

MISE À JOUR DU BILAN DE L'INTÉGRATION DE L'ÉOLIEN AU SYSTÈME ÉLECTRIQUE QUÉBÉCOIS

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. ANALYSE DE LA VARIABILITÉ COURT TERME DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE ET DE SON IMPACT SUR LA DEMANDE.....	6
2.1. Analyses globales de la variabilité.....	6
2.2. Analyses annuelles et mensuelles de la variabilité.....	10
2.3. Analyses événementielles.....	13
3. ANALYSE DE LA PRÉVISIBILITÉ.....	17
4. RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE.....	18
4.1. Résultats : besoin additionnel en réglage de la fréquence avec l’ajout de production éolienne selon la méthode ORNL.....	18
5. RÉGLAGE DE LA PRODUCTION.....	19
5.1. Résultats : besoin en réglage de la production avec l’ajout de production éolienne.....	19
6. ARRÊTS ET DÉMARRAGES.....	21
6.1. Résultats : arrêts et démarrages à la suite de l’ajout de production éolienne.....	21
7. PROVISION POUR ALÉAS.....	22
7.1. Résultats : niveaux prescrits de provision pour aléas et effets de la production éolienne.....	22

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Variabilité horaire (partie supérieure) et aux 4 heures (partie inférieure) de la production éolienne en pourcentage (%) de la puissance installée.....	7
Figure 2 : Comparaison de la variabilité horaire de la demande seule et de la demande nette, de 2008 à 2015 (partie supérieure) et de 2016 à 2021 (partie inférieure).....	8
Figure 3 : Comparaison de la variabilité aux 4 heures de la demande seule et de la demande nette, de 2008 à 2015 (partie supérieure) et de 2016 à 2021 (partie inférieure).....	9
Figure 4 : Évolution annuelle de la variabilité horaire (partie supérieure) et aux 4 heures (partie inférieure) de la demande (en bleu) et de la demande nette (en vert), de 2008 à 2021.....	11
Figure 5 : Évolution mensuelle de la variabilité horaire (partie supérieure) et aux 4 heures (partie inférieure) de la demande et de la demande nette de 2016 à 2021.....	12
Figure 6 : Impact de la production éolienne québécoise sur la variabilité horaire de la demande nette, en périodes de pointe et de creux de charge de 2016 à 2021.....	14
Figure 7 : Effet de la production éolienne sur les variations horaires maximales de la demande seule en 2021 – hausse maximale de la demande seule (partie supérieure) et diminution maximale de la demande seule (partie inférieure).....	15
Figure 8 : Effet de la production éolienne sur les variations horaires maximales de la demande nette en 2021 – hausse maximale de la demande nette (partie supérieure) et diminution maximale de la demande nette (partie inférieure).....	16
Figure 9 : Augmentation du nombre de manœuvres annuelles à la suite de l’ajout de production éolienne.....	21

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Liste des analyses mises à jour	5
Tableau 2 : Synthèse des analyses globales de la variabilité mesurée	10
selon l'écart-type de variations	10
Tableau 3 : Performance moyenne de la prévision de la production éolienne du Distributeur selon la période et l'horizon (en heures nH en avance),	17
du 1 ^{er} décembre 2016 au 30 novembre 2022	17
Tableau 4 : Impact de la production éolienne sur le réglage de la fréquence	19
Tableau 5 : Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production	20
2016-2021.....	20
Tableau 6 : Niveaux prescrits de provision pour aléas, risques correspondants, effets de la production éolienne sur ces risques et besoin de provisions additionnelles pour garder un niveau constant de risque	23

1. INTRODUCTION

1 Le rapport Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015¹
2 (« Bilan 2016 ») réalisé par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) en 2016 présente,
3 entre autres, un résumé des enjeux et des impacts de l'intégration de la filière au réseau
4 électrique québécois.

5 Dans sa décision D-2020-103², la Régie de l'énergie (la Régie) demande à Hydro-Québec,
6 dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), de mettre à jour « *le bilan de*
7 *l'intégration de l'éolien au système électrique québécois, établissant, à l'aide d'analyses de*
8 *données historiques, les liens entre l'évolution de la variabilité de la production éolienne, les*
9 *résultats des prévisions de court terme de la production éolienne et les besoins de régulation*
10 *horaire et intrahoraire de cette production.* »

11 De façon plus spécifique, les analyses présentées au tableau 1 ont été mises à jour à l'aide
12 de données historiques de production éolienne pour les sites actuellement en opération, en
13 utilisant les outils actuellement à la disposition d'Hydro-Québec.

TABLEAU 1 :
Liste des analyses mises à jour

Analyses	Équipe responsable
1. Analyse de la variabilité de la production éolienne	IREQ
2. Analyse de la prévisibilité	Planification de la production
3. Réglage de la fréquence	Stratégie capacité et optimisation du système énergétique
4. Réglage de la production	Optimisation des bilans énergétiques et fiabilité
5. Arrêts et démarrages	Planification de la production
6. Provision pour aléas	Planification de la production

14 Le présent document montre les principaux résultats de ces analyses, réalisées en utilisant
15 des données recueillies à partir de 2016. Entre 2016 et 2022, la capacité éolienne installée au
16 Québec est passée de 3 255,4 MW à 3 923,5 MW.

¹ « Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015 ». Disponible sur le site Internet de la Régie : http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/474/DocPri/R-4061-2018-C-AHQ-ARQ-0018-Preuve-Autre-2019_05_10.PDF

² Décision [D-2020-103](#), paragr. 137.

2. ANALYSE DE LA VARIABILITÉ COURT TERME DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE ET DE SON IMPACT SUR LA DEMANDE

1 Cette section présente une mise à jour des analyses de la variabilité de la production éolienne
2 en utilisant les données historiques pour la période 2016-2021. Les analyses du Bilan 2016
3 couvraient la période 2008-2015.

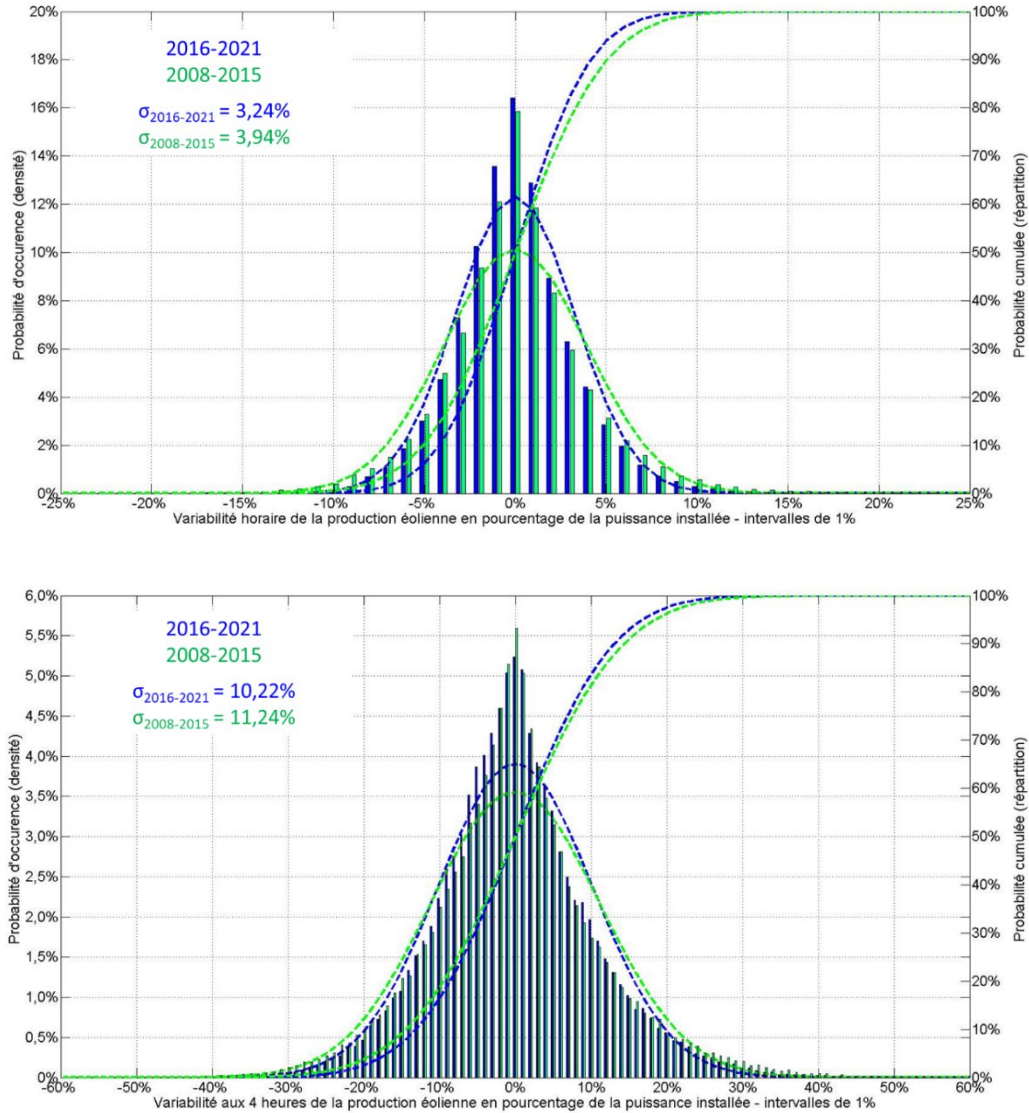
2.1. Analyses globales de la variabilité

4 Les figures suivantes présentent la variabilité à court terme de la production éolienne seule
5 ainsi que l'effet de cette production sur la demande pour la période 2016-2021, en
6 comparaison avec celle produite pour la période 2008-2015.

7 La figure 1 indique que pour les variations horaires de la production éolienne (partie
8 supérieure), l'écart-type pour la période 2016-2021 (3,24 %) est plus faible que celui pour la
9 période 2008-2015 (3,94 %). Il en est de même pour les variations aux 4 heures, pour
10 lesquelles les écarts-types sont de 10,22 % pour les années 2016 à 2021 et de 11,24 % pour
11 les années 2008 à 2015. Il y a donc une diminution de la variabilité de la production éolienne
12 en pourcentage de la puissance installée, aux heures et aux 4 heures, avec l'augmentation de
13 la puissance installée de la période 2008-2015 à la période 2016-2021, comme déjà observé
14 dans le rapport de 2016³.

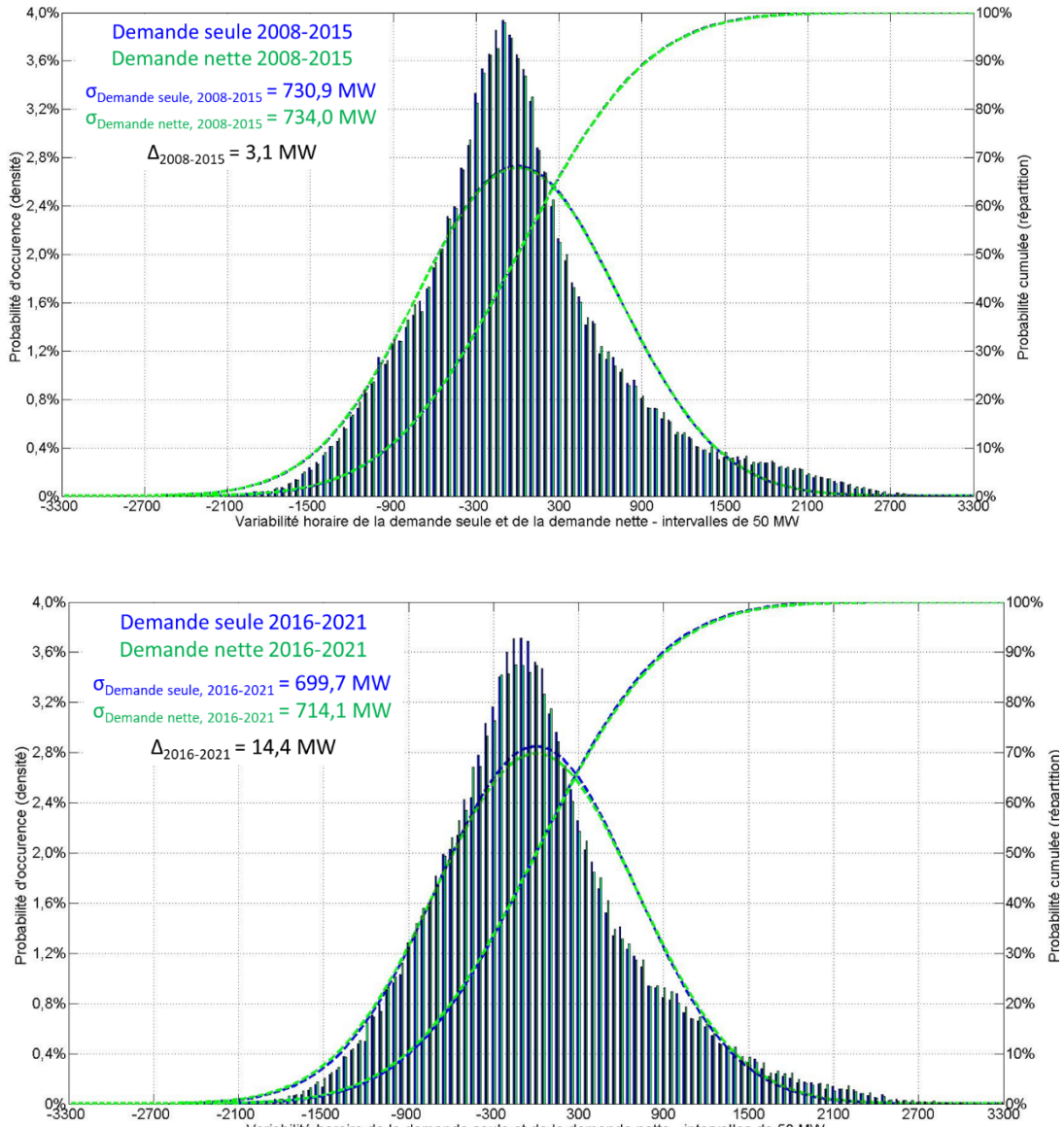
³ Voir à la page 50 : « Ce phénomène est attendu compte tenu de l'augmentation de la dispersion géographique des turbines, les différents systèmes météorologiques actifs sur le territoire affectant rarement toutes les centrales à la fois. »

FIGURE 1 :
VARIABILITÉ HORAIRE (PARTIE SUPÉRIEURE) ET AUX 4 HEURES (PARTIE INFÉRIEURE) DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE EN POURCENTAGE (%) DE LA PUISSANCE INSTALLÉE



- 1 La figure 2 présente les résultats permettant d'analyser globalement l'effet de la production
- 2 éolienne sur les variations horaires de la demande pour les périodes 2008-2015 et 2016-2021.

FIGURE 2 :
COMPARAISON DE LA VARIABILITÉ HORAIRE DE LA DEMANDE SEULE ET DE LA DEMANDE NETTE⁴,
DE 2008 À 2015 (PARTIE SUPÉRIEURE) ET DE 2016 À 2021 (PARTIE INFÉRIEURE)

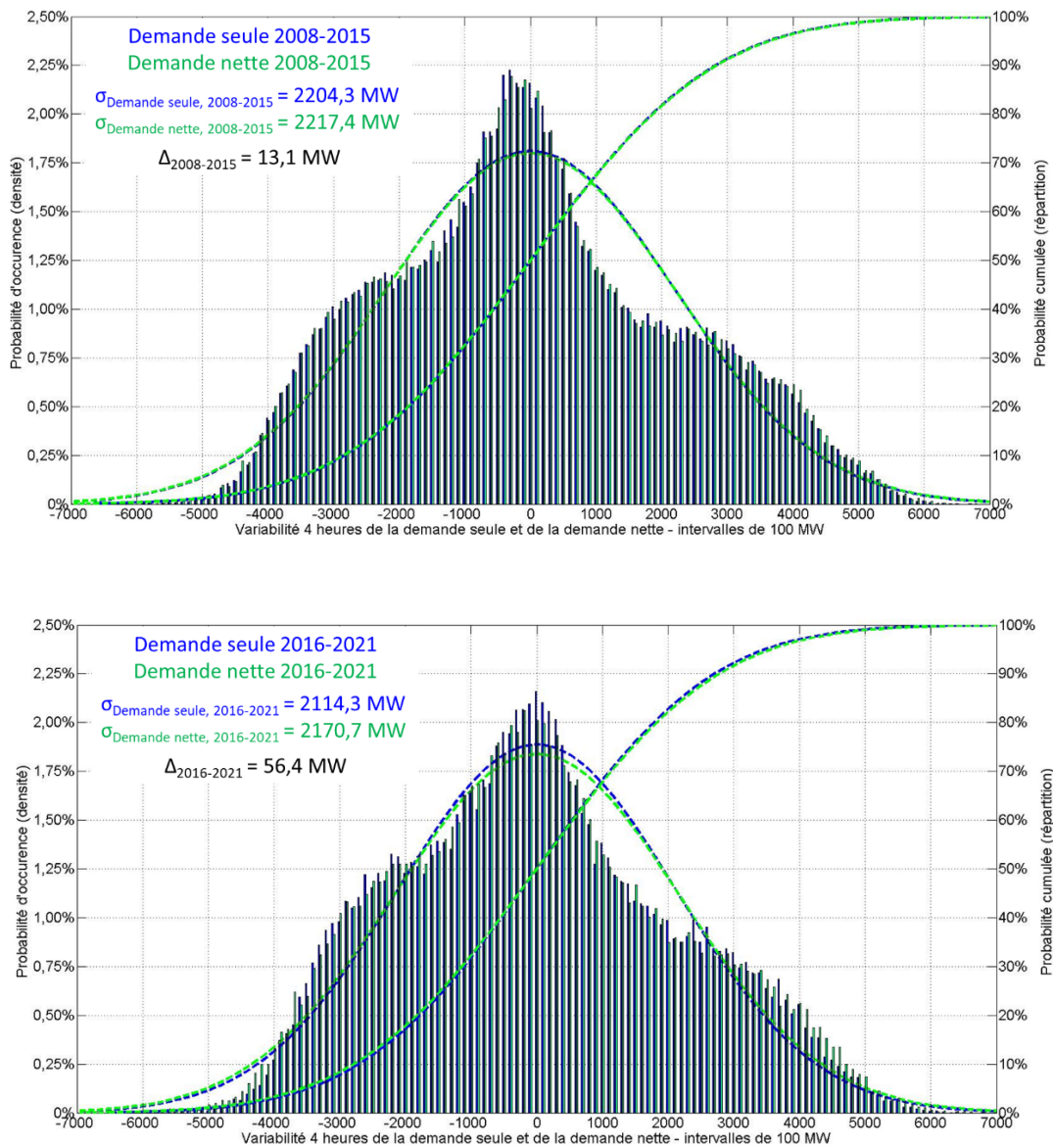


1 L'écart-type, ou la variabilité, des variations horaires de la demande seule pour les années
 2 2016 à 2021 (699,7 MW) est plus faible que celui des variations horaires pour les années
 3 2008 à 2015 (730,9 MW). Les écarts-types de la demande nette présentent le même comportement,
 4 avec une valeur de 714,1 MW pour la période de 2016 à 2021 et 734 MW pour la période
 5 2008-2015. De plus, en ce qui a trait aux différences des écarts-types entre la demande nette
 6 et la demande seule, les variations des années 2016 à 2021 présentent une différence de
 7 14,4 MW, alors que la différence pour les variations des années 2008 à 2015 est de 3,1 MW.

⁴ Vue par les autres moyens de production, l'éolien peut être considéré comme diminuant la demande effective. Le reste du système supporte alors la « demande nette », soit la demande moins la production éolienne.

- 1 Il y a donc globalement une augmentation de l'écart en variabilité entre la demande nette et la
 2 demande seule avec l'augmentation de la puissance installée.
- 3 La figure 3 présente des résultats tout à fait analogues à ceux de la figure 2, mais pour les
 4 variations aux 4 heures de la demande seule (en bleu) et de la demande nette (en vert) pour
 5 les années 2008 à 2015 (partie supérieure) et pour les années 2016 à 2021 (partie inférieure).

FIGURE 3 :
COMPARAISON DE LA VARIABILITÉ AUX 4 HEURES DE LA DEMANDE SEULE ET DE LA DEMANDE NETTE, DE 2008 À 2015 (PARTIE SUPÉRIEURE) ET DE 2016 À 2021 (PARTIE INFÉRIEURE)



- 6 Comme dans le cas des variations horaires, les conclusions suivantes s'imposent :
- 7 • L'écart-type, ou la variabilité, des variations aux 4 heures de la demande seule pour la
 8 période 2016-2021 (2 114,3 MW) est plus faible que celui des variations aux 4 heures

1 de la demande seule pour la période 2008- 2015 (2 204,3 MW). Les écarts-types de la
 2 demande nette affichent le même comportement : 2 170,7 MW pour les années 2016
 3 à 2021 et 2 217,4 MW pour les années 2008 à 2015.

- 4 • La différence des écarts-types entre la demande nette et la demande seule est de
 5 56,4 MW pour la période 2016-2021, alors que celle de la période 2008-2015 est de
 6 13,1 MW. Ici aussi, il y a donc globalement une augmentation de l'écart en variabilité
 7 entre la demande nette et la demande seule avec l'augmentation de la puissance
 8 installée.

9 Les principaux résultats des analyses globales pour les deux périodes analysées sont
 10 synthétisés dans le tableau 2.

TABLEAU 2 :
SYNTHÈSE DES ANALYSES GLOBALES DE LA VARIABILITÉ MESURÉE
SELON L'ÉCART-TYPE DE VARIATIONS

		Période 2016- 2021	Période 2008-2015
Variabilité de la production éolienne (% de la puissance installée)	Horaire	3,24 %	3,94 %
	Aux 4 heures	10,22 %	11,24 %
Variabilité de la demande seule	Horaire	699,7 MW	730,9 MW
	Aux 4 heures	2 114,3 MW	2 204,3 MW
Variabilité de la demande nette	Horaire	714,1 MW	734,0 MW
	Aux 4 heures	2 170,7 MW	2 217,4 MW
Différence de variabilité entre la demande nette et la demande seule	Horaire	14,4 MW	3,1 MW
	Aux 4 heures	56,4 MW	13,1 MW

2.2. Analyses annuelles et mensuelles de la variabilité

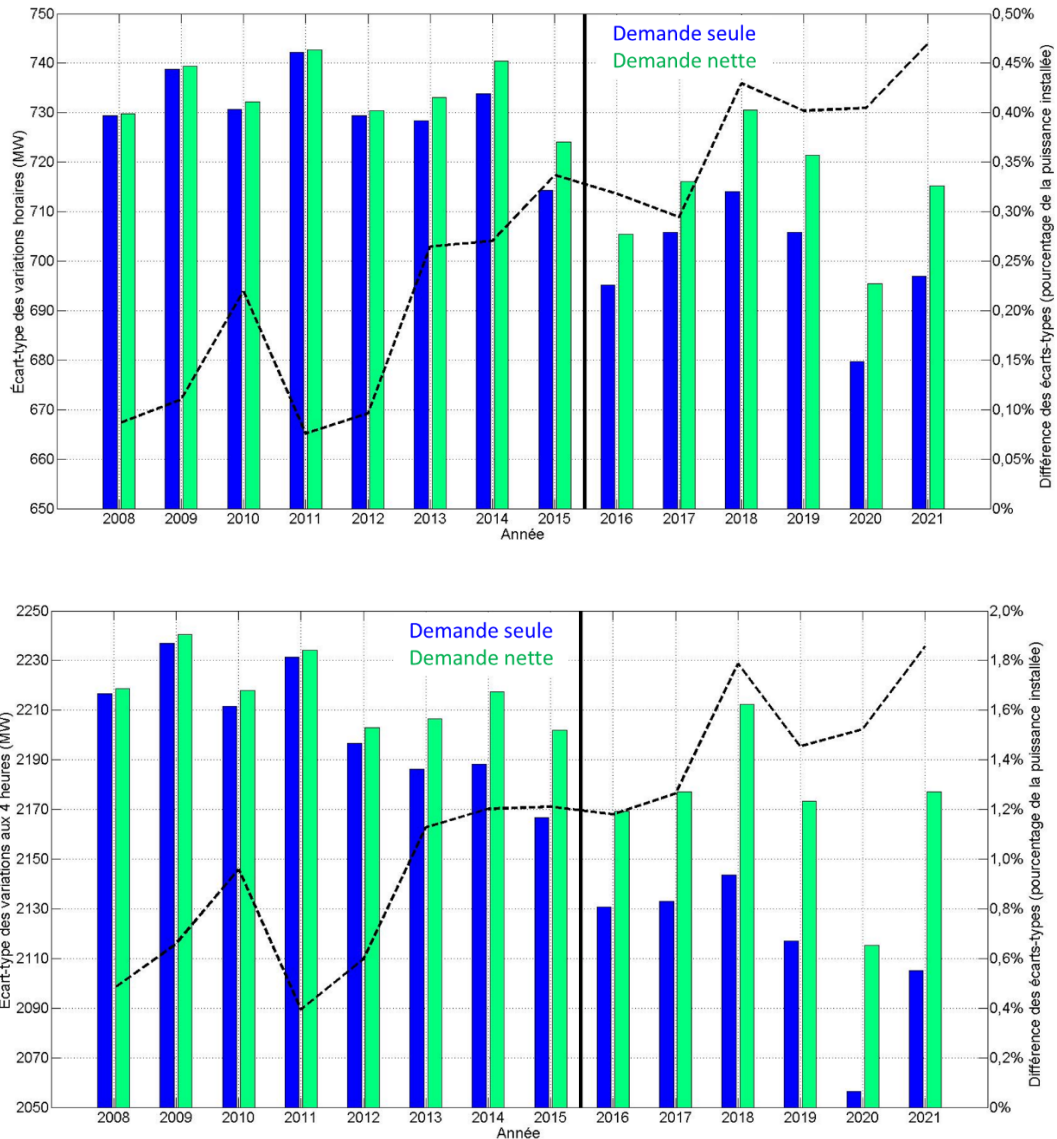
11 Il est intéressant d'analyser les effets de la production éolienne sur la variabilité de la demande
 12 en comparant la variabilité annuelle de la demande seule à celle de la demande nette en
 13 fonction des années.

14 La figure 4 présente les écarts-types annuels (en MW) des variations horaires et aux 4 heures
 15 de la demande seule et de la demande nette, en fonction des années pour la période 2008 à
 16 2021. Pour les variations horaires et aux 4 heures, on note, de façon générale, une diminution
 17 de la variabilité horaire et aux 4 heures pour la demande seule et la demande nette en
 18 comparant la période 2008-2015 à la période 2016-2021. Ces résultats concordent avec les
 19 analyses globales présentées aux figures 2 et 3. Pour ce qui est des différences d'écarts-types
 20 annuels entre la demande nette et la demande seule, exprimées en pourcentage de la
 21 puissance éolienne installée, elles augmentent en fonction des années, et donc en fonction de
 22 la puissance installée. En 2021, la différence de la variabilité horaire atteint une valeur de

- 1 0,47 % de la puissance éolienne installée, alors que celle de la variabilité aux 4 heures s'établit
- 2 à 1,86 % de la puissance installée.

**FIGURE 4 :
ÉVOLUTION ANNUELLE DE LA VARIABILITÉ HORAIRE (PARTIE SUPÉRIEURE) ET AUX 4 HEURES
(PARTIE INFÉRIEURE) DE LA DEMANDE (EN BLEU) ET DE LA DEMANDE NETTE (EN VERT),
DE 2008 À 2021**

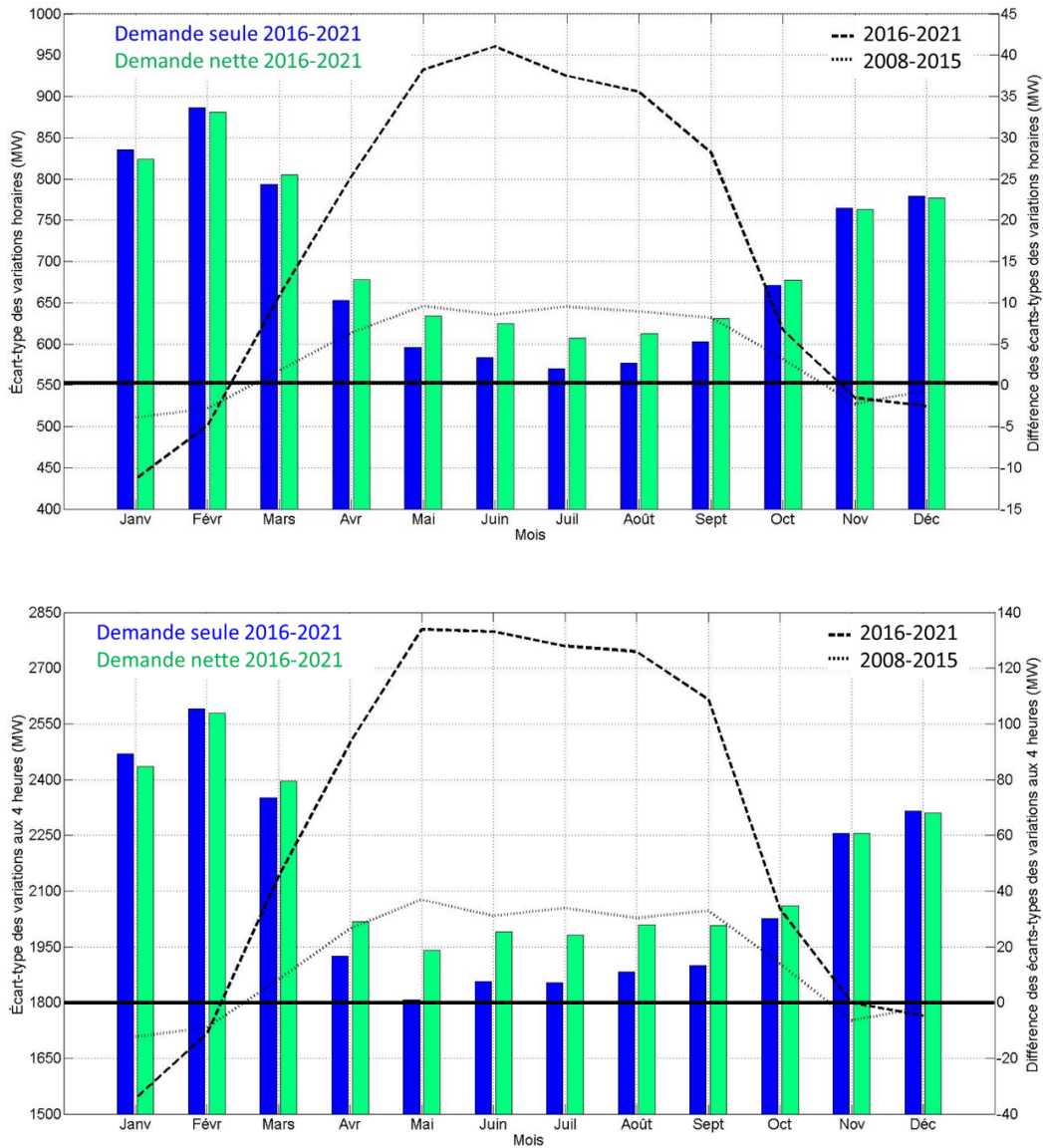
- 3 Le trait noir vertical sur les deux graphiques sépare la période 2008-2015 (tirée du Bilan 2016) et la période 2016-
- 4 2021, alors que les tirets noirs, associés aux axes verticaux de droite, représentent les différences d'écart-types
- 5 annuels (en pourcentage de la puissance éolienne installée) de la demande nette et de la demande seule.



- 6 La figure 5 présente le comportement mensuel de la variabilité horaire et aux 4 heures de la
- 7 demande seule et de la demande nette pour les années 2016 à 2021. Les différences
- 8 mensuelles des écarts-types en MW y sont aussi présentées pour la période 2016-2021 et
- 9 pour la période 2008-2015 à des fins de comparaison.

FIGURE 5 :
ÉVOLUTION MENSUELLE DE LA VARIABILITÉ HORAIRE (PARTIE SUPÉRIEURE) ET AUX 4 HEURES
(PARTIE INFÉRIEURE) DE LA DEMANDE ET DE LA DEMANDE NETTE DE 2016 À 2021

- 1 Les différences mensuelles des écarts-types (en MW), associées aux axes verticaux de droite, sont représentées
- 2 par les tirets noirs pour la période 2016 à 2021 et par les pointillés noirs pour la période 2008 à 2015, illustrées à
- 3 des fins de comparaison.



- 4 La comparaison des différences d'écart-types mensuels (en MW) pour les périodes
- 5 2016-2021 et 2008-2015 indique une augmentation en valeur absolue de l'intensité des
- 6 différences avec l'augmentation de la puissance installée. Plus précisément, pour les
- 7 variabilités horaires et aux 4 heures, les différences négatives des mois de janvier, février et
- 8 décembre sont plus fortement négatives pour la période 2016-2021 que pour la période
- 9 2008-2015. Aussi, les différences positives des mois de mars à octobre sont plus fortement
- 10 positives pour la période 2016-2021 que pour la période 2008-2015.

1 En général, la diminution et l'augmentation des différences mensuelles entre la variabilité de
2 la demande nette et celle de la demande seule sont accentuées par l'augmentation de la
3 puissance installée. En particulier pour l'hiver, la production éolienne diminue la variabilité de
4 la demande, c'est-à-dire que la variabilité de la demande seule diminue lorsque la production
5 éolienne lui est retranchée pour obtenir la demande nette. Pour la période de mars à octobre,
6 la production éolienne augmente la variabilité de la demande. Ces derniers résultats
7 confirment le constat du Bilan 2016⁵. Les résultats mis à jour indiquent toutefois que les effets
8 sont plus importants pour la période 2016-2021 que pour la période 2008-2015, et sont donc
9 accentués par l'augmentation de la puissance éolienne installée.

2.3. Analyses évènementielles

10 Cette section présente la variabilité de la demande seule et de la demande nette pendant des
11 moments de forte demande (les 300 heures de fine pointe) et de faible demande (les
12 300 heures de fin creux), ainsi que l'effet de la production éolienne dans des situations de forte
13 augmentation de la demande (rampes positives fortes) et de forte diminution (rampes
14 négatives fortes).

15 La figure 6 présente les différences des écarts-types (en MW) de la demande nette et de la
16 demande seule pour les 300 heures de fine pointe, pour les 300 heures de fin creux et pour le
17 reste de l'année pour chaque année de la période 2008-2021.

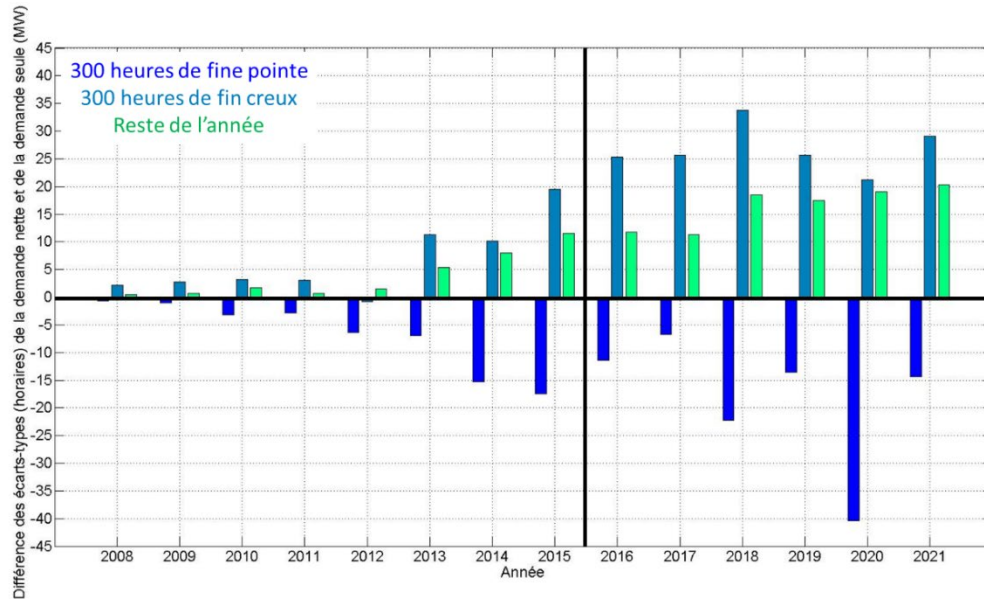
18 Pour les 300 heures de fine pointe des années 2008 à 2021, la variabilité de la demande nette
19 est toujours plus faible que la variabilité de la demande seule, ce qui donne des différences
20 négatives pour toutes les années. Ainsi, globalement, la production éolienne diminue la
21 variabilité de la demande durant les 300 heures de fine pointe.

22 Pour les 300 heures de fin creux des années 2008 à 2021, la variabilité de la demande nette
23 est toujours plus grande que la variabilité de la demande seule, d'où les différences positives
24 pour toutes les années. Ici, la production éolienne augmente la variabilité de la demande
25 durant les 300 heures de fin creux. Ce constat s'applique également aux heures associées au
26 reste de l'année, c'est-à-dire aux heures excluant les 600 heures de fine pointe et de fin creux.

27 En analysant l'évolution à travers les années de l'impact de l'éolien sur la variabilité de la
28 demande en périodes de pointe et de creux, on note une augmentation en valeur absolue des
29 différences pour la période 2008-2015, qui s'atténue dans la période 2016-2021.

⁵ Voir page 51 du Bilan 2016 : « le jeu des corrélations entre la demande et la production éolienne font que, bien que globalement augmentée sur l'année, en période hivernale la variabilité de la demande nette est légèrement moindre que celle de la demande seule. En contrepartie, au cours de l'été la production éolienne augmente cette variabilité globale. »

**FIGURE 6 :
IMPACT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE QUÉBÉCOISE SUR LA VARIABILITÉ HORAIRE DE LA
DEMANDE NETTE, EN PÉRIODES DE POINTE ET DE CREUX DE CHARGE DE 2016 À 2021**



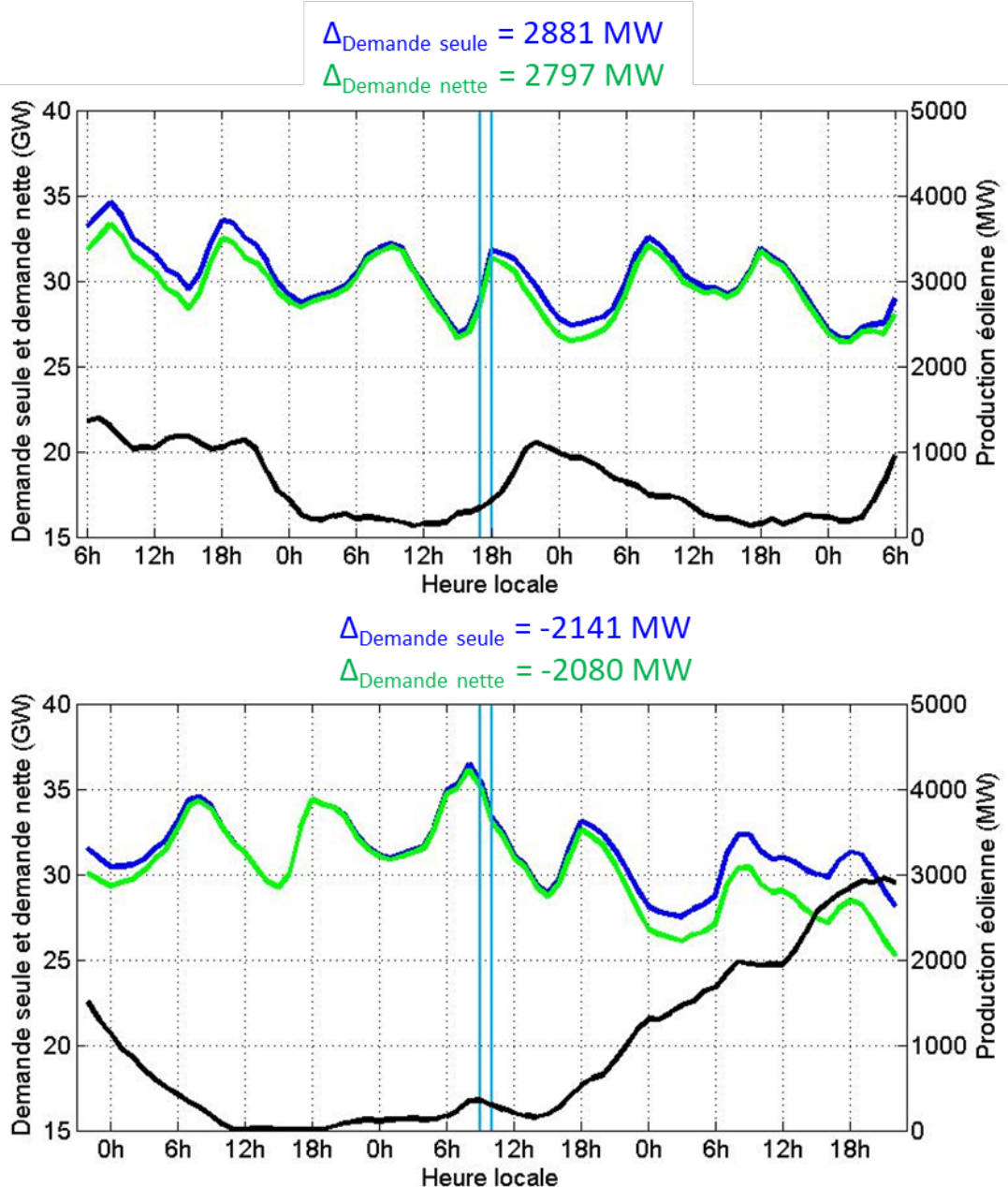
1 Les figures 7 et 8 présentent l'effet de la production éolienne sur les variations horaires
2 maximales de la demande en 2021.

3 La partie supérieure de la figure 7 est le moment de l'année pour lequel la demande seule a
4 eu la plus forte augmentation horaire. Cet événement s'est produit de 17 h à 18 h le 14 février
5 2021, alors que la demande seule a augmenté de 2 881 MW. La demande nette durant cet
6 intervalle a augmenté de 2 797 MW et donc la production éolienne a diminué la rampe de
7 84 MW.

8 La partie inférieure de la figure 7 présente le moment de l'année où la demande seule a subi
9 la diminution maximale, en 2021. Cette diminution s'est produite le 1^{er} février entre 9 h et 10 h
10 et se chiffre à 2 141 MW. La diminution de la demande nette au même moment est de
11 2 080 MW et, par conséquent, la production éolienne diminue ici aussi l'intensité de la rampe.

FIGURE 7 :
EFFET DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LES VARIATIONS HORAIRES MAXIMALES DE LA DEMANDE SEULE EN 2021 – HAUSSE MAXIMALE DE LA DEMANDE SEULE (PARTIE SUPÉRIEURE) ET DIMINUTION MAXIMALE DE LA DEMANDE SEULE (PARTIE INFÉRIEURE)

1 La chronique horaire de la demande seule (en GW) est représentée en bleu et celle de la demande nette (en
 2 GW) est en vert. Pour sa part, la chronique de la production éolienne (en MW) est illustrée en noir. Les
 3 événements de variations horaires maximales sont identifiés par les traits verticaux.

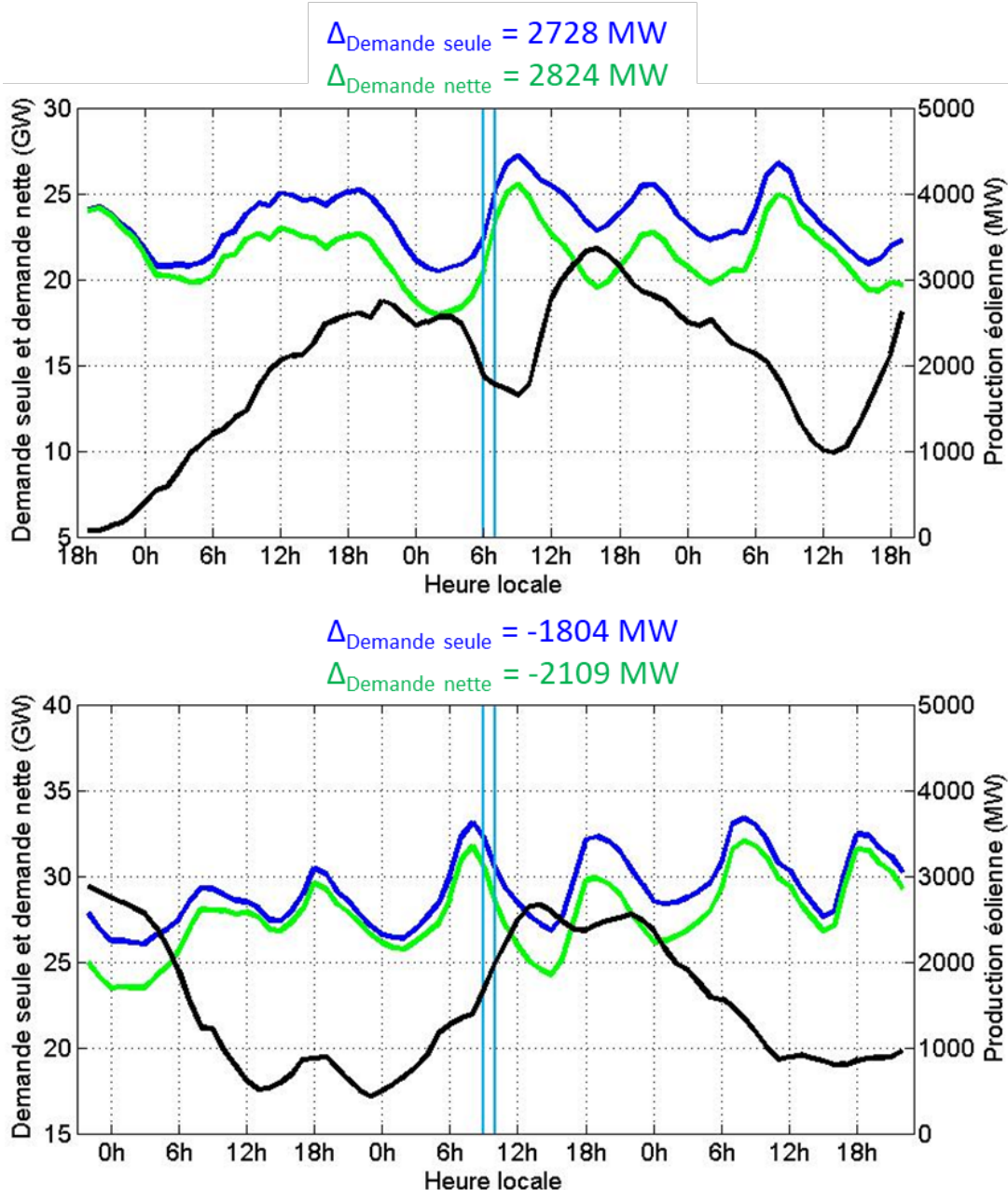


4 L'événement de la partie supérieure de la figure 8 représente la plus forte hausse horaire de
 5 la demande nette en 2021 qui s'est produite le 29 mars entre 6 h et 7 h. La hausse de la
 6 demande nette est de 2 824 MW, alors que celle de la demande seule est de 2 728 MW. Dans
 7 ce cas, la production éolienne augmente la rampe de 96 MW.

- 1 Finalement, la partie inférieure de la figure 8 montre la diminution maximale de la demande
- 2 nette en 2021. C'est de 9 h à 10 h le 8 février que la demande nette a eu sa plus forte
- 3 diminution de 2 109 MW, alors que la diminution de la demande a été de 1 804 MW. Dans ce
- 4 cas, la production éolienne accentue la diminution de la charge de 305 MW.

**FIGURE 8 :
EFFET DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LES VARIATIONS HORAIRES MAXIMALES DE LA
DEMANDE NETTE EN 2021 – HAUSSE MAXIMALE DE LA DEMANDE NETTE (PARTIE SUPÉRIEURE) ET
DIMINUTION MAXIMALE DE LA DEMANDE NETTE (PARTIE INFÉRIEURE)**

- 5 La chronique horaire de la demande seule (en GW) est représentée en bleu et celle de la demande nette (en
- 6 GW) est en vert. Pour sa part, la chronique de la production éolienne (en MW) est illustrée en noir. Les
- 7 événements de variations horaires maximales sont identifiés par les traits verticaux.



3. ANALYSE DE LA PRÉVISIBILITÉ

1 Depuis 2006, la production éolienne québécoise fait l'objet d'une prévision en continue,
 2 réalisée par le Distributeur. Ainsi, une prévision couvrant un horizon jusqu'à huit jours
 3 (192 heures) est émise chaque heure pour chacune des centrales éoliennes. Le tableau 3
 4 présente la performance de la prévision de la production éolienne réalisée par le Distributeur
 5 pour différentes périodes et horizons d'intérêt, du 1^{er} décembre 2016 au 30 novembre 2022.
 6 Pour chacun des horizons, on note une baisse de l'erreur absolue moyenne par rapport aux
 7 performances pour la période du 1^{er} décembre 2014 au 30 novembre 2015 présentées dans
 8 le Bilan 2016.

TABLEAU 3 :
PERFORMANCE MOYENNE DE LA PRÉVISION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE DU DISTRIBUTEUR
SELON LA PÉRIODE ET L'HORIZON (EN HEURES NH EN AVANCE),
DU 1^{ER} DÉCEMBRE 2016 AU 30 NOVEMBRE 2022

Période		Erreur absolue moyenne (MW/MW _{inst})			
		48 h	24 h	4 h	1 h
Hiver	Décembre à mars inclus	8,0 %	6,1 %	4,1 %	2,9 %
	300 h	6,8 %	5,2 %	3,9 %	2,9 %
Pointe	100 h	7,1 %	5,5 %	4,1 %	3,1 %
	50 h	7,0 %	5,5 %	4,0 %	3,2 %
	10 h	7,0 %	5,5 %	4,2 %	3,3 %
Creux	300 h	6,1 %	4,6 %	3,9 %	3,0 %
	100 h	6,4 %	4,9 %	4,2 %	3,1 %
	50 h	6,0 %	5,1 %	4,2 %	3,1 %
	10 h	6,7 %	5,7 %	5,2 %	3,8 %
Total général		6,8 %	5,2 %	3,8 %	2,8 %
<i>Total général Bilan 2016</i>		7,9 %	6,1 %	4,8 %	3,6 %

4. RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

1 Une nouvelle analyse des besoins en réglage de la fréquence a été réalisée en utilisant les
2 prévisions de la demande et de la production éolienne ainsi que l'historique des besoins
3 québécois enregistrés et de la production éolienne pour 2021 et 2022. La nouvelle analyse a
4 été réalisée en utilisant une approche statistique, avec la méthode *Oak Ridge National*
5 *Laboratory*⁶ (ORNL) adaptée pour intégrer les intrants susmentionnés. Cette approche, bien
6 que différente de celle utilisée pour produire les résultats présentés dans le Bilan 2016⁷,
7 permet de voir l'impact de l'évolution de la variabilité de la production éolienne en utilisant les
8 données historiques.

4.1. Résultats : besoin additionnel en réglage de la fréquence avec l'ajout de production éolienne selon la méthode ORNL

9 Le tableau 4 présente les résultats de l'analyse réalisée selon la méthode ORNL. Il en ressort
10 que l'intégration de la production éolienne génère des besoins additionnels pour le service de
11 réglage de la fréquence, de l'ordre de 1 % de la puissance installée pour la régulation de la
12 fréquence (AGC) et de moins de 3 % de la puissance installée pour le suivi intra-horaire (SI)
13 de la charge.

14 En ce qui concerne les besoins de régulation de la fréquence, les résultats sont du même
15 ordre de grandeur que ceux des études passées utilisant la méthode ORNL⁸. Les valeurs des
16 besoins en suivi intra-horaire (SI) quant à elles sont nettement inférieures à celles présentées
17 dans le Bilan 2016. Ces écarts s'expliquent, entre autres, par la méthodologie utilisée, comme
18 déjà illustré par les analyses de l'IREQ⁹, mais aussi par l'amélioration de la précision des
19 données de prévision éoliennes utilisées (les données étant extrapolées dans le cas du Bilan
20 2016).

⁶ Voir la section 4.3.2 du rapport « Impact de la production éolienne sur le service de régulation de fréquence », déposé en suivi de la décision D-2008-133 (non disponible le 15 juin 2023 sur le site Internet de la Régie) : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport_R%C3%A9gulation%20de%20la%20fr%C3%A9quence.pdf

⁷ Les analyses présentées dans le Bilan 2016 sont tirées de l'étude « Simulateur SIRE : Nouvelle approche par simulation pour évaluer les impacts de l'intégration de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence ». Disponible sur le site Internet de la Régie : https://www.regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-3748-2010/doc/R-3748-2010-B-0025-DDR-REPDDR-2011_03_15.pdf

⁸ Voir le rapport présenté à la note 7.

⁹ Voir le rapport présenté à la note 6.

TABLEAU 4 :
IMPACT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LE RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

	Besoins additionnels pour intégrer la production éolienne
Service de régulation de la fréquence (AGC)	21 MW
Suivi intra-horaire de charge (SI)	17 MW-95 MW ¹⁰

5. RÉGLAGE DE LA PRODUCTION

1 Une mise à jour de l’analyse du Réglage de la production de 2009¹¹ a été réalisée afin
 2 d’intégrer les données historiques de production éolienne pour la période 2015-2021. Ainsi,
 3 l’approche utilisée dans l’analyse de 2009 a été reprise pour la mise à jour.

5.1. Résultats : besoin en réglage de la production avec l’ajout de production éolienne

4 Le tableau 5 présente les résultats de la mise à jour réalisée avec des données historiques
 5 pour le cas de base qui représente une allocation des valeurs horaires de l’électricité
 6 patrimonial avec une production éolienne intégrée et pour celui reflétant l’impact de la
 7 production éolienne. Ainsi, en moyenne pour les six années analysées, l’intégration de la
 8 production éolienne n’engendre pas de dépassements additionnels au service de Réglage de
 9 la production, tant pour ce qui est de la fréquence des dépassements que de leur volume
 10 annuel.

¹⁰ Dans un premier temps, le calcul du suivi intra-horaire de la charge a été réalisé en utilisant la prévision éolienne à une heure d’horizon (SI = 17 MW). Par la suite, et à titre indicatif, une seconde analyse a été réalisée en utilisant une prévision éolienne basée sur la production réelle à 2 heures d’avance (SI = 95 MW), comme dans l’analyse de 2009.

¹¹ « Impact de la production éolienne sur le service de réglage de production (suivi de la charge) », déposé en suivi de la décision D-2008-133 (non disponible le 15 juin 2023 sur le site Internet de la Régie) : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHGD/Rapport_R%C3%A9glage%20de%20production%20-%203000MW%20%C3%A9ol.pdf

TABEAU 5 :
IMPACT DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR LE SERVICE DE RÉGLAGE DE LA PRODUCTION
2016-2021

	Fréquence annuelle des dépassements			Volume annuel des dépassements (MWh)		
	Cas de base	Impact production éolienne	Écart	Cas de base	Impact production éolienne	Écart
2016	4	6	2	908	1 426	518
2017	17	4	-13	4 152	1 093	-3 059
2018	16	8	-8	4 892	1 524	-3 368
2019	17	3	-14	5 265	1 023	-4 242
2020	4	10	6	515	2 094	1 579
2021	28	22	-6	6 534	6 772	239
Moyenne 2016-2021	14	9	-6	3 711	2 322	-1 389

6. ARRÊTS ET DÉMARRAGES

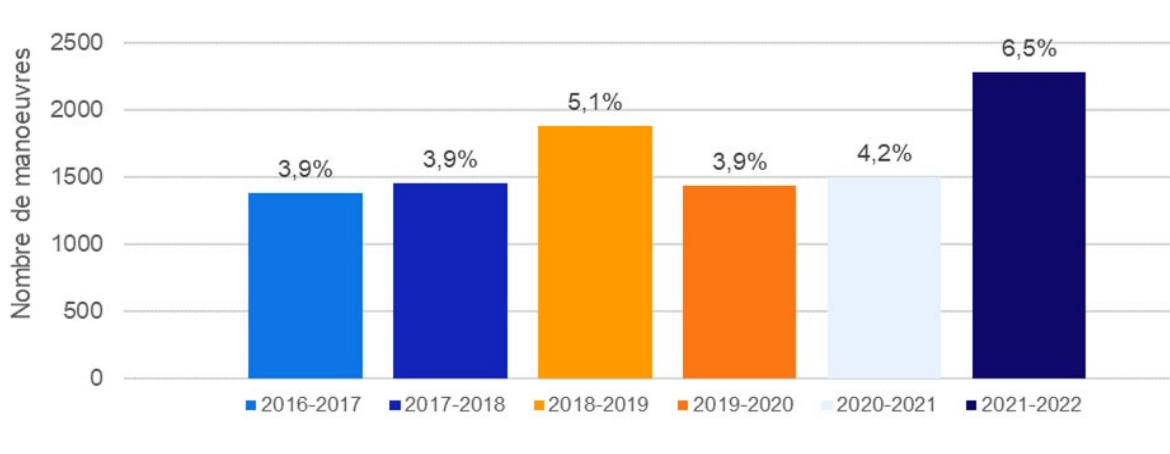
1 Pour cette mise à jour, une nouvelle évaluation de l’impact de la production éolienne sur le
 2 nombre d’arrêts-démarrages des aménagements du parc hydroélectrique d’Hydro-Québec a
 3 été réalisée, la dernière analyse remontant à 2009.

4 L’évaluation des arrêts et démarrages s’appuie sur des données historiques de production
 5 éolienne couvrant la période 2016-2022. Ainsi, un modèle déterministe est utilisé pour réaliser
 6 une optimisation du système énergétique, incluant la production des systèmes régularisables
 7 et les échanges, et établir le nombre de manœuvres (arrêt ou démarrage) requises. Des
 8 simulations avec et sans production éolienne sont réalisées pour chaque année.

6.1. Résultats : arrêts et démarrages à la suite de l’ajout de production éolienne

9 Pour la période 2016-2022, l’augmentation du nombre de manœuvres annuelles à la suite de
 10 l’ajout de production éolienne varie entre 4 % et 6 % selon les années, pour représenter une
 11 augmentation moyenne de 1 657 arrêts et démarrages de groupes hydroélectriques ou 5 %
 12 du nombre de manœuvres annuelles, comme illustré à la figure 9. Cette augmentation est
 13 comparable aux 1 340 arrêts et démarrages additionnels présentés dans le Bilan 2016 pour
 14 3 000 MW.

**FIGURE 9 :
 AUGMENTATION DU NOMBRE DE MANŒUVRES ANNUELLES À LA SUITE DE L’AJOUT DE
 PRODUCTION ÉOLIENNE**



7. PROVISION POUR ALÉAS

1 Une nouvelle évaluation des niveaux de provisions pour aléas a été réalisée pour la mise à
2 jour des éléments présentés dans le Bilan 2016¹² pour les mêmes heures d'avancement, en
3 utilisant la prévision de la production éolienne réalisée pour le parc actuellement en opération.

4 La présente évaluation utilise une approche similaire à celle utilisée pour réaliser l'analyse
5 présentée dans le Bilan 2016, en calculant le risque d'une fenêtre prévisionnelle donnée dans
6 un contexte sans production éolienne, pour ensuite estimer la provision additionnelle
7 nécessaire après introduction de l'aléa éolien, pour ce même risque. Toutefois, la méthode
8 utilisée diffère de l'étude initiale sur plusieurs points, notamment la disponibilité des écarts
9 prévisionnels réels pour l'ensemble de la production éolienne.

10 Afin de déployer cette approche, les jeux de données représentant les écarts prévisionnels de
11 la demande et des arrêts forcés (cas de référence) ainsi que les écarts prévisionnels de la
12 demande, des arrêts forcés et de la prévision éolienne (cas avec production éolienne) ont été
13 produits pour la période 2017-2021.

7.1. Résultats : niveaux prescrits de provision pour aléas et effets de la production éolienne

14 Les résultats présentés dans le tableau 6 démontrent que l'intégration d'une production
15 éolienne avec une capacité installée de 3 925 MW augmente la provision pour aléa entre
16 103 MW et 278 MW, selon la saison et la fenêtre prévisionnelle telles que définies à l'*Entente*
17 *sur les services complémentaires* des valeurs supérieures aux résultats présentés dans le
18 Bilan 2016 (entre 22 MW et 57 MW). Ces écarts peuvent s'expliquer par les différences
19 méthodologiques ainsi que par le jeu de données utilisées.

¹² Voir section 3.2.3.3 du Bilan 2016. Les valeurs présentées dans le tableau 9 de ce rapport proviennent du rapport « Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne », déposé en suivi de la décision D-2008-133 (non disponible le 15 juin 2023 sur le site Internet de la Régie) :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_R%C3%A9glage%20de%20production%20-%203000MW%20%C3%A9ol.pdf

TABLEAU 6 :
NIVEAUX PRESCRITS DE PROVISION POUR ALÉAS, RISQUES CORRESPONDANTS, EFFETS DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE SUR CES RISQUES ET BESOIN DE PROVISIONS ADDITIONNELLES POUR GARDER UN NIVEAU CONSTANT DE RISQUE

Paramètre	6 heures à l'avance		24 heures à l'avance		48 heures à l'avance	
	Hiver	Été	Hiver	Été	Hiver	Été
Provision pour aléas nominales (MW)	500	500	1 000	700	1 500	1 200
Risque maximal sans éolien (%)	19,1	9,7	10,2	10,3	4,7	3,8
Δ Risque avec ajout de l'éolien correspondant au risque maximal (%)	5,1	4,2	4,1	3,4	2,9	2,2
Δ Provision avec ajout de l'éolien correspondant au risque maximal (MW)	112	103	192	110	278	187