes hivernales</u>
>
> Au Québec, les périodes de pointe se produisent en hiver **en raison des besoins de chauffage**. (Extrait du site WEB d'Hydro-Québec)

> <u>Périodes de pointe</u>

[14] R-4210-2022 Phase 1 HQD-4, document 6.1, page 7 de 7.
[15] https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/consommation-electrique-hiver.html

Les pointes quotidiennes se produisent en semaine, **soit le matin, entre 6 h et 9 h**, et en fin de journée, **entre 16 h et 20 h**.

Donc, dans les faits, les objectifs de décarbonation du Québec vont mettre de plus en plus de pression sur les pointes électriques hivernales. Ce constat est d'ailleurs plus longuement documenté dans le cadre du dossier R-4169-2021 BiÉnergie[16]. La lutte aux changements climatiques est donc subordonnée, notamment, à notre capacité de mieux gérer collectivement les pointes hivernales, afin de libérer des capacités pour les heures nécessitant beaucoup de puissance, principalement pour la chauffe, mais aussi pour les véhicules électriques.

Pour nous mettre en contexte, le tableau 3.3 du bilan de puissance ici fait une liste des outils de gestion de la puissance actuellement détaillés dans le dossier en cours[17].

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.

Aussi, nous avions déjà utilisé les coûts évités dans le Constat no 2, voici les extraits au dossier sur les coûts évités pour se donner un ordre de grandeur sur la valeur de l'outil de gestion que ce bloc réservé de 270 MW pourrait représenter.

---

16 R-4169-2021 Phase 1 et Phase 2.
17 Tableau extrait de la pièce HQD-2, document 3, pages 14 de 78.

Pour les hivers 2022-2023 à 2025-2026, le signal de coût évité est de 20 $/kW-an hiver ($ 2022, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les 29 marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP[18];

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 3 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[19].

Figure 4.1 – Extraits du dossier en cours pour plus de détails sur les outils de gestion de la puissance[20]

Gestion de la demande de puissance			
Électricité interruptible (incluant la bonification)	Options tarifaires offertes aux clients de moyenne et de grande puissance (tarifs M, G9, L ou LG) Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur production en pointe, à la demande du Distributeur Des modifications visant à rehausser la contribution de ces options sont planifiées. Les démarches pour ce faire sont en cours	–	Atteint 1 099 MW
GDP Affaires (incluant la bonification)	Option offerte aux clients Affaires admissibles, à qui un appui financier est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur Des modifications visant à rehausser la contribution de ces options sont planifiées. Les démarches pour ce faire sont en cours	–	Atteint 889 MW
Tarification dynamique	Options de tarification dynamique offertes aux clients résidentiels et commerciaux. L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance Les clients inscrits peuvent réaliser des économies en réduisant leur consommation d'électricité, en période de pointe, à la demande du Distributeur	–	Atteint 445 MW
Hilo	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	–	Atteint 621 MW

Autres moyens			
Service non ferme 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 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 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	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 319 MW
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	Le Distributeur prévoit effacer la charge des Îles-de-la-Madeleine en période de pointe en utilisant la centrale thermique de Cap-aux-Meules, à partir de son raccordement au réseau intégré prévu en 2027	–	Atteint 60 MW
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la quantité est réalisée à chaque automne par le Transporteur	–	250 MW

Non seulement le Bloc réservé en « service non ferme » permettrait-il de gérer la pointe hivernale, il est gratuit, lorsque comparé à d'autres outils déjà mentionnés dans une réponse aux DDR de Bitfarms, le Distributeur précisait également :

> Pour l'hiver 2022-2023, le Distributeur a versé aux clients inscrits à l'Option d'électricité interruptible (« OEI ») des crédits totaux de 11,6 M$, soit environ 16,28 $ par kW effectifs[21].

[18] R-4210-2022, HQD-2, document 3, page 53 de 78.
[19] R-4210-2022, HQD-2, document 3, page 54 de 78.
[20] Tableaux extraits de la pièce HQD-2, document 3, pages 17 et 18 de 78.
[21] R-4210-2022 Phase 1, HQD-4, document 6.1, page 4 de 7.

Le tableau 4.1 de la page suivante démontre toute la flexibilité que l'octroi du Bloc réservé de 270 MW pourrait offrir au Plan d'approvisionnement en période de pointe hivernale. Dans les faits, c'est plus de 40 jours équivalents avec un coût de 0 $, alors que les crédits totaux de 11,6 M$ donnaient un coût relatif de 16,28$ par KW.

Tableau 4.1 – Analyses sommaires du nombre d'heure et coûts de l'OEI fourni

Puissance disponible (MW)	270
Outil de gestion de la puissance (Heure)	300
Pointe du matin (Heures)	3
Pointe du soir (Heures)	4
Nombre de jours équivalents	43
Coûts de l'outil pour 270 MW ($/KW)	0 $
Coût des autres outils ($/KW effectif)	16,28 $

Dans la liste des outils détaillés de la figure 4.1, le bloc actuel est évalué « jusqu'à 319 MW » « selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs ». Malgré l'absence de données pour évaluer adéquatement les autres moyens listés, il est raisonnable de croire que l'outil le plus flexible et le moins cher est le Bloc réservé, il pourrait passer à près de 600 MW avec le 270 supplémentaire, en respect de la décision de la Régie, et ainsi être équivalent à Hilo, pour une fraction des coûts pour sa mise en œuvre, autant pour le Distributeur et ses clients que pour le client participant qui doit actuellement débourser pour l'installation.

CONCLUSION

L'exercice que suggère le Décret, soit d'évaluer le risque que peut constituer l'allocation d'un bloc dédié à un secteur spécifique pour la capacité du Distributeur de répondre adéquatement aux demandes de branchement prioritaires et stratégiques, ne mène pas à la conclusion que la quantité de MW associée au Bloc réservé doive-t-être révisée à la baisse, pour ce qui est des MW déjà réservés.

À la lumière des quatre (4) constats détaillés dans la présente Preuve, les « préoccupations » soulevées par le Décret ne seraient pas résolues par la suppression des quantités de puissance du Bloc réservé. En effet :

- Les « préoccupations » exprimées au Décret ont été anticipées dans le cadre du dossier R-4045-2018 par la Régie, le Distributeur et les intervenants (**Constat nº 1**);

- Le Distributeur dispose d'énergie propre en quantité suffisante puisque le Bloc réservé ne cause pas de problème d'approvisionnement en puissance, ni n'occasionne de coûts supplémentaires pour le Distributeur (**Constat nº 3**);

- L'attribution des capacités prévues au Bloc réservé est alignée avec les besoins des filières stratégiques identifiées en ce qu'elle permettrait de générer des revenus à hauteur de 100 000 000 $ et les coûts seraient entièrement couverts par cette clientèle, entrainant ainsi une réduction du fardeau tarifaire et attirant plus les autres filières avec une forme d'inter financement au développement (**Constat n^{o} 2**)

- Le Bloc réservé de 270 MW est un outil de gestion flexible qui minimise le risque de la pointe hivernale à moindre coût et ne constitue donc pas un risque sur l'approvisionnement (**Constat n^{o} 4**).

L'allocation des 270 MW du Bloc réservé aux Clients CB ne s'inscrit pas en contradiction avec les préoccupation économiques, sociales et environnementales du Gouvernement, générant au contraire des revenus pour un coût nul et contribuant ainsi à financer les efforts de transition énergétique sur l'horizon du Plan d'approvisionnement déposé dans le présent dossier.