RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 2 DE LA RÉGIE

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

BILANS D'ÉNERGIE ET DE PUISSANCE
ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE ET PROFILS DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS

1. Références :

(i) Décret 1840-2022;
(ii) Règlement abrogeant le Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne et le Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable et Décret 1840-2022;
(iii) Résultats des A/O 2021-01 et 2021-02, Communiqué de presse d'HQ;
(iv) Décret 214-2023;
(v) Pièce B-0020, Tableaux 3.1 et 3.2 révisé;
(vi) Pièce B-0020, Tableau 3.6;
(vii) Pièce B-0020, Tableaux 3.3 et 3.4;
(viii) Pièce B-0020, Figures 7.1 à 7.8.

Préambule :

(i) Décret 1840-2022 : Concernant le Règlement abrogeant le Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne et le Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable.

(ii) « *Le Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne, édicté par le décret n° 1451-2022 du 3 août 2022, et le Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable, édicté par le décret n° 1452-2022 du 3 août 2022, sont abrogés.* »

(iii) « *Hydro-Québec retient sept soumissions visant notamment près de 1 150 MW d'éolien installé.* »

(iv) Décret 214-2023 : Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne.

(v) «

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*	-	-	-	-	-	-

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

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

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

»

(vi) «

TABLEAU 3.6 :
IMPACT DE L'AJOUT DE 270 MW DE PROJETS POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE SUR LE BILAN D'ÉNERGIE EN INCLUANT LES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	195,2	200,2	202,8	205,4	208,0	211,5	213,5	216,2	219,0	222,3
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	178,2	178,8	178,9	178,9	178,7	178,8	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	4,0	4,3	4,8	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 chaînes de blocs	0,07	0,16	0,17	0,19	0,20	0,20	0,22	0,21	0,20	0,21
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
Nouveaux approvisionnements prévus*	**-**	**-**	**-**	**0,4**	**6,2**	**14,4**	**15,2**	**16,1**	**16,1**	**16,1**
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	1,6	3,1	3,6	4,1	5,6	4,4	4,6	5,6	6,0	6,0
• Dont achats en hiver	*1,5*	*2,8*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*	*3,0*
• Dont achats hors hiver	*0,1*	*0,3*	*0,6*	*1,1*	*2,6*	*1,4*	*1,6*	*2,6*	*3,0*	*3,0*
Approvisionnements de long terme	-	-	0,4	0,8	1,5	0,3	1,9	3,0	5,6	9,7
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*0,7*	*0,1*	-	-	*0,2*	*0,1*	-	-	-

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

»

(vii) «

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.

TABLEAU 3.4 :
IMPACT DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS SUR LE BILAN DE PUISSANCE

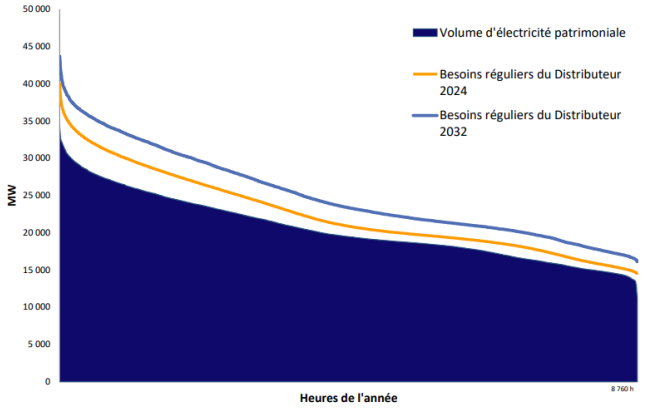
Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Nouveaux approvisionnements prévus*					**600**	**2 060**	**2 180**	**2 300**	**2 300**	**2 300**
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	900	850	900	850	850	700	1 000	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	0	300	800	1 450

*Correspond à la contribution attendue en puissance des quantités recherchées des A/O 2021-01 et 2021-02, soit 300 MW éolien (120 MW) et 480 MW renouvelable (480 MW) et celles découlant des Règlements du gouvernement pour le lancement d'appels d'offres d'ici décembre 2022, soit 1 000 MW éolien (400 MW) et 1 300 MW renouvelable (1 300 MW). Ces valeurs pourraient être différentes selon les projets qui seront retenus.

»

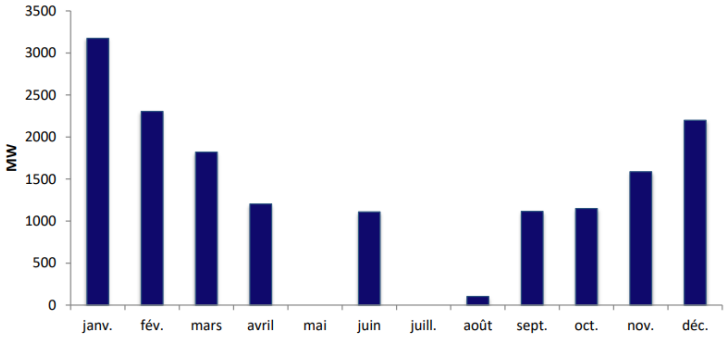
(viii) «

FIGURE 7.1 :
COMPARAISON DU PROFIL HORAIRE DES BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR (2024 ET 2032) AVEC LA COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE



[…]

FIGURE 7.8 :
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME POUR L'ANNÉE 2025



»

Demandes :

1.1 Veuillez mettre à jour le bilan d'énergie et l'impact des nouveaux approvisionnements prévus sur ce bilan (référence (v)) afin de tenir compte de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne* et de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable,* des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne* (références (i), (ii), (iii) et (iv)).

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-1.1 le bilan d'énergie pour la période du Plan et pour les années historiques 2020, 2021 et 2022 en considérant l'intégration des résultats des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 ainsi que le Règlement sur le bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne, dont les mises en service sont échelonnées entre 2027 et 2029.

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

1.2 Veuillez ajouter les valeurs historiques des années 2020 à 2022 au le bilan d'énergie selon le format du tableau 3.1.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3 Veuillez mettre à jour le bilan d'énergie intégrant l'impact de l'alimentation du solde du bloc réservé pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (référence (vi)) afin de tenir compte de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne* et de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable,* des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne* (références (i), (ii), (iii) et (iv)).

Réponse :

2 **Le tableau R-1.3 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-1.3 :

IMPACT DE L'AJOUT DE 270 MW DE PROJETS POUR USAGE CRYPTOGRAPHIQUE SUR LE BILAN D'ÉNERGIE 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

En TWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
BESOINS	**195,2**	**200,2**	**202,8**	**205,4**	**208,0**	**211,5**	**213,5**	**216,2**	**219,0**	**222,3**
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	175,1	178,2	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,7	4,0	4,3	4,8	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 chaînes de blocs	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
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
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	1,6	3,1	3,6	4,1	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
▪ *Dont achats en hiver*	1,5	2,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
▪ *Dont achats hors hiver*	0,1	0,3	0,6	1,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	0,4	0,8	2,3	6,3	7,5	9,1	12,2	16,3
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	*3,7*	*0,7*	*0,1*	-	-	-	-	-	-	-

*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.

1.4 Veuillez mettre à jour le bilan de puissance (référence (vii)) afin de tenir compte de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne* et de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable,* des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne* (références (i), (ii), (iii) et (iv)) en utilisant le format suivant :

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													
Réserve pour respecter le critère de fiabilité													
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE													
APPROVISIONNEMENTS													
Approvisionnements planifiés													
Électricité patrimoniale													
Contrats avec HQP													
▪ Base et cyclable													
▪ Puissance rappelée													
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)													
Autres contrats de long terme													
▪ Éolien													
▪ Biomass													
▪ Petite hydrulique													
Gestion de la demande en puissance													
▪ Électricité interruptible (incluamt bonification)													
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance													
- Programme GDP Affaires													
- Tarification dynamique													
- Hilo													
Autres moyens													
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe													
Abaissement de tension													
Interruption chaînes de blocs													
Puissance additionnelle requise													
Contribution des marchés de court terme													
Approvisionnement de long terme (A/O 2021-01 et A/O 2021-02)													
Approvisionnement de long terme													

Réponse révisée :

Le Distributeur a constaté une erreur de saisie dans le modèle pour établir la réserve pour respecter le critère de fiabilité du bilan de puissance. Il présente une version révisée du tableau R-1.4. Les changements sont surlignés en jaune.

Le Distributeur présente au tableau R-1.4 révisé le bilan de puissance pour la période du Plan et pour les hivers 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 en considérant l'intégration des résultats des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 ainsi que le Règlement sur le bloc de 1 500 MW d'énergie éolienne, dont les mises en service sont échelonnées entre 2027 et 2029.

TABLEAU R-1.4 RÉVISÉ :

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	4 129	4 292	4 391	4 491	4 594	4 699	4 806	4 881
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	**42 445**	**42 409**	**43 223**	**43 682**	**44 159**	**44 664**	**45 252**	**45 712**	**46 226**	**46 750**	**47 326**	**47 900**	**48 577**
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**	**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**	**0**	**0**	**0**	**1 150**	**1 400**	**1 800**	**2 300**	**3 050**

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 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.

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

1.5 Veuillez insérer les valeurs historiques des hivers 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022 dans le bilan de puissance de la question précédente.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.4.

1.6 Veuillez préciser si Hydro-Québec a fait appel au public au cours des pointes 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022. Dans l'affirmative, veuillez préciser l'impact sur le bilan de puissance.

Réponse :

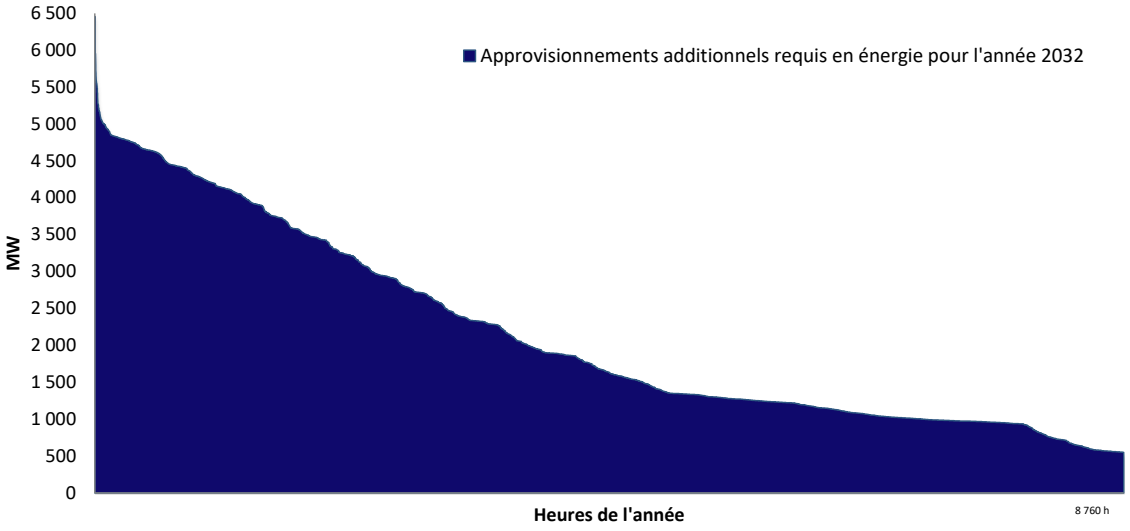
Entre les hivers 2019-2020 et 2021-2022, le Distributeur n'a fait qu'un appel au public afin de l'encourager à restreindre sa consommation, soit le 22 janvier 2022. L'impact des appels au public n'est toutefois pas pris en compte dans le bilan de puissance.

1.7 Veuillez mettre à jour les profils des besoins et des approvisionnements additionnels requis (tableaux 7.1 à 7.8 de la référence (viii)) afin de tenir compte de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne* et de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable,* des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne* (références (i), (ii), (iii) et (iv)). Veuillez fournir les données à l'origine des tableaux mis à jour.

Réponse :

Le Distributeur précise que seule la figure 7.5 de la référence (viii) est modifiée par les changements aux différents Règlements et appels d'offres cités dans la question, puisque les années couvertes par les autres figures sont préalables aux dates de mises en service considérées. La figure R-1.7 présente l'information demandée. Les données sont présentées dans le fichier Excel HQD-04-1.2_R-1.7.xlsx.

FIGURE R-1.7 :
COURBE DES PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2032 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



FIABILITÉ EN ÉNERGIE

2. Références : (i) Pièce B-0020, Tableaux 4.1;
(ii) Dossier R-4110-2019, pièce B-0009, p. 25;
(iii) Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 124, par. 478;
(iv) Dossier R-4110-2019, décision D-2022-062, p. 116, par. 446.

Préambule :

(i) «

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**

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]

(ii) « *Le Distributeur propose de réviser le critère de fiabilité en énergie, pour tenir compte de son historique des dernières années concernant les achats d'énergie sur les marchés voisins. Ainsi, le critère de fiabilité serait formulé comme suit :*

> *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.*

Le changement apporté correspond à un rehaussement de 1 TWh de la dépendance maximale envers les marchés voisins. Le volume de 6 TWh est établi sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès des marchés voisins, pour 90 % des heures de l'hiver […]. »

(iii) « *[478] La Régie considère que le rehaussement de 1 TWh de la dépendance maximale envers les marchés de court terme repose sur une utilisation prudente de ces marchés. Elle approuve donc la révision du critère de fiabilité en énergie proposée par le Distributeur dans le présent dossier.* »

(iv) « *[446] 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. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 À la lumière de la décision D-2022-062 (références (ii), (iii) et (iv)), veuillez justifier la stratégie du Distributeur d'octroyer 4 TWh au Producteur advenant un aléa en énergie correspondant à un écart-type.

Réponse :

Le critère de fiabilité en énergie vise à encadrer la dépendance du Distributeur envers les marchés voisins, donc en excluant les apports en énergie du Producteur. Historiquement, le Producteur a toujours été en mesure de répondre à une part significative des besoins du Distributeur à titre d'énergie de court terme. Pour cette raison, le Distributeur évalue qu'il pourra, dans le futur, être en mesure de faire des achats auprès du Producteur pour combler une partie de ses besoins en énergie de court terme.

Il apparait donc raisonnable de considérer que, sur l'ensemble des achats prévus dans un scénario fort, tels que montrés au tableau 4.1 de la référence (i), une portion pourrait provenir du Producteur. Compte tenu qu'au maximum 6 TWh peuvent provenir des marchés externes pour respecter le critère de fiabilité en énergie, la contribution du Producteur pour répondre au scénario + 1 écart type, dont les achats prévus atteignent 10 TWh en 2027, devrait être d'au moins 4 TWh sur une base annuelle. De l'avis du Distributeur, la fourniture d'un tel volume par le Producteur demeure réaliste.

De façon générale, le Distributeur reconnaît que le volume des achats prévus sur la période du Plan, tant pour le scénario moyen que pour un scénario fort, est important. Le Distributeur rappelle qu'il fait face à un contexte de croissance soutenue des besoins et que la mise en place des approvisionnements de long terme est un processus complexe.

Cela étant, comme mentionné dans sa correspondance du 19 janvier 2023 (B-0039),

> **Hydro-Québec travaille à la mise en place d'une nouvelle stratégie d'approvisionnement, plus efficace, qui devrait faciliter l'atteinte des objectifs recherchés tout en assurant un développement optimal des approvisionnements éoliens au Québec et ce, au meilleur coût.**

C'est pour cette raison que le Distributeur avait demandé le report de l'examen de la stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance dans une seconde phase du Plan, ce qui a été approuvé par la Régie dans sa décision procédurale D-2023-011.

Le Distributeur sera ainsi en mesure de préciser davantage sa stratégie d'approvisionnement pour répondre à la demande québécoise ultérieurement, dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

2.2 Veuillez mettre à jour l'évaluation du critère de fiabilité en énergie (référence (i)) afin de tenir compte de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 000 mégawatts d'énergie éolienne* et de l'abrogation du *Règlement sur un bloc de 1 300 mégawatts d'énergie renouvelable,* des résultats des A/O 2021-01 et 2021-02 et du *Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne* (références (i), (ii), (iii) et (iv) de la question 1 de la présente décision).

Réponse :

Le tableau R-2.2 présente l'information demandée.

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**

CARACTÉRISTIQUE DES CONTRATS EXISTANTS ET EN COURS D'ACQUISITION

3. Référence : Dossier R-3986-2016, pièce B-0009, p. 19 à 26.

Préambule :

Dans l'annexe 3C intitulée « *Caractéristiques des contrats existants et en cours d'acquisition* », le Distributeur présente la liste des contrats d'approvisionnement de long terme en vigueur (tableau 3C-1), de même que la contribution en énergie des contrats d'approvisionnement existants (tableau 3C-2).

Demande :

3.1 Veuillez présenter, sous la même forme que les tableaux 3C-1 et 3C-2, les caractéristiques des contrats existants et en cours d'acquisition sur l'horizon du Plan ainsi que leur contribution respective en énergie attendue sur cet horizon.

Réponse révisée :

Le tableau R-3.1-A présente la liste des contrats d'approvisionnement en vigueur accompagnés de leur date de livraison et de leur puissance contractuelle.

~~Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir la contribution respective en énergie des contrats dans le délai imparti. Cette information sera déposée dans les meilleurs délais.~~

TABLEAU R-3.1-A :
LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN VIGUEUR

Nom du projet	Date réelle (ou prévue) de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Remarques
Centrales de cogénération			
Centrale de cogénération de Bécancour	2006-09-17	507 + 40 en pointe	Livraisons suspendues
Centrale de cogénération de Brompton	2007-07-01	19,0	
Centrale de cogénération de Témiscaming	2008-12-15	8,1	
Centrale de cogénération de Saint-Nicéphore	2012-10-02	7,6	
Centrale de cogénération de Thurso	2013-10-02	18,8	
Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska-Roland Thibault	2012-06-29	3,0	Atteint 3 MW en 2028
Centrale de cogénération de Saint-Thomas	2012-07-04	9,4	
Centrale de cogénération de Saint-Félicien	2012-11-16	9,5	
Centrale de cogénération de Témiscaming-2	2015-01-29	50,0	
Centrale de cogénération de Saint-Félicien-2	2012-05-05	33,2	
Centrale de cogénération de Dolbeau	2012-12-22	26,5	
Centrale de cogénération de Gatineau	2013-06-15	15,0	
Centrale de cogénération de Windsor	2013-11-10	30,0	
Centrale de cogénération de Brompton-2	2014-11-03	3,8	
Centrale de cogénération Valleyfield	2021-05-04	9,8	
Centrale de cogénération Biomont	2017-09-13	4,8	
Centrale de cogénération Bell-2	2020-12-29	9,9	
Centrale de cogénération de Thurso-2	2015-04-01	5,2	
Centrale de cogénération Chapais	2019-12-13	28,0	
Centrale de cogénération Bell	2020-12-29	17,0	
Centrale de cogénération Bedford	(2025-12-01)	9,5	
Centrale de cogénération de Windsor-TG2	2017-09-28	17,0	
Centrale de cogénération Bell-4	2021-10-13	9,9	
Centrale de cogénération Bell-3	2020-12-29	4,5	
Parcs éoliens			
Parc éolien de Baie-des-Sables	2006-11-22	109,5	
Parc éolien de L'Anse-à-Valleau	2007-11-10	100,5	
Parc éolien de Saint-Ulric-Saint-Léandre	2009-11-20	133,3	
Parc éolien de Carleton	2008-11-22	109,5	
Parc éolien Mont-Louis	2011-09-17	100,5	
Parc éolien de Montagne Sèche	2011-11-25	58,5	

Nom du projet	Date réelle (ou prévue) de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Remarques
Parc éolien de Gros-Morne, phase 1	2011-11-29	100,5	
Parc éolien de Gros-Morne, phase 2	2012-11-06	111,0	
Parc éolien Mont-Rothery	2015-12-01	74,0	
Parc éolien de L'Érable	2013-11-16	100,0	
Parc éolien Des Moulins, phase 1	2013-12-07	135,70	
Parc éolien Des Moulins, phase 2	2014-12-01	21,15	
Parc éolien du Lac-Alfred, phase 1	2013-01-19	150,0	
Parc éolien du Lac-Alfred, phase 2	2013-08-31	150,0	
Parc éolien Le Plateau	2012-03-28	138,6	
Parc éolien du Massif du Sud	2013-01-18	150,0	
Parc éolien de New Richmond	2013-03-13	67,8	
Parc éolien de la Rivière-du-Moulin, phase 1	2014-11-27	150,0	
Parc éolien de la Rivière-du-Moulin, phase 2	2015-11-14	200,0	
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 2	2013-11-28	131,2	
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 3	2013-12-10	140,6	
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4	2014-12-01	67,9	
Parc éolien Montérégie	2012-12-12	101,2	
Parc éolien de Saint-Robert-Bellarmin	2012-10-11	80,0	
Parc éolien de Témiscouata 2	2015-11-11	51,7	
Parc éolien Vents du Kempt	2014-12-03	101,1	
Parc éolien de Saint-Damase	2014-12-02	23,5	
Parc éolien Viger-Denonville	2013-11-19	24,6	
Parc éolien Le Plateau 2	2014-12-12	21,2	
Parc éolien de Témiscouata	2014-12-01	23,5	
Parc éolien de Saint-Philémon	2015-01-16	24,0	
Parc éolien de La Mitis	2014-10-17	24,6	
Parc éolien Le Granit	2014-11-14	24,6	
Parc éolien Des Cultures	2022-01-29	24,0	
Parc éolien Côte-de-Beaupré	2015-11-19	23,5	
Parc éolien Belle-Rivière	2021-12-31	24,0	
Parc éolien Frampton	2015-12-15	24,0	
Parc éolien Pierre-De Saurel	2016-12-28	24,6	
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n	2016-12-30	149,3	
Parc éolien Roncevaux	2016-12-31	74,8	
Parc éolien Mont Sainte-Marguerite	2018-03-03	147,2	
Parc éolien Nicolas-Riou	2018-01-06	224,3	
Parc éolien de la Dune-du-Nord	2020-12-29	6,4	Livraisons au réseau intégré à partir du raccordement prévu des IDLM

Nom du projet	Date réelle (ou prévue) de début des livraisons	Puissance contractuelle (MW)	Remarques
Centrales hydrauliques			
Centrale hydroélectrique des Chutes à Thompson - Franquelin	2010-12-22	9,9	
Centrale hydroélectrique de Pont-Arnaud	2011-03-26	8,0	
Centrale hydroélectrique de Chute-Garneau	2011-03-09	5,3	
Centrale hydroélectrique de la Courbe-du-Sault	2013-01-11	25,0	
Centrale hydroélectrique de la chute du Quatre Milles	(2024-12-01)	5,5	
Centrale hydroélectrique des chutes du Six Milles	(2024-12-01)	13,2	
Centrale hydroélectrique Hydro-Canyon Saint-Joachim	2017-02-01	23,2	
Centrale hydroélectrique de Val-Jalbert	2015-02-06	16,0	
Centrale hydroélectrique de la 11e chute de la rivière Mistassini	2017-12-02	16,0	
Centrale hydroélectrique Manouane Sipi	(2024-12-01)	22,0	
Centrale hydroélectrique Robert-Bourassa	2007-03-01	350,0	
Centrale hydroélectrique La Grande-1	2007-03-01	250,0	
Hydro-Québec Production-1	2018-12-01	100,0	
Hydro-Québec Production-2	2018-12-01	200,0	
Hydro-Québec Production-3	2018-12-01	200,0	

La contribution respective en énergie des contrats est présentée au tableau R-3.1-B.

TABLEAU R-3.1-B :
CONTRIBUTION EN ÉNERGIE DES CONTRATS

En TWh	Nom du projet	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie											
	HQP Base (inclut énergie rappelée)	3,2	3,4	3,5	3,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	HQP Cyclable (inclut énergie rappelée)	0,7	0,8	1,4	2,7	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Bécancour (TCE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A/O 2003-01 - Biomasse											
	Centrale de cogénération de Brompton	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A/O 2003-02 - Éolienne											
	Parc éolien de Baie-des-Sables	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Parc éolien de Carleton	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	Parc éolien de Gros-Morne, phase 1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Parc éolien de Gros-Morne, phase 2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Parc éolien de L'Anse-à-Valleau	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Parc éolien de Montagne Sèche	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0
	Parc éolien de Saint-Ulric-Saint-Léandre	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0
	Parc éolien Mont-Louis	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,0
A/O 2004-02 - Biomasse											
	Centrale de cogénération de Témiscaming	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A/O 2005-03 - Éolienne											
	Parc éolien de la Rivière-du-Moulin, phase 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Parc éolien de la Rivière-du-Moulin, phase 2	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Parc éolien de L'Érable	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Parc éolien de New Richmond	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Parc éolien de Saint-Robert-Bellarmin	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

En TWh	Nom du projet	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	Parc éolien de Témiscouata 2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Parc éolien Des Moulins, phase 1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Parc éolien Des Moulins, phase 2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien du Lac-Alfred, phase 1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Parc éolien du Lac-Alfred, phase 2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Parc éolien du Massif du Sud	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Parc éolien Le Plateau	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1
	Parc éolien Montérégie	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Parc éolien Mont-Rothery	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Parc éolien Vents du Kempt	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2009-01 - Biomasse											
	Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska-Roland Thibault	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Saint-Félicien	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Saint-Nicéphore	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
	Centrale de cogénération de Saint-Thomas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale de cogénération de Thurso	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
A/O 2009-02 - Éolienne											
	Parc éolien Belle-Rivière	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Côte-de-Beaupré	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien de La Mitis	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien de Saint-Damase	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien de Saint-Philémon	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien de Témiscouata	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Des Cultures	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Frampton	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Le Granit	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Le Plateau 2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Pierre-De Saurel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Parc éolien Viger-Denonville	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

En TWh	Nom du projet	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
PAE 2009-01 - Petites centrales											
	Centrale hydroélectrique de Chute-Garneau	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale hydroélectrique de la 11e chute de la rivière Mistassini	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale hydroélectrique de la chute du Quatre Milles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale hydroélectrique de la Courbe-du-Sault	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale hydroélectrique de Pont-Arnaud	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale hydroélectrique de Val-Jalbert	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale hydroélectrique des Chutes à Thompson - Franquelin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale hydroélectrique des chutes du Six Milles	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale hydroélectrique Hydro-Canyon Saint-Joachim	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale hydroélectrique Manouane Sipi	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
PAE 2011-01 - Biomasse											
	Centrale de cogénération Bedford	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale de cogénération Bell	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale de cogénération Bell-2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale de cogénération Bell-3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération Bell-4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale de cogénération Biomont	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération Chapais	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Centrale de cogénération de Brompton-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Dolbeau	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Gatineau	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Saint-Félicien-2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Centrale de cogénération de Témiscaming-2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
	Centrale de cogénération de Thurso-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Windsor	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
	Centrale de cogénération de Windsor-TG2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Centrale de cogénération Valleyfield	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2013-01 - Éolienne											

En TWh	Nom du projet	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	Parc éolien Mont Sainte-Marguerite	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Parc éolien Nicolas-Riou	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	Parc éolien Roncevaux	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
A/O 2015-01 - HQP											
	Hydro-Québec Production-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Hydro-Québec Production-2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Hydro-Québec Production-3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/P 2015-01 - Dune-du-Nord											
	Parc éolien de la Dune-du-Nord	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autre - D-191-2014 - Éolienne											
	Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS											
		18,4	18,6	19,5	20,5	15,6	13,6	12,9	12,5	12,3	11,4