

UNE DÉFINITION INTÉGRÉE DE LA POINTE DE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DANS LES RÉGIONS DE CLIMAT FROID

Intérêts, et avantages
stratégiques et opérationnels

Une définition intégrée de la pointe de demande d'électricité dans les régions de climat froid: intérêts, et avantages stratégiques et opérationnels

Auteurs
Éloïse Edom
Normand Mousseau

Octobre 2025

Une définition intégrée de la pointe de demande d'électricité dans les régions de climat froid : intérêts, et avantages stratégiques et opérationnels

Éloïse Edom, M. Sc. A. – Associée de recherche, Institut de l'énergie Trottier

Normand Mousseau, Ph. D – Directeur scientifique, Institut de l'énergie Trottier et professeur de physique, Université de Montréal

À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

La création de l'Institut de l'énergie Trottier (IET) a été rendue possible, en 2013, grâce à un don exceptionnel de la Fondation familiale Trottier à Polytechnique Montréal. Depuis, l'IET prend part à tous les débats énergétiques au pays. À l'origine de grandes réflexions collectives, l'équipe mobilise les savoirs, analyse les données, vulgarise les enjeux et recommande des plans justes et efficaces. L'IET contribue également à la recherche et à la formation universitaires. Son indépendance lui confère une neutralité essentielle à l'approche collaborative qu'il préconise, facilitant le travail avec les acteurs les plus aptes à faire avancer la transition énergétique, tout en lui permettant d'être librement critique lorsque pertinent.

Alors que le mandat initial d'une durée de dix ans arrivait à échéance, la Fondation familiale Trottier a choisi de renouveler sa confiance à l'égard de l'IET et d'accorder un nouveau don. L'IET s'étant forgé un statut d'institution incontournable et au vu de la portée de ses actions, il a été jugé souhaitable de prolonger son mandat. L'équipe pourra ainsi continuer d'offrir des avis fondés sur la science et d'enrichir le dialogue sociétal, ceci afin de faire progresser la façon dont nous produisons, convertissons, distribuons et utilisons l'énergie.

Web : iet.polymtl.ca

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier le Scientifique en chef du Québec pour le soutien financier ayant permis la réalisation de cette étude.

Ils remercient également Florient Thomas, stagiaire à l'IET, pour sa contribution dans le traitement de données, ainsi que toutes les relectrices et tous les relecteurs de l'étude notamment, Alain Sayegh, Aurélie Vérin, Geneviève Gauthier, Jean-Philippe Hardy, Justin Tamasauskas, Louis-Philippe Proulx

Avertissement

Ce rapport n'engage pas la responsabilité des relectrices et relecteurs. Ce rapport n'engage que la responsabilité des auteurs.

Pour citer ce rapport : Edom, É., Mousseau, N. (2025). *Une définition intégrée de la pointe de demande d'électricité dans les régions de climat froid : intérêts, et avantages stratégiques et opérationnels*. Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

© 2025 Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

Table des matières

1. Approche.....	1
1.1. Vision	1
1.2. Travail réalisé jusqu'à maintenant.....	1
2. Éléments de définition d'un événement de pointe	2
2.1. La pointe de demande d'électricité au Québec.....	2
2.2. Éléments de définition d'un événement de pointe selon Hydro-Québec.....	2
3. Caractérisation de la pointe des hivers 2021-2022 et 2022-2023 : une approche intégrée.....	4
3.1. Méthodologie de l'étude à l'échelle du réseau électrique du Québec.....	5
3.2. Résultats de l'analyse	8
3.3. Observations et commentaires généraux.....	10
3.4. Discussion des résultats d'analyse	11
3.5. À retenir	11
4. Étude à l'échelle d'une maison unifamiliale.....	13
4.1. Qu'est-ce que cela signifie pour une résidence ?	13
4.2. Méthodologie.....	13
4.3. Résultats et observations.....	16
4.4. Discussion des résultats d'analyse	18
5. Technologies décarbonées et coûts : quelques considérations	19
5.1. Technologies qui peuvent servir à gérer la pointe dans un contexte décarboné	19
5.2. Évaluation des coûts et des économies associés avec l'imposition d'une puissance plafond	20
5.2.1. Coûts système.....	20
5.2.2. Coûts de quelques technologies au niveau des bâtiments.....	20
5.2.3. Commentaires sur les coûts	21
6. L'intérêt d'une telle approche	22
6.1. Puissance, énergie, temporalité	22
6.2. Contributions structurantes et complémentaires	22
7. Projections pour le secteur du bâtiment.....	24
8. Autres analyses des impacts de la réduction des appels de puissance dans le bâtiment.....	26
9. Conclusion	27
ANNEXE I. Aires associées aux épisodes de pointe (aires rouge et bleues) et à la phase d'accumulation d'énergie (aires vertes) pour le réseau électrique québécois.....	28
A. Pour l'hiver 2021-2022, pour différentes tailles de fenêtres : 12h, 24h, 36h, et 72h.....	28
B. Pour l'hiver 2022-2023, pour différentes tailles de fenêtres : 12h, 24h, 36h, et 72h.....	29

ANNEXE II. Résultats pour des fenêtres de 12 à 120 heures.....	31
A. À l'échelle du réseau du Québec.....	31
B. À l'échelle de la maison unifamiliale	33

Liste des figures

Figure 1 : Courbes de demande historique pour l'hiver 2021-2022 (en haut), et l'hiver 2022-2023 (en bas)	4
Figure 2 : Puissance maximale en fonction de la taille des fenêtres utilisées pour moyenner les données.6	
Figure 3 : Illustration des aires associées à des épisodes de pointe et à la phase d'accumulation d'énergie	6
Figure 4 : Illustration de la méthode de la moyenne mobile pour trois tailles de fenêtre (12 h, 72 h et 120 h) de calcul de la moyenne.....	8
Figure 5 : Courbe de demande horaire le jour d'appel de puissance maximal en hiver et en été.....	10
Figure 6 : Courbe de demande d'électricité au Québec moyennée sur 2 ans (2021-2023).....	12
Figure 7 : Profils de demande pour l'hiver 2021-2022 pour le réseau québécois, pour une maison chauffer avec des plinthes électriques et pour une maison chauffée avec une thermopompe.....	15

Liste des tableaux

Tableau 1 : Demande en puissance de la 100e heure la plus élevée	3
Tableau 2 : Quelques caractéristiques des épisodes de pointe pour les hivers 2021-2022 et 2022-2023 au niveau du réseau principal d'Hydro-Québec.....	9
Tableau 3 : Caractéristiques de l'archétype de maison unifamiliale utilisé pour générer un profil horaire	14
Tableau 4 : Quelques caractéristiques d'épisodes de pointe simulés avec les données météo des hivers 2021-2022 et 2022-2023 pour une maison chauffée avec des plinthes électriques	16
Tableau 5 : Quelques caractéristiques d'épisodes de pointe simulés avec les données météo des hivers 2021-2022 et 2022-2023 pour un logement unifamilial chauffé avec une thermopompe.....	17
Tableau 6 : Technologies pouvant contribuer à décarboner le chauffage dans les bâtiments	19
Tableau 7 : Amortissement sur dix ans de système d'accumulation	21
Tableau 9 : Projection de la croissance de la demande de puissance à l'horizon de l'hiver 2031-2032.....	25
Tableau 10 : Résultats à l'échelle du réseau du Québec pour des fenêtres de 12 à 120 heures	31
Tableau 11 : Résultats à l'échelle d'une maison chauffée avec des plinthes électriques pour des fenêtres de 12 à 120 heures.....	33
Tableau 12 : Résultats à l'échelle d'une maison chauffée avec une thermopompe pour des fenêtres de 12 à 120 heures.....	34

Liste des encadrés

Encadré 1 : Caractérisation de la pointe annuelle : le scénario exploré	5
Encadré 2 : La moyenne mobile	8

I. Approche

I.1. Vision

Notre démarche globale vise à repenser la gestion de la demande de pointe hivernale d'électricité afin de faciliter l'atteinte des objectifs climatiques du Québec et du Canada par une électrification accrue de la société ; cet enjeu, déjà présent au Québec, devrait toucher l'ensemble des provinces canadiennes à mesure que le chauffage des bâtiments s'électrifie.

I.2. Travail réalisé jusqu'à maintenant

Pour atteindre cet objectif, une première étape a été de réaliser un état des lieux des approches de gestion de la demande de pointe d'électricité au Québec et dans d'autres régions du monde¹.

La présente étude complète une seconde étape, qui consiste à proposer une définition opérationnelle de la pointe hivernale dans un climat froid en nous appuyant sur l'expérience québécoise. Dans un premier temps, une analyse de ce que représente la pointe hivernale du système électrique québécois en termes de puissance, et d'énergie est réalisée. Cette analyse permet d'estimer les caractéristiques énergétiques associées à l'étalement dans le temps d'un épisode de pointe critique.

Dans un deuxième temps, nous reprenons cette analyse à l'échelle d'un logement unifamilial détaché pour estimer l'ordre de grandeur des caractéristiques d'un système d'accumulation pour différents niveaux de réduction d'appel de puissance. Enfin, quelques éléments complémentaires sont discutés tels que les coûts des technologies, et les projections de croissance du parc de logements, et de la demande en électricité associée à ces logements.

¹ Edom, É., Beaumier, L., & Mousseau, N. (2023). *Gestion de la demande de pointe d'électricité au Québec dans un contexte de décarbonation*. Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.
<https://iet.polymtl.ca/fr/publications/rapport/gestion-de-la-demande-de-pointe>

2. Éléments de définition d'un événement de pointe

2.1. La pointe de demande d'électricité au Québec

La pointe de demande en électricité correspond aux périodes durant lesquelles la demande de puissance atteint un maximum. Ce phénomène existe à plusieurs échelles temporelles, sur un cycle journalier, par exemple, ou encore sur un cycle annuel. Au Québec, la pointe la plus marquée est celle associée au cycle saisonnier. Durant l'hiver, pendant un maximum d'une centaine d'heures au total, le réseau est fortement sollicité par des appels de puissances les plus élevés de l'année. Chaque période pendant laquelle la puissance appelée est particulièrement élevée correspond à un événement de pointe. Plusieurs facteurs influencent ces appels de puissance, en particulier les conditions météo (température et vent) et la période durant laquelle elle se produit (semaine, fin de semaine, etc.). Comme pour tous les réseaux électriques à travers le monde, la pointe de demande est une contrainte forte pour le dimensionnement des infrastructures.

2.2. Éléments de définition d'un événement de pointe selon Hydro-Québec

Hydro-Québec définit un événement de pointe hivernale essentiellement comme une demande élevée causée par un épisode de grand froid durant la période hivernale entre le 1^{er} décembre et le 31 mars du lundi au vendredi, entre 6 h et 10 h et entre 16 h et 20 h. Selon cette définition, les épisodes de pointe ne totalisent pas plus de 120 heures par hiver².

Ce critère reste imprécis par rapport aux contraintes imposées au réseau et, donc, au coût de ces événements pour le système, car il n'y a pas de critère de puissance maximale atteinte qui soit spécifié. Si l'on considère les 100 heures durant lesquelles la demande était la plus élevée sur le réseau, les puissances des épisodes de pointes pour l'hiver 2022-2023 correspondent à toutes celles supérieures ou égales à 34 026 MW, et à 36 143 MW pour l'hiver 2021-2022.

En s'appuyant sur ces valeurs historiques, l'écart entre l'appel de puissance maximal et celui de la centième heure la plus élevée est de plusieurs milliers de mégawatts, soit d'environ 4000 et 8500, respectivement, pour les hivers 2021-2021 et 2022-2023 (voir le tableau 1). Notons, de plus, que la définition d'Hydro-Québec n'inclut pas de critère de température extérieure minimale dans les explications sur les pages web dédiées à la tarification dynamique Flex D d'Hydro-Québec, alors qu'il y en a pour d'autres tarifs comme le tarif DT³. Pour ce tarif, tout comme pour le tarif biénergie, la température de permutation⁴ est comprise entre -12 °C et -15 °C.

² <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-flex-d.html>

³ Le tarif DT est destiné à la clientèle disposant d'un système de chauffage biénergie qui utilise l'électricité comme source d'énergie principale et un combustible, comme source d'appoint.

<https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-dt.html>

⁴ Température à laquelle la source alternative démarre.

TABLEAU I : DEMANDE EN PUISSANCE DE LA 100^e HEURE LA PLUS ÉLEVÉE

	2021-2022	2022-2023
Appel de puissance maximal [MW]⁵	40 179	42 473
Date d'occurrence de l'appel maximal [jj-mm-aaaa]	27-01-2022	03-02-2023
Appel de puissance de la 100^e heure la plus élevée [MW]	36 143	34 026
Date d'occurrence de l'appel de puissance de la 100^e heure [jj-mm-aaaa]	27-01-2022	23-02-2023
Écart entre la puissance maximale et la puissance de la 100^e heure [MW]	4 036	8 447
Température à Montréal la journée de l'appel de puissance maximal (moy / min) [°C]⁶	-13,2 / -20,9	-21,2 / -27,9
Degrés-jours de chauffage de la journée de l'appel de puissance maximal⁶	31,2	39,2
Température à Montréal la journée de l'appel de puissance de la 100^e heure (moy / min) [°C]⁶	-13,2 / -20,9	-10,8 / -12,5
Degrés-jours de chauffage la journée de l'appel de puissance de la 100^e heure ⁶	31,2	28,8

⁵ Hydro-Québec. (2024). *Historique de la demande d'électricité au Québec* (Version 27 novembre 2024 12:53) [Jeu de données]. <https://donnees.hydroquebec.com/explore/dataset/historique-demande-electricite-quebec/>

⁶ Environnement et Changement climatique Canada. (2023). Rapport de données quotidiennes pour janvier 2022—Climat—Environnement et Changement climatique Canada. Dernière modification 2023-07-14. https://climat.meteo.gc.ca/climate_data/daily_data_f.html?StationID=51157&timeframe=2&StartYear=1840&EndYear=2019&type=line&MeasTypeID=meantemp&time=LST&Day=4&Year=2022&Month=1

3. Caractérisation de la pointe des hivers 2021-2022 et 2022-2023 : une approche intégrée

Afin de caractériser la pointe de demande d'électricité annuelle du réseau électrique principal d'Hydro-Québec, nous utilisons les données historiques des hivers 2021-2022, et 2022-2023 (Figure I).

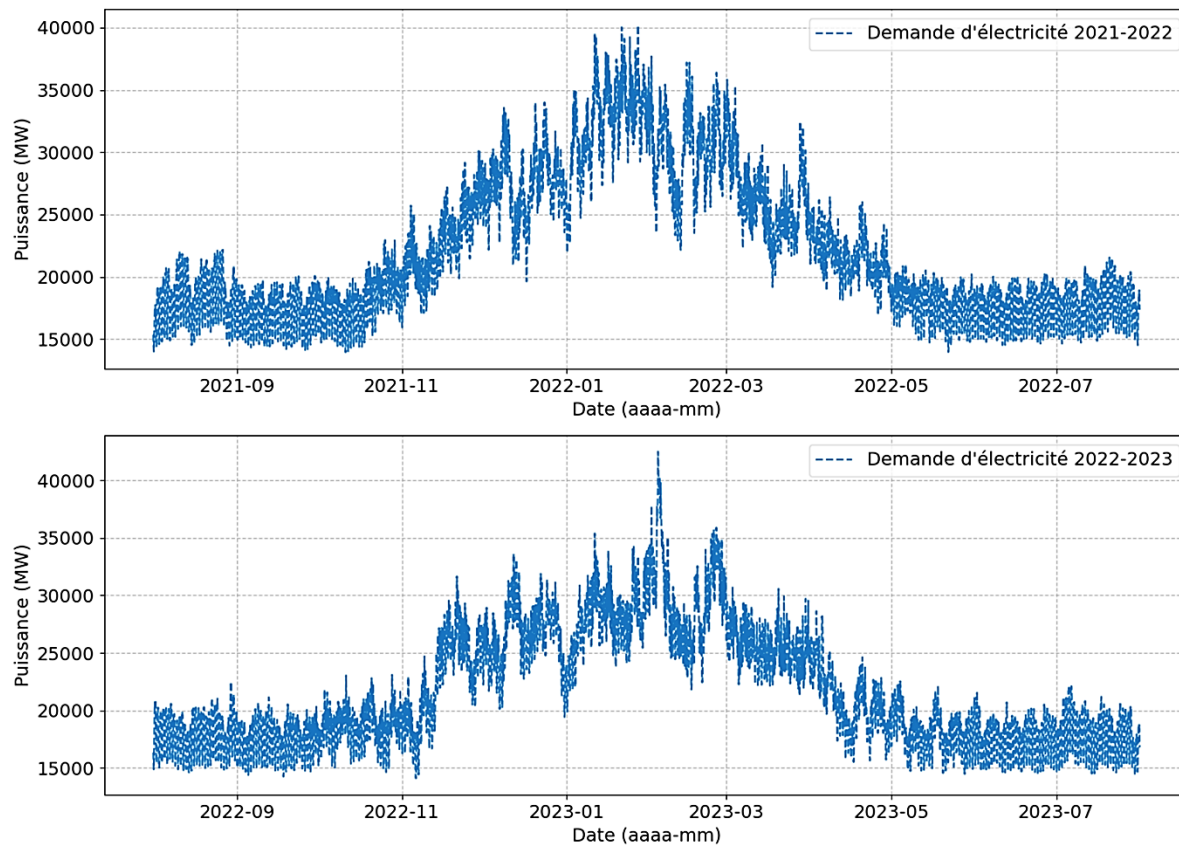


FIGURE I : COURBES DE DEMANDE HISTORIQUE ANNUELLE CENTRÉE SUR L'HIVER 2021-2022 (EN HAUT), ET L'HIVER 2022-2023 (EN BAS)

Encadré 1 : Caractérisation de la pointe annuelle : le scénario exploré

Dans ce rapport, un **événement de pointe** correspond à une période durant laquelle l'appel du système considéré est supérieur à une puissance plafond donnée. **L'événement de pointe critique** correspond à la période dont l'aire entre la courbe de puissance appelée et la courbe de puissance plafond est la plus grande. Durant ces périodes, il faut des solutions capables soit de déplacer cette demande « excédentaire » grâce à de l'accumulation d'énergie, soit de l'effacer. Un exemple de système de déplacement est un accumulateur thermique associé à un système de chauffage. Un exemple de système d'effacement est un panneau électrique intelligent qui déleste certains circuits dans un bâtiment (ex. : des pièces non utilisées) pour une durée donnée. Afin d'identifier les ordres de grandeur des principaux paramètres permettant de décrire les besoins d'accumulation ou d'effacement (quantité d'énergie, puissance, durée durant laquelle le service doit pouvoir alimenter la demande ou effacer la demande), des courbes de demande réelle ont été analysées. Les paramètres identifiés correspondent à une description de la demande indépendamment de la technologie à déployer pour y répondre. Pour sélectionner une technologie et la dimensionner, il faudra appliquer les facteurs appropriés tels que l'efficacité de charge et décharge, ou encore la profondeur de décharge associée à la technologie ciblée.

3.1. Méthodologie de l'étude à l'échelle du réseau électrique du Québec

Plusieurs critères peuvent être utilisés séparément ou conjointement pour définir ce qu'est un événement de pointe telle que la plage horaire d'occurrence, ou encore la puissance appelée lors de l'épisode de pointe par rapport à la puissance appelée moyenne. Dans cette étude, l'accent est mis sur le critère de puissance maximale appelée. On suppose qu'**un événement de pointe est en cours lorsque la puissance appelée sur le réseau atteint ou dépasse une valeur seuil**. Cette valeur seuil est nommée « **puissance plafond** » dans le document.

Pour définir de manière intégrée la pointe, nous évaluons, dans un premier temps, la demande de puissance maximale moyenne du réseau pour des périodes moyennées sur des intervalles croissants (puissance *plafond*), allant d'une heure (les données fournies par HQ) à 1000 heures. Cette approche permet d'identifier des *plateaux* naturels (Figure 2).

Dans un deuxième temps, nous évaluons, l'énergie associée à tous les événements de pointes qui dépassent ces valeurs plafond, ce qui permet d'établir un lien clair entre énergie, puissance et durée pour les événements de pointe de demande électrique (Figure 3).

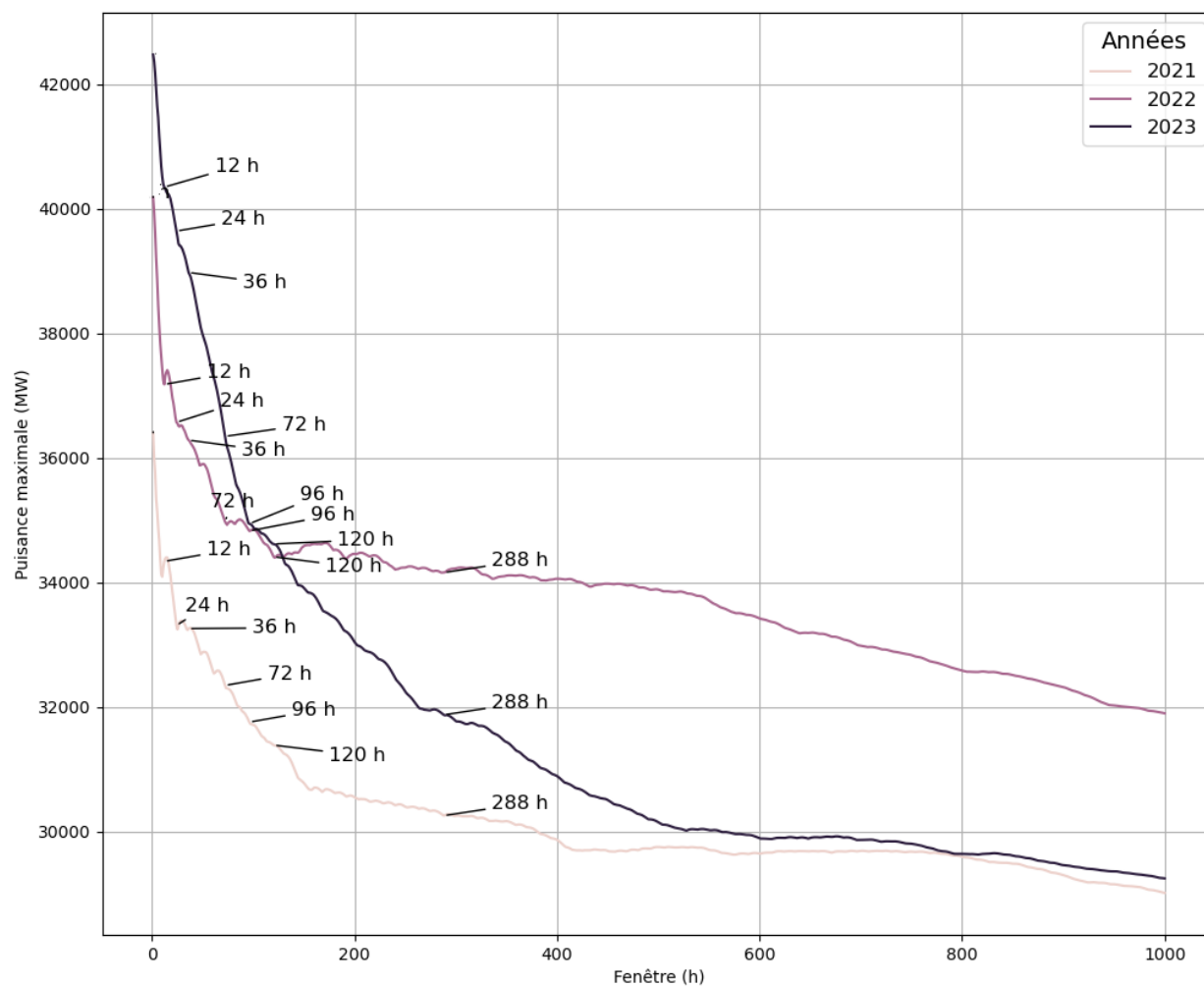


FIGURE 2 : PUISSANCE MAXIMALE EN FONCTION DE LA TAILLE DES FENÊTRES UTILISÉES POUR MOYENNER LES DONNÉES

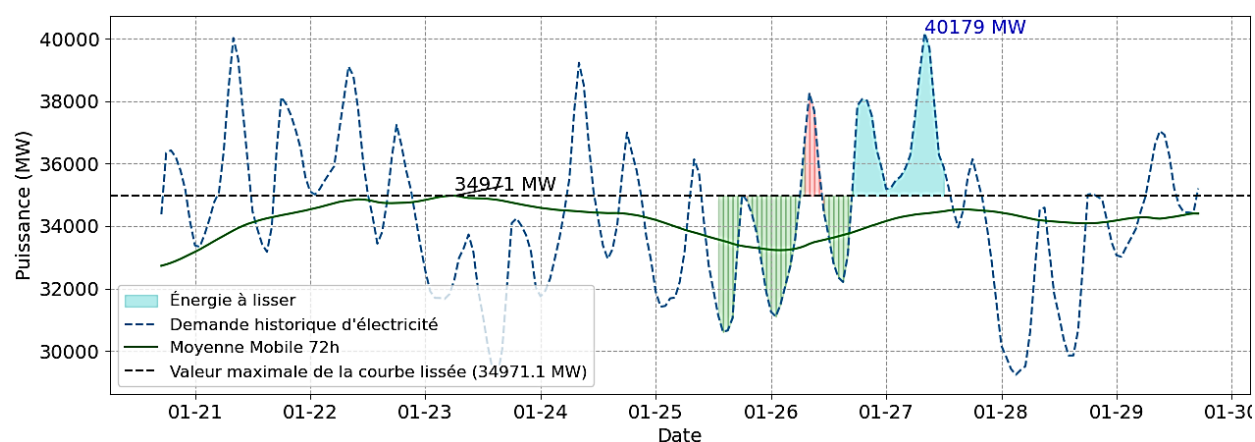


FIGURE 3 : ILLUSTRATION DES AIRES ASSOCIÉES À DES ÉPISODES DE POINTE ET À LA PHASE D'ACCUMULATION D'ÉNERGIE

Plus précisément, les étapes suivies pour obtenir les figures Figure 2 et Figure 3 sont :

1. À partir des données de demande réelle annuelle, on identifie la demande maximale moyennée sur différentes fenêtres de temps. Dans cette étude, le pas de temps minimal est d'une heure, une valeur héritée du jeu de données de demande réelles du système qui était disponible. Plusieurs fenêtres de temps ont été testées (1 heure à 1000 heures). Seuls les multiples de 12 h ont été retenus dans la figure, puisqu'ils s'intègrent aux cycles naturels de consommation (jour/nuit). Cette analyse permet d'identifier des changements de pente marqués dans la courbe de demande et de sélectionner des puissances plafonds qui correspondent à des changements clés dans le profil de demande du système.
 - Sur la Figure 2, on remarque des changements de pentes assez nets pour les fenêtres de temps suivantes : 12 h, 24 h, 36 h, 72 h, 96 h, 120 h, et 288 h. Les fenêtres de temps supérieures à 300 heures (12 jours) ne sont pas analysées.
 - Les puissances maximales calculées qui correspondent à ces fenêtres de temps sont utilisées comme puissances plafond pour le reste de l'analyse.
2. Pour chaque fenêtre, on identifie les événements de pointe (dont la puissance dépasse le plafond durant au moins une heure) et on calcule l'énergie associée à celui-ci :
 - L'énergie d'un événement de pointe correspond à l'aire entre les fonctions $f(t) = Demande_{mesurée}(t)$ et $f(t) = P_{plafond}$. Sur la Figure 3, cela correspond aux aires en rouge et en bleu. L'événement de pointe critique est déterminé par l'aire maximale (aire en bleu).
3. Ces éléments nous permettent alors de calculer une durée d'accumulation associée à l'énergie nécessaire pour effacer un événement de pointe
 - À partir de l'aire associée à un événement de pointe, on calcule la durée nécessaire pour accumuler cette énergie. On assume pour cela que l'accumulation d'énergie se fait durant les heures qui précèdent immédiatement le début d'un événement de pointe, et que le système d'accumulation est initialement vide.
 - La durée de stockage dépend directement du profil de la demande durant les heures précédant l'épisode de pointe, c'est donc une approche par approvisionnement.

Encadré 2 : La moyenne mobile

La moyenne mobile, aussi appelée moyenne glissante, est un outil souvent utilisé dans l'analyse de série de valeurs exprimées en fonction du temps (séries temporelles ou chronologiques) comme la température moyenne quotidienne, la consommation mensuelle d'électricité, ou encore le prix moyen horaire d'une action sur le marché boursier. Ce type de moyenne permet de lisser une série temporelle en éliminant les fluctuations les moins significatives afin, notamment, de faire ressortir les tendances. On emploie le terme « mobile » pour qualifier le fait que la moyenne est calculée en continu sur des sous-ensembles de périodes de la série. Le nombre de périodes dans un sous-ensemble détermine la taille de la fenêtre de calcul aussi appelé l'ordre de la moyenne mobile. À chaque calcul, un élément plus récent remplace un élément plus ancien.

Dans notre analyse nous avons utilisé une moyenne mobile alignée à droite, car nous analysons les besoins de stockage précédant un événement donné.

Le caractère dynamique de la méthode de la moyenne mobile permet d'identifier la période nécessaire pour capter la durée complète d'un épisode de pointe critique et la durée d'accumulation requise pour déplacer l'énergie associée en fonction du profil de demande en amont de l'épisode (la temporalité).

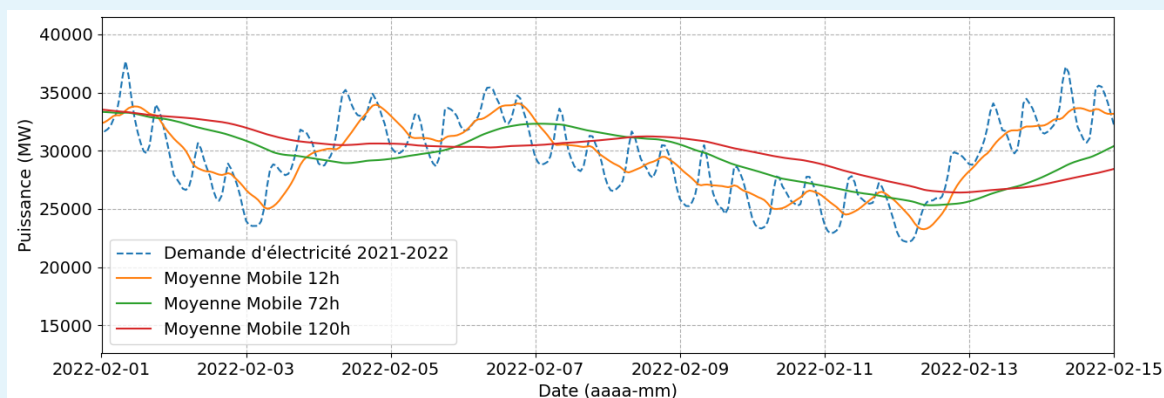


FIGURE 4 : ILLUSTRATION DE LA MÉTHODE DE LA MOYENNE MOBILE POUR TROIS TAILLES DE FENÊTRE (12 H, 72 H ET 120 H) DE CALCUL DE LA MOYENNE

3.2. Résultats de l'analyse

Les résultats de cette analyse sont présentés au tableau 2, ci-dessous. Ce tableau indique la puissance-plafond calculée pour différentes fenêtres de lissage, et ce que cela représente en termes de réduction par rapport à la puissance maximale mesurée. Les caractéristiques de l'épisode de pointe critique, et de l'ensemble des épisodes de pointe sont également fournies.

TABEAU 2 : QUELQUES CARACTÉRISTIQUES DES ÉPISODES DE POINTE POUR LES HIVERS 2021-2022 ET 2022-2023 AU NIVEAU DU RÉSEAU PRINCIPAL D'HYDRO-QUÉBEC

	HIV 21-22				HIV 22-23			
Fenêtre	12 h	36 h	72 h	96 h	12 h	36 h	72 h	96 h
$P_{\max}$ [MW]	40 179	40 179	40 179	40 179	42 473	42 473	42 473	42 473
P_{plafond} [MW]	37 176	36 282	34 971	34 823	40 344	38 974	36 342	34 939
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [%]	7,5 %	9,7 %	13,0 %	13,3 %	5,0 %	8,2 %	14,4 %	17,7 %
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [MW]	3 003	3 897	5 208	5 356	2 129	3 499	6 131	7 534
Durée de la pointe la plus critique [h]	4	6	20	21	5	9	39	41
Énergie à déplacer [MWh]	7 876	12 897	39 727	42 736	6 499	15 251	97 275	153 539
Durée d'accumulation [h]	6	17	28	30	4	9	18	41
Nombre d'occurrences de dépassement de P_{plafond}	14	24	39	41	1	3	2	7
Énergie totale au-dessus de P_{plafond} [MWh]	43 596	101 908	283 001	315 660	6 499	21 813	98 973	164 515
Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond} [h]	43	88	207	230	5	20	41	58
Pourcentage que représente l'énergie totale au-dessus de P_{plafond} par rapport à la consommation annuelle	0,02 %	0,05 %	0,15 %	0,17 %	0,00 %	0,01 %	0,05 %	0,09 %

Description des variables du tableau :

- **Fenêtre** : Longueur de l'intervalle (en heure) sur lequel la moyenne mobile est calculée afin de définir P_{plafond} .
- **$P_{\max}$** : Puissance appelée maximale mesurée.
- **P_{plafond}** : Puissance maximale découlant du calcul de moyenne mobile sur l'ensemble des données pour différentes fenêtres de temps. Elle est utilisée pour définir le palier de puissance à partir duquel un événement de pointe commence.
- **Durée de la pointe la plus critique** : Durée en nombre d'heures de l'événement de pointe de plus grande énergie.
- **Énergie à déplacer** : Aire maximale au-dessus de P_{plafond} , comprise entre P_{plafond} et la courbe de demande mesurée.
- **Durée d'accumulation** : Durée qu'il faudrait pour accumuler l'énergie nécessaire pour couvrir l'événement de pointe identifié, dans ce cas si, le plus gros événement de pointe. On suppose que la recharge se fait immédiatement avant l'événement de pointe, que le système de recharge est initialement vide, et qu'il n'y a pas de pertes.
- **Nombre d'occurrences de dépassement de P_{plafond}** : Nombre de fois où la puissance appelée dépasse la limite fixée à P_{plafond} , cela correspond au nombre d'épisodes de pointe.

- **Énergie totale au-dessus de P_{plafond}** : Somme de l'énergie de tous les épisodes de pointe sur la période hivernale.
- **Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond}** : Somme des heures de tous les épisodes de pointe sur la période hivernale.
- **Pourcentage que représente l'énergie totale au-dessus de P_{plafond} par rapport à la consommation annuelle** : Pour la période 2021-2022 la demande annuelle est de 195 TWh, et pour la période 2022-2023 la demande annuelle est de 190 TWh.

3.3. Observations et commentaires généraux

Avant de discuter de la signification des résultats, certaines observations et commentaires s'imposent à partir des figures et tableaux ci-dessus:

- a) La pointe quotidienne estivale est négligeable par rapport à la pointe hivernale
- L'écart entre les maximums hivernaux et estivaux est de plusieurs milliers de mégawatts entre l'hiver et l'été.
 - Par exemple, le maximum de l'hiver 22-23 est 42 473 MW (décembre-mars.) alors que le maximum de l'été 2023 (juin-septembre) est 22 537 MW. Cela équivaut à un écart de 19 936 MW⁷.
 - Bien que le phénomène de pointe quotidienne existe au Québec, la pointe annuelle qui a lieu en hiver est largement plus élevée pendant quelques heures qu'à n'importe quel autre moment de l'année (voir Figure 5).

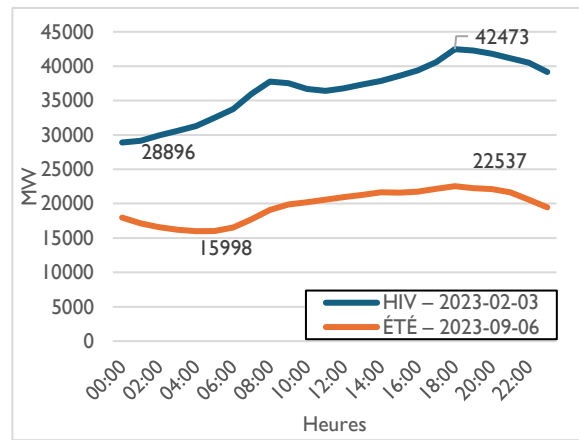


FIGURE 5 : COURBE DE DEMANDE HORAIRE LE JOUR D'APPEL DE PUISSANCE MAXIMAL EN HIVER ET EN ÉTÉ

- b) L'amplitude et la durée des pointes varient considérablement d'une année à l'autre
- À partir des données de puissance horaire, on remarque que l'écart entre l'appel de puissance horaire le plus élevé, et à la centième heure, par rang de puissance, est de plusieurs milliers de mégawatts. Pour l'hiver 2022-2023, l'écart est de plus de 8 400 MW, tandis que pour l'hiver 2021-2022, l'écart est de l'ordre de 4 000 MW.
 - Une définition flexible de la pointe est nécessaire pour s'adapter aux variations d'une année à l'autre (voir Figure 1).
 - Pour l'hiver 22-23, on observe un seul pic d'amplitude très élevé (42 473 MW) qui se poursuit sur une quarantaine d'heures d'affilée ; pour l'hiver 21-22, on observe plutôt plusieurs pics, chacun d'une durée d'une vingtaine d'heures et d'amplitudes similaires (40 179 MW).
 - L'hiver 2022-2023 connaît de 1 à 11 épisodes de pointes, et des épisodes de pointe totalisant entre 6,5 GWh et 184,8 GWh en fonction des P_{plafond} étudiées. De son côté, l'hiver 2021-2022 connaît de 14 à 48 épisodes, et des épisodes de pointe totalisant entre 43,6 GWh et 420,6 GWh. Par ailleurs, la durée de l'événement critique de l'hiver 2022-2023, en fonction du niveau de réduction de puissance visé, représente de 100 % à 45 %

⁷ Pour mieux situer l'ordre de grandeur, le complexe de la Romaine a une puissance installée de 1 550 MW.

du nombre total d'heures dépassant P_{plafond} . Pour l'hiver 2021-2022, la durée de l'événement critique ne dépasse pas 10 % du nombre total d'heures de pointe.

- Le phénomène de pointe de demande d'électricité n'est pas un problème de quantité d'énergie disponible. En effet, pour les deux hivers étudiés, la somme de l'énergie pour livrer la puissance au-dessus de la puissance plafond représente au plus 0,5 % de l'énergie consommée durant cette saison (voir l'annexe II, Tableau 9). Cela équivaut à environ 63 % de l'énergie moyenne consommée durant une journée d'hiver.
- Une faible variation de la durée d'un épisode de pointe peut se traduire par une augmentation importante de la durée d'accumulation. Par exemple, à l'hiver 2022-2023, une pointe plus longue de 2 heures (durée de pointe de 39 heures et 41 heures pour les périodes de 72 h et 96 h respectivement) se traduit par un temps d'accumulation plus long de 23 heures. Cela souligne l'impact qu'ont le profil de demande en amont de l'épisode de pointe et la durée de ce dernier sur les besoins de stockage.

3.4. Discussion des résultats d'analyse

La Figure 2 et le Tableau 2 montrent que la puissance plafond varie grandement en fonction de la période d'étalement définie par une moyenne glissante. Tant pour 2022 que 2023 (Figure 1), la période de 72 heures signale la fin des gains majeurs, avec une réduction, par rapport à la pointe horaire, de 13 à 14 %. Augmenter la période d'un jour ou deux jours change assez peu la puissance plafond. Ainsi, alors que de 1 à 72 heures la puissance diminue de 13 à 14 % (5 à 6 GW), le passage de 72 à 96 et 120 heures, ne réduit la demande plafond que de 1 à 2 GW additionnels.

De même, le nombre d'événements de pointe passe 6-9 à 20-39 lorsqu'on augmente la période de 36 à 72 heures, alors qu'elle change peu (21-41) en étendant la période à 96 heures (21-43 événements à 120 heures). Cependant, la quantité d'énergie à déplacer ou à entreposer augmente de manière significative. Par exemple, pour l'hiver 22-23, la quantité d'énergie à déplacer pour l'épisode critique passe de 15,3 GWh pour 36 heures, à 97,3 GWh pour 72 heures, et 153,5 GWh et 167,4 GWh, respectivement, pour 96 et 120 heures.

Cette analyse montre que de déplacer la demande sur quelques heures —12 heures, ici— livrerait 5 à 7,5 % de réduction par rapport à la pointe. Ce que peut livrer une approche tarifaire est limité. Un déplacement sur de plus longs termes ne peut être obtenu par des tarifs, mais requiert des infrastructures spécifiques permettant de gérer de manière structurelle la demande énergétique.

Dans le contexte québécois, un lissage sur 72 heures semble une cible intéressante par rapport à la réduction de puissance qu'elle offre. Cette durée, trois jours, est largement déterminée par l'influence des caractéristiques de la météorologie (phénomène des grands froids) sur les pointes. Pour les périodes étudiées, la quantité maximum d'énergie à déplacer pour limiter la demande de puissance à la puissance-plafond représente 97,3 GWh, soit 4,5 heures de demande moyenne annuelle (à 21,7 GW) et l'équivalent de la capacité de stockage d'un peu moins de 1,5 million de voitures électriques (à 65 kWh).

3.5. À retenir

Alors que la pointe quotidienne peut être pensée de manière instantanée, puisque des actions simples permettent de l'étaler sur quelques heures (deux à quatre heures), une approche similaire pour la pointe hivernale montre des limites importantes : en permettant un décalage de 12 heures, on peut, au mieux, réduire la puissance de pointe de quelques points de pourcentage.

En adoptant une définition captant la temporalité du phénomène, il est possible de lier l'énergie et la puissance de manière à tenir compte de la réalité climatique et météorologique, et d'offrir plutôt une vision dynamique et intégrée du phénomène de la pointe. Ce cadre d'analyse permet de souligner les différences fondamentales entre les pointes quotidiennes, estivales et hivernales.

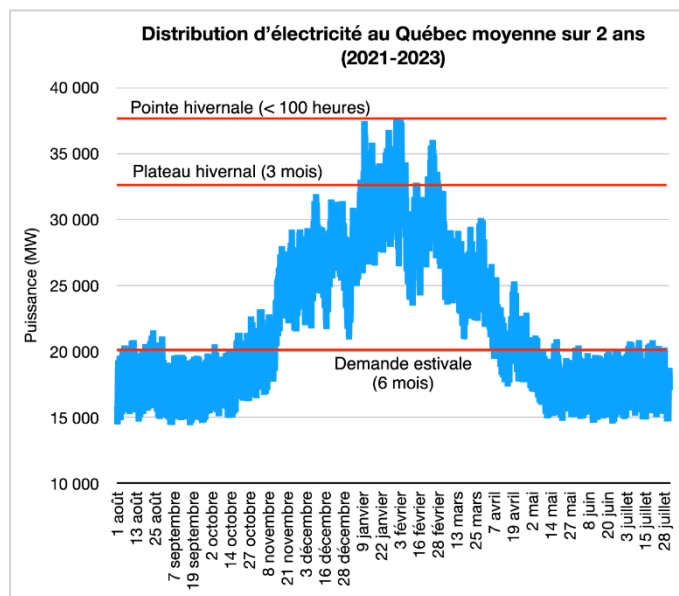


FIGURE 6 : COURBE DE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC MOYENNÉE SUR 2 ANS (2021-2023)

Tiré de : Mousseau, N., Langlois-Bertrand, S. (2025). Infrastructures : opérationnaliser la transition vers la carboneutralité. Dans Langlois-Bertrand, S., Mousseau, N., Beaumier, L. (Eds.), Perspectives énergétiques canadiennes, 3e édition, Institut de l'énergie Trottier - Polytechnique Montréal.

Si, comme on le montre ici, la définition intégrée de la pointe est utile pour le distributeur, il faut encore valider ce qu'elle représente pour le client et explorer comment on peut mettre à profit une telle définition pour gérer techniquement cette pointe. C'est que l'on fait dans les deux prochaines parties.

Plus spécifiquement, **la définition intégrée de la pointe suggère qu'un horizon autour de 72 heures pour gérer la pointe hivernale représente une plage relativement optimale pour planifier les actions de gestion de pointe**, offrant une réduction de 13 à 15 % de la puissance pointe demandée avec le déplacement de seulement 6 % à 14 % de l'énergie consommée en moyenne dans une journée durant l'hiver, sur la base des années considérées ici.

Le profil de demande en amont d'un épisode de pointe et la durée de ce dernier peut grandement impacter les besoins de stockage (durée d'accumulation et quantité d'énergie). Pour les années étudiées, atteindre une réduction de 13 % à 15 % de l'appel de puissance maximal requiert des durées d'accumulation de 18 à 28 heures.

4. Étude à l'échelle d'une maison unifamiliale

4.1. Qu'est-ce que cela signifie pour une résidence ?

L'analyse présentée ci-dessus porte sur la demande globale telle que vue par le distributeur. Or, il est nécessaire également d'évaluer la valeur de la définition intégrée de la pointe pour le client. Pour ce premier exercice, nous considérons une maison unifamiliale neuve avec des standards de construction modernes soumise à l'évolution de la météo du Québec, ce qui permet d'établir également une correspondance claire entre la demande totale, vue par le distributeur, et les besoins du client (Figure 7).

4.2. Méthodologie

Afin de définir à quoi correspond la pointe de demande d'électricité du point de vue du consommateur résidentiel, l'analyse de la pointe appliquée au niveau du réseau québécois est reprise, avec quelques ajustements. Cela permet de caractériser l'ampleur des transferts énergétiques imposés par un plafond sur la puissance d'une maison.

Puisque nous n'avons pas de données réelles horaires pour une résidence particulière, nous modélisons la demande d'un archétype de maison soumis aux conditions météorologiques réelles. Plus précisément, nous générons des profils de demande avec EnergyPlus et testons des profils associés à deux technologies de chauffage soient, les plinthes électriques et les thermopompes air-air.

Nous considérons un logement unifamilial détaché, utilisant un archétype développé par le Département de l'énergie des États-Unis⁸ qui est adapté pour nos besoins⁹ comme intrant avec le logiciel EnergyPlus. L'archétype sélectionné modélise une maison construite selon des normes relativement récentes, soit le code international de la conservation de l'énergie de 2021. Le but est de modéliser un logement qui serait représentatif des maisons récemment construites et qui seront construites dans les cinq prochaines années.

Les principales variables d'entrée pour la simulation avec EnergyPlus sont présentées dans le tableau ci-dessous.

⁸ <https://www.energycodes.gov/prototype-building-models#Residential>

⁹ La surface initiale de l'archétype (444 m² dont 331 m² chauffés) a été modifiée pour mieux représenter la taille des logements unifamiliaux détachés au Québec. Selon les données des tableaux 16 et 19 de la Base de données complète sur la consommation d'énergie de RNCAN, la surface moyenne d'une maison unifamiliale détachée était de 198 m² en 2021.

TABEAU 3 : CARACTÉRISTIQUES DE L'ARCHÉTYPE DE MAISON UNIFAMILIALE UTILISÉ POUR GÉNÉRER UN PROFIL HORAIRE

Type de bâtiment	Unifamilial détaché avec sous-sol chauffé
Surface chauffée du bâtiment	144 m ² (surface totale 192 m ²)
Norme de construction	IECC
Année de la norme	2021
Technologie de chauffage	Résistance Thermopompe air-air (COP = 3,69 HSPF = 7,98)
Année des fichiers météo	2021 à 2023
Zone climatique	6A (Climat représentatif de la région de Montréal)
Emplacement des données météo	Montréal - YUL
Pas de temps de la simulation	Horaire

Les profils de demande pour une année centrée sur la saison hivernale sont montrés à la Figure 7. Cette figure montre les profils du même archétype de maison unifamiliale chauffé avec deux systèmes différents : dans un premier cas la technologie de chauffage d'espace sont des plinthes électriques; dans un deuxième cas, c'est une thermopompe. À ces deux profils est ajouté le profil de la demande totale au Québec pour l'année 2021-2022. On constate la forte similitude de la forme des profils.

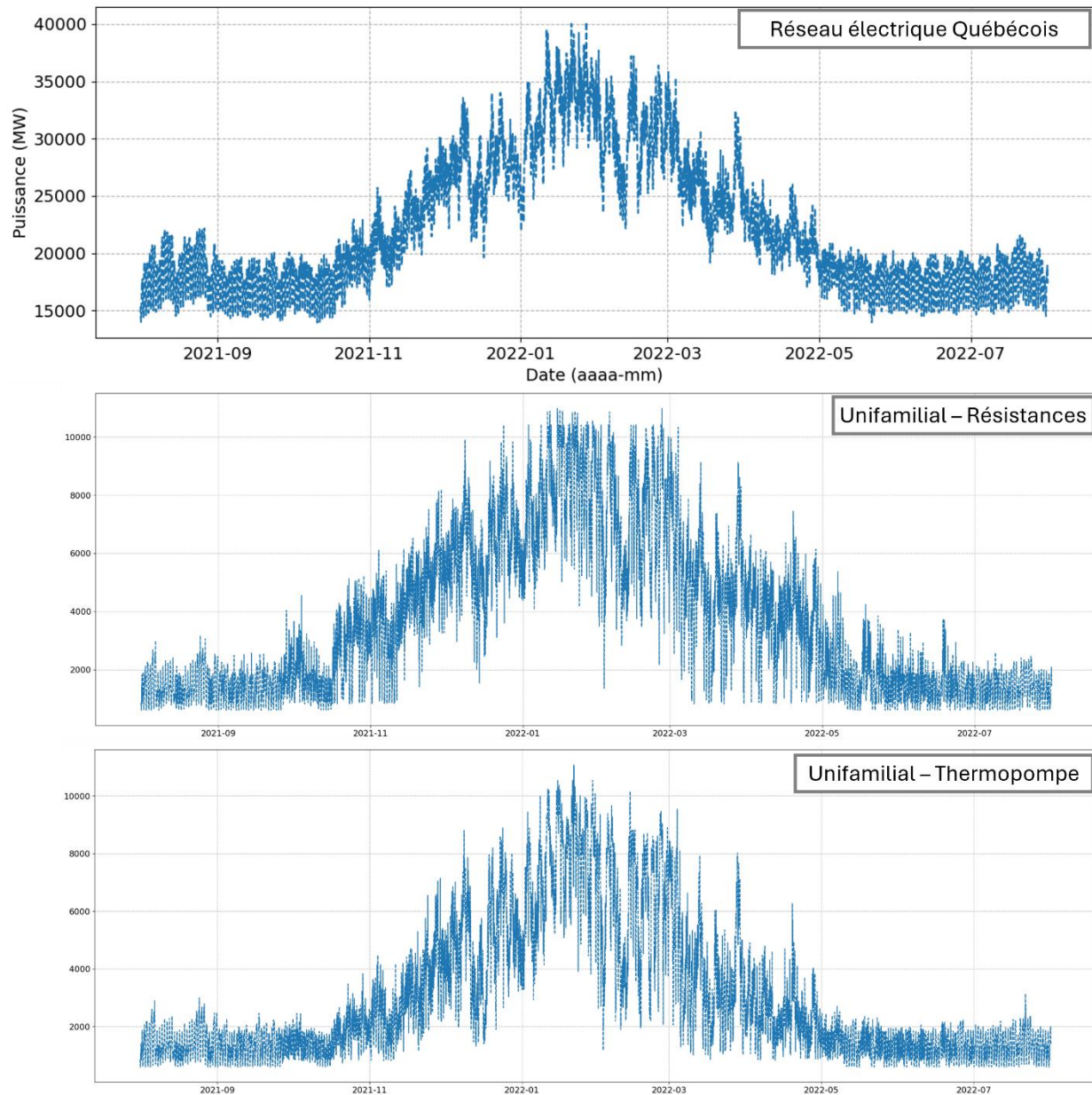


FIGURE 7 : PROFILS DE DEMANDE ANNUELLE CENTRÉS SUR L'HIVER 2021-2022 POUR LE RÉSEAU QUÉBÉCOIS, POUR UNE MAISON CHAUFFÉE AVEC DES PLINTHES ÉLECTRIQUES ET POUR UNE MAISON CHAUFFÉE AVEC UNE THERMOPOMPE

4.3. Résultats et observations

TABEAU 4 : QUELQUES CARACTÉRISTIQUES D'ÉPISODES DE POINTE SIMULÉS AVEC LES DONNÉES MÉTÉO DES HIVERS 2021-2022 ET 2022-2023 POUR UNE MAISON CHAUFFÉE AVEC DES PLINTHES ÉLECTRIQUES

	HIV 21-22					HIV 22-23				
Fenêtre	12	24	36	72	96	12	24	36	72	96
Pmax [kW]	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Pplafond [kW]	10,3	10,0	10,0	9,6	9,1	10,4	10,2	10,3	9,9	9,3
Réduction de puissance par rapport à Pmax [%]	6,1%	9,1%	8,7%	12,6%	17,3%	4,8%	6,6%	6,2%	9,3%	14,8%
Réduction de puissance par rapport à Pmax [kW]	0,7	1,0	1,0	1,4	1,9	0,5	0,7	0,7	1,0	1,6
Durée de la pointe la plus critique [h]	5	8	6	19	21	6	16	14	9	31
Énergie à déplacer [kWh]	1,7	3,7	3,3	11,0	21,3	1,5	2,7	2,4	7,2	49,5
Durée d'accumulation [h]	2	3	2	6	13	6	16	14	9	31
Nombre d'occurrence de dépassement de Pplafond	31	48	50	52	80	7	21	20	24	28
Énergie totale au-dessus de Pplafond [kWh]	9	44	36	119	290	6	14	12	40	135
Nombre d'heures au-dessus de Pplafond [h]	62	146	131	273	390	27	61	54	116	186

TABLEAU 5 : QUELQUES CARACTÉRISTIQUES D'ÉPISODES DE POINTE SIMULÉS AVEC LES DONNÉES MÉTÉO DES HIVERS 2021-2022 ET 2022-2023 POUR UN LOGEMENT UNIFAMILIAL CHAUFFÉ AVEC UNE THERMOPOMPE

	HIV 21-22					HIV 22-23				
Fenêtre	12	24	36	72	96	12	24	36	72	96
$P_{\max}$ [kW]	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
P_{plafond} [kW]	10,6	10,3	10,1	9,2	8,9	10,6	10,4	10,4	9,5	8,7
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [%]	4,3%	6,7%	8,8%	17,4%	20,0%	4,3%	6,5%	6,4%	14,5%	21,7%
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [kW]	0,5	0,7	1,0	1,9	2,2	0,5	0,7	0,7	1,6	2,4
Durée de la pointe la plus critique [h]	5	6	8	29	41	5	6	6	40	44
Énergie à déplacer [kWh]	1,7	3,2	4,8	30,3	47,7	1,7	3,0	3,0	33,6	66,5
Durée d'accumulation [h]	7	17	23	18	51	7	17	16	15	32
Nombre d'occurrence de dépassement de P_{plafond}	1	4	11	29	31	3	6	6	3	13
Énergie totale au-dessus de P_{plafond} [kWh]	2	5	10	95	152	3	9	8	54	120
Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond} [h]	5	17	34	167	225	13	36	36	64	116

Note : La puissance maximale dans le cas avec la thermopompe (cas présenté dans le Tableau 5) est plus élevée que le cas avec une résistance électrique est en grande partie due au fait que le système de thermopompe centrale modélisé dans EnergyPlus, a comme système de secours des serpentins électriques qui sont placés au niveau de la ventilation de centrale. Il y a donc des pertes au niveau des conduits, et une consommation supplémentaire à cause de la ventilation par rapport à des plinthes électriques positionnées directement dans les pièces d'une maison (cas présenté dans le Tableau 4).

Observations générales

- L'appel de puissance maximal absolu est similaire pour un logement avec les mêmes caractéristiques chauffé avec une thermopompe air-air ou des résistances électriques.
- Pour un même bâtiment, la thermopompe air-air ne semble pas offrir systématiquement de meilleures performances pour le cas de la pointe la plus critique (durée pas nécessairement plus courte, énergie pas nécessairement moins importante).
 - Toutefois, sur l'ensemble de l'hiver, pour une réduction d'environ 14 % à 17 % par rapport à la pointe de demande maximale, l'utilisation d'une thermopompe plutôt que de résistances permet de réduire le nombre d'épisodes de pointes, la durée totale des épisodes de pointe (jusqu'à 66 % environ), ainsi que l'énergie totale associée à ces épisodes (jusqu'à 67 % environ).

- Dans le cas du chauffage par plinthes, il faut des fenêtres de 96 heures pour obtenir une réduction de 14-17 % de puissance par rapport à la pointe maximale ; puisque la demande moyenne est plus faible avec une thermopompe, ce même pourcentage est obtenu pour une fenêtre de 72 heures seulement.
- Tout comme au niveau du distributeur, la pointe pour un bâtiment présente des caractéristiques très différentes d'un hiver à l'autre. Pour une réduction du même ordre de grandeur de l'appel de puissance par rapport à la pointe horaire absolue (une réduction de 14 % à 17 %), la quantité d'énergie à accumuler peut beaucoup varier. Toutefois, celle-ci dépend également de la technologie de chauffage :
 - de 21 kWh (hiver 2021-2022) à 50 kWh (hiver 2022-2023) dans le cas du chauffage par plinthes ;
 - de 30 kWh (hiver 2021-2022) à 34 kWh (hiver 2022-2023) avec une thermopompe.

4.4. Discussion des résultats d'analyse

La définition de la pointe présentée dans cette étude nous permet d'aborder de manière très similaire la pointe de demande pour bâtiment et pour le réseau de distribution, ce qui montre le caractère intégré de cette approche. De plus, la concordance des profils de demande entre les deux niveaux facilite les discussions à plusieurs échelles, mais aussi l'application de cette approche pour la définition des seuils de puissance dans les régions qui n'ont pas encore électrifié leur chauffage¹⁰.

Même si l'utilisation de la thermopompe ne réduit pas la puissance maximale nécessaire au chauffage du bâtiment (une observation qui devrait évoluer à mesure que les technologies pour les climats froids s'améliorent), l'impact de cette technologie sur la pointe est malgré tout moindre qu'avec des plinthes électriques grâce à une réduction, à la fois, du nombre d'épisodes de pointe et de la quantité d'énergie à déplacer ou à éliminer.

Grâce à l'approche visant à écrêter la demande, la quantité d'énergie à déplacer ou à éliminer par rapport à la puissance plafond s'avère faible. Ainsi, dans le cas d'un chauffage par thermopompe, une réduction de 14 % de la pointe sur une durée d'environ 72 heures requiert de déplacer entre 9 et 34 kWh seulement. En comparaison une batterie de voiture électrique peut stocker entre 65 et 80 kWh, environ.

¹⁰ Les observations réalisées suggèrent qu'il est possible, à l'aide de la méthode présentée dans cette étude, d'extrapoler les impacts sur le réseau à partir du parc de bâtiments.

5. Technologies décarbonées et coûts : quelques considérations

5.1. Technologies qui peuvent servir à gérer la pointe dans un contexte décarboné

Pour répondre à ce critère de puissance plafond, un large bouquet de solutions technologiques décarbonées pourraient être déployables, de la solution la plus simple, comme temporairement baisser le thermostat de la moitié des pièces d'une maison quelques fois durant l'hiver, à des solutions plus complexes associant des appareils intelligents connectés à des équipements de stockage (ex. : batteries lithium-ion) et de production d'énergie (ex. : panneaux solaires).

TABLEAU 6 : TECHNOLOGIES POUVANT CONTRIBUER À DÉCARBONER LE CHAUFFAGE DANS LES BÂTIMENTS

Groupe de technologies	Description	Commentaires
Amélioration de l'enveloppe de bâtiment	Isolation des murs, des toitures ; fenêtres à haute performance ; etc.	Les mesures d'efficacité énergétique liées à l'enveloppe des bâtiments peuvent contribuer à réduire les besoins absolus en chauffage, mais pas à réduire la variation de ces besoins en fonction de la température extérieure. De plus, ces mesures ne réduisent pas non plus la variation des performances des thermopompes, car elles dépendent également de la température de l'air extérieur.
Technologies de chauffage	Thermopompes air-air, thermopompes géothermiques, réseaux de chaleur avec sources de chaleur décarbonées	Au cours des dernières années, le développement technologique a permis la mise en marché de thermopompes air-air de haute performance qui sont adaptées au climat froid. Leur COP reste au-dessus de 1,5 à des températures de -30 °C ¹¹ . Les performances des thermopompes géothermiques sont moins sensibles aux variations de la température ambiante, elles représentent donc une option ayant un faible impact sur le phénomène de pointe. Les réseaux de chaleur sont de plus en plus mis de l'avant comme option de décarbonation du chauffage dans les bâtiments.
Technologies de stockage	Stockage thermique Stockage électrochimique	L'accumulateur thermique utilisé pour le chauffage d'espace est une technologie qui existe depuis plusieurs années, mais qui est encore assez peu développée. Pour le moment, les batteries lithium-ion dominent le stockage stationnaire.
Technologie de gestion locale de l'appel de puissance dans un bâtiment	Panneaux électriques intelligents	Ce type de technologies contrôlent en temps réel l'appel de puissance perçu au panneau électrique. Cela peut permettre d'éviter l'augmentation de l'ampérage d'un panneau lors de l'électrification du chauffage ou encore lors de l'ajout d'une borne de recharge de véhicule.

¹¹ Gibb, D., Rosenow, J., Lowes, R., & Hewitt, N. J. (2023). Coming in from the cold: Heat pump efficiency at low temperatures. *Joule*, 7(9), 1939-1942. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.08.005>

Toutes ces options peuvent faire partie du bouquet de solutions. Afin d'appuyer leur développement et leur déploiement à des prix compétitifs, un cadre réglementaire structurant supportant un déploiement de solutions distribuées doit être mis en place.

5.2. Évaluation des coûts et des économies associés avec l'imposition d'une puissance plafond

Plusieurs facteurs contribuent à déterminer la pertinence d'une gestion intégrée de la pointe basée sur une puissance-plafond. Pour l'aspect économique, une pratique courante est d'évaluer le coût net évité en comparant le coût associé avec l'ajout d'un kilowatt de puissance sur le réseau pour la pointe à celui d'un système installé chez le client pour éviter de dépasser la puissance-plafond.

5.2.1. Coûts système

Pour évaluer les coûts de système, nous utilisons les chiffres proposés par Hydro-Québec.

- Le coût évité d'un kilowatt additionnel au-delà de 2025 est compris entre 164 \$/kW et 249 \$/kW selon que ce kilowatt additionnel requiert des ajouts à la capacité de transport et de distribution ou non. Pour cette même période, le coût d'un kilowattheure additionnel est de 0,118 \$/kWh¹². Hydro-Québec prévoit avoir besoin de nouveaux approvisionnements dès l'hiver 2026-2027.
- Dans le cadre de la réglementation sur l'efficacité énergétique d'un bâtiment dans le chapitre I du Code de la construction du Québec, un indicateur a été développé pour mieux prendre en compte la puissance appelée maximale lors de l'estimation des performances énergétiques du bâtiment. La formule de cet indicateur inclut des facteurs basés sur les coûts d'approvisionnement en énergie au Québec. Ces coûts sont estimés pour période de la pointe hivernale à 184,58 \$/kW pour un kilowatt additionnel durant cette période et 0,0874 \$/kWh pour un kilowattheure additionnel¹³.

5.2.2. Coûts de quelques technologies au niveau des bâtiments

Les coûts des technologies de stockage énergétique évoluent rapidement au niveau mondial, c'est pourquoi nous considérons plusieurs technologies et sources afin d'obtenir un éventail de coûts qui sont présentés dans le tTableau 7. Ces coûts sont pour deux configuration de stockage soit 2 kW/40 kWh, et 2 kW/10 kWh. Ces valeurs sont des bornes supérieures pour l'événement de pointe critique des deux hivers étudiés pour une fenêtre de lissage de 72 heures (voir tTableau 5). Ainsi, ces dimensions de systèmes permettraient d'atteindre des réductions de l'ordre de 14 % de l'appel de puissance maximal.

¹² Hydro-Québec. (2024). *Coûts évités – Distribution* (R-4270-2024-B-0033)

¹³ MELCCFP. (2024). Indicateur de performance énergétique des bâtiments pour le Québec.

TABLEAU 7 : AMORTISSEMENT SUR DIX ANS DE SYSTÈME D'ACCUMULATION

[\$ CAD/kW/an]	2025	2030	2030 – China
Pour un système de 2 kW, 40 kWh			
Batterie lithium-ion	774 \$	650 \$	400 \$
Accumulateur thermique	211 \$	-	-
Pour un système de 2 kW, 10 kWh			
Batterie lithium-ion	377 \$	329 \$	100 \$
Accumulateur thermique	96 \$	-	-
Coût évité d'un kilowatt additionnel pour Hydro-Québec	189 \$ à 249 \$		

Notes sur les coûts des systèmes d'accumulation :

- Ces valeurs n'incluent pas les coûts de financement.
- Les coûts d'installation ne sont pas inclus.
- On suppose une durée de vie de 10 ans.
- Le facteur d'efficacité utilisé est de 85 %.
- Les données utilisées pour ces calculs proviennent de
 - NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2024. 2024 Annual Technology Baseline. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
 - Polk Burnett Electric Cooperative. (2024). ETS Unit. Polk-Burnett Electric Cooperative. <https://www.polkburnett.com/ets-unit>
 - Parkinson, G., & S Hill, J. (2024, décembre 16). "Mind blowing:" Battery cell prices plunge in China's biggest energy storage auction. RenewEconomy. <https://reneweconomy.com.au/mind-blowing-battery-cell-prices-plunge-in-chinas-biggest-energy-storage-auction/>

5.2.3. Commentaires sur les coûts

Présentement, basés sur l'échantillon de coûts présenté à la section précédente, les coûts de la plupart des technologies déployables à l'échelle d'un bâtiment semblent plus élevés que le coût évité d'un nouvel approvisionnement (comme de l'éolien) sur le réseau. Toutefois, le coût des technologies de stockage, en particulier les technologies électrochimiques, diminue de manière importante depuis plusieurs années. Par exemple, les prix moyens des batteries lithium-ion ont diminué de plus de 80 % entre 2014 et 2024¹⁴. Selon les projections du NREL ou selon les tendances observées en Chine, d'ici 2030, le coût au kilowatt des systèmes distribués de batteries pourra varier de quatre fois plus cher à deux fois moins cher que les coûts évités projetés par Hydro-Québec¹⁵.

Une des principales technologies de stockage thermique déployé dans les bâtiments sont les accumulateurs thermiques qui stockent la chaleur dans des briques. Cette technologie existe depuis des années, toutefois,

¹⁴ <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>

¹⁵ Coût évité projeté par Hydro-Québec = 249 \$/kW ; Projections NREL et tendance Chine : min = 50 \$/kW/an et max = 809 \$/kW/an. (voir sections 5.2.1 et 5.2.2)

elle semble encore assez peu développée et déployée¹⁶. Les données disponibles concernant cette technologie sont limitées, notamment les informations de coût.

Les coûts des technologies peuvent être comparés de plusieurs façons. Les coûts actualisés de l'énergie et plus récemment les coûts actualisés de stockage sont des approches qui permettent de comparer les tendances des coûts des technologies sur une base similaire. Pour des analyses de planification d'investissement, d'autres approches sont utilisées comme les coûts évités, l'impact sur les revenus, ou encore les coûts pour les clients. Ces approches ont toutefois leurs limites, en particulier dans un contexte de modifications des paradigmes des systèmes énergétiques causé par l'électrification massive des services énergétiques.

Par ailleurs, en plus des coûts évités nets, plusieurs autres facteurs devraient être pris en compte pour évaluer une solution de gestion de la pointe pour le système électrique. Ces facteurs devraient inclure, entre autres :

- la flexibilité de la solution en termes de fonctionnement ;
- la possibilité de déployer la solution à des endroits stratégiques pour le réseau (ex. : zone où il y a déjà de la congestion) ;
- la compatibilité avec les objectifs à long terme de décarbonation et d'électrification ;
- les impacts environnementaux dans d'autres catégories que les émissions de GES ;
- la facilité et la rapidité de la mise en œuvre à une échelle pertinente (procédure administrative, procédure d'évaluation environnementale, disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée et des chaînes d'approvisionnement) ;
- la contribution à la résilience des services énergétiques et du système énergétique.

6. L'intérêt d'une telle approche

6.1. Puissance, énergie, temporalité

La définition intégrée de la pointe qui est proposée par cette étude **caractérise la temporalité des épisodes de pointe, et le rapport entre la puissance et l'énergie** de ces épisodes de manière cohérente, à la fois au niveau d'un réseau complet et d'un bâtiment. En effet, cette approche définit ce que représente le phénomène de pointe par rapport à la saison hivernale, mais elle définit aussi ce qu'est un épisode de pointe critique, qui est l'épisode de plus grande énergie. En qualifiant la relation entre la puissance, l'énergie et la temporalité de l'épisode de pointe critique, cette démarche permet d'estimer, par approvisionnement, les besoins de stockage pour être en mesure de réduire la pointe absolue du système considéré.

6.2. Contributions structurantes et complémentaires

Un cadre supportant un bouquet de solutions

Cette approche permet de repenser le maintien du service énergétique qu'est le confort thermique en définissant des paramètres d'accumulation à respecter sans pour autant spécifier une technologie en

¹⁶ Hydro-Québec offre actuellement une subvention pour l'installation d'un accumulateur thermique, <https://www.hydroquebec.com/residentiel/mieux-consommer/conseils/fenêtres-chauffage-climatisation/accumulateur-chauffage/aide-financiere.html>

particulier. Cette façon de faire permet d'englober plusieurs familles de solutions (technologiques, économiques, comportementales), et permet également que le cadre reste pertinent dans le temps dans un contexte d'innovation rapide, en particulier pour les secteurs du stockage par batteries électrochimiques. Ces éléments soulignent le **caractère opérationnalisable de l'approche proposée**.

Une opportunité pour plus de résilience

Par ailleurs, une telle approche peut également être un outil pour répondre aux enjeux de résilience des services énergétiques dans un futur fortement électrifié. En effet, **des systèmes d'accumulation distribués peuvent contribuer à maintenir un certain niveau de service** lors d'épisodes de phénomènes météorologiques extrêmes impactant les infrastructures du réseau, ce qui est complémentaire aux efforts pour améliorer la résilience de l'approvisionnement et de la distribution énergétique.

7. Projections pour le secteur du bâtiment

Le Canada a lancé en avril 2024 son plan « Résoudre la crise du logement : Plan du Canada sur le logement ». Ce plan vise à soutenir l'augmentation de l'offre de logements, et à augmenter leur accessibilité. Selon de récentes prévisions de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL), il faudrait environ 330 000 nouveaux logements à l'horizon 2030 pour répondre adéquatement à la demande¹⁷.

La proportion de maisons unifamiliales détachées et jumelées est de l'ordre de 50 % depuis les vingt dernières années¹⁸. Si cette tendance se maintient, à l'horizon 2030, il y aura environ 165 000 maisons unifamiliales détachées et jumelées de plus par rapport à 2022, selon les projections de la SCHL. Cela devrait représenter 4 % du parc total de logements. Dans le secteur résidentiel, les bâtiments multilogements ont représenté environ 45 % du parc de logements au cours des vingt dernières années. Cette proportion va probablement augmenter dans un futur carboneutre, car la densification de l'utilisation du territoire déjà urbanisé est une des approches recommandées pour limiter et mieux contrôler les émissions de GES liés à l'occupation du territoire et au transport¹⁹.

Au Québec, selon les projections du dernier plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec, la part que représente le chauffage d'espace et d'eau du secteur résidentiel dans son bilan de puissance reste stable à environ 40 % du total jusqu'en 2032, mais la demande de puissance absolue pour ce secteur augmente de 6 %, soit d'un peu plus de 1000 MW, entre l'hiver 2021-2022 et l'hiver 2031-2032²⁰ (Tableau 8).

La construction de nombreux nouveaux logements à court et moyen termes est une opportunité pour mettre en place des solutions et de nouvelles normes soutenant la décarbonation et l'électrification des bâtiments et avoir un impact à grande échelle.

¹⁷ SCHL. (2023). *Estimation de l'offre de logements dont nous aurons besoin d'ici 2030*. <https://www.cmhc-schl.gc.ca/observateur-du-logement/2023/estimation-offre-logements-nous-aurons-besoin-ici-2030>

¹⁸ Ressources naturelles Canada. (2023, avril 25). *Secteur résidentiel Québec Tableau 15 : Parc de logements par type de bâtiment et période de construction*. Gouvernement du Canada, Ressources naturelles Canada. <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=res&juris=qc&year=2020&rn=15&page=0>

¹⁹ Comité consultatif sur les changements climatiques. (2022). *L'aménagement du territoire du Québec : Fondamental pour la lutte contre les changements climatiques*. Gouvernement du Québec.

²⁰ Hydro-Québec. (2022). *Plan d'approvisionnement 2023-2032—Prévision de la demande, complément d'information (R-4210-2022 HQD2, document 2)*. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=641&phase=1&Provenance=B&generate=true

TABLEAU 8 : PROJECTION DE LA CROISSANCE DE LA DEMANDE DE PUISSANCE À L'HORIZON DE L'HIVER 2031-2032

	Hiver 2021-2022	Hiver 2029-2030	Hiver 2030-2031	Hiver 2031-2032
Projection de demande totale à la pointe [MW]	39 665	42 627	43 094	43 697
Croissance totale de la demande pour les hivers identifiés [MW]	-	+ 2 962	+ 3 429	+ 4 032
Demande pour le chauffage d'espace et d'eau – secteur résidentiel [MW]	16 636	17 585	17 624	17 671
Proportion de la demande du secteur résidentiel (chauffage d'espace et d'eau) par rapport à la demande totale	42%	41%	41%	40%
Croissance attendue pour la demande pour le chauffage d'espace et d'eau – secteur résidentiel [MW]	-	+ 949	+ 988	+ 1 035
Part de la croissance de la demande du secteur résidentiel (chauffage d'espace et d'eau) par rapport à la croissance totale attendue pour les hivers identifiés	-	32%	29%	26%

Tiré de Hydro-Québec. (2022). Plan d'approvisionnement 2023-2032—Prévision de la demande, complément d'information (R-4210-2022 HQD2, document 2).

8. Autres analyses des impacts de la réduction des appels de puissance dans le bâtiment

Notons que plusieurs autres analyses ont évalué les impacts de diverses mesures permettant de réduire l'appel de puissance dans le bâtiment ces dernières années et peuvent contribuer à approfondir cette étude.

- Dans une de ses études, Écohabitation compare les performances énergétiques et les coûts de construction d'une maison en fonction de différentes normes (le code de construction du Québec 2010) et exigences de programmes de certification (LEED Argent et LEED Platine)²¹. En résumé, la modélisation illustre les gains importants qui peuvent être obtenus à l'aide de mesures de performance énergétique élevée. Dans le cas étudié, une maison unifamiliale située à Montréal, les gains obtenus pour le niveau de performance LEED Platine sont une réduction de 68 % sur l'appel maximal de puissance du bâtiment et de 65 % sur la consommation énergétique annuelle par rapport au niveau de performance associée au code de la construction du Québec 2010. Les coûts de construction, eux, sont environ 7 % plus élevés pour atteindre le niveau LEED Platine.
- Dans une analyse réalisée par des chercheurs de Polytechnique Montréal²² sur le potentiel des accumulateurs thermiques centraux (ATC) dans les bâtiments commerciaux et institutionnels, les auteurs ont montré que cette technologie peut réduire l'appel de puissance maximale d'un bâtiment de bureau ou commercial par rapport à une électrification classique utilisant uniquement des chaudières électriques. Plusieurs combinaisons ont été testées avec un à deux accumulateurs de chaleur. Les chercheurs évaluent que les ATC peuvent aider à réduire de 20 % à 78 % l'appel de puissance lors d'un événement de pointe²³.

²¹ Ruel, A. (2024, mars). *L'impact de l'efficacité énergétique sur les coûts de construction d'une maison*. Écohabitation. <https://www.ecohabitation.com/guides/2049/limpact-de-lefficacite-energetique-sur-les-couts-de-construction-dune-maison/>

²² Vanroy, K., & Kummert, M. (2023). Potentiel des accumulateurs thermiques centralisés pour décarboner les bâtiments commerciaux et institutionnels au Québec. Polytechnique Montréal.

²³ Dans cette étude, la définition d'un événement de pointe utilisée est celle provenant du programme GDP d'Hydro-Québec, et du tarif Flex M en date d'octobre 2023, soit « Ces événements sont définis comme des périodes de 3 h (le matin de 6 h à 9 h) ou de 4 h (l'après-midi de 16 h à 20 h) en période d'hiver (décembre à mars). »

9. Conclusion

La gestion de pointe est un défi intrinsèquement complexe. Plusieurs opérateurs de réseaux sont très actifs pour développer et déployer des solutions de gestion de pointe²⁴. Depuis de quelques années, Hydro-Québec teste des solutions de gestion de demande de pointe (expérimentation avec des accumulateurs thermiques, biénergie électricité/gaz naturel, options de tarification dynamique saisonnière, récente mouture du programme GDP²⁵). Dans le contexte d'électrification à grande échelle du chauffage des bâtiments en climat froid, la pointe de demande d'électricité hivernale est un frein majeur, et pourrait être un facteur exerçant une pression à la hausse sur les coûts de la transition si des solutions structurantes ne sont pas mises en place.

Dans cette étude, **un cadre de définition intégré du phénomène de pointe de demande d'électricité hivernale** est proposé. Plus spécifiquement, une définition alternative d'un épisode de pointe critique a été présentée. **Cette définition permet de formellement caractériser le rapport entre la puissance, l'énergie et la temporalité d'un épisode de pointe.** Cela a permis de définir les ordres de grandeur des paramètres d'accumulation nécessaires pour déplacer des épisodes de pointe à l'échelle d'abord du réseau électrique québécois puis d'une maison, indépendamment du choix technologique pour répondre au besoin identifié. En ne prescrivant pas de technologie en particulier, cette approche laisse la possibilité d'explorer et de développer plusieurs avenues pour répondre à ce défi.

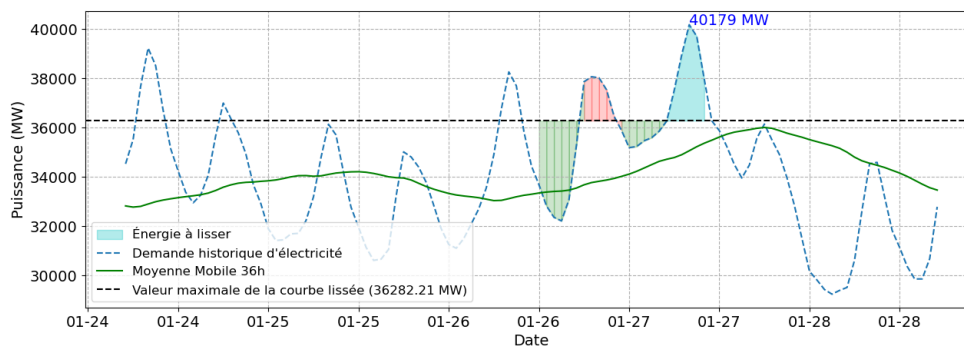
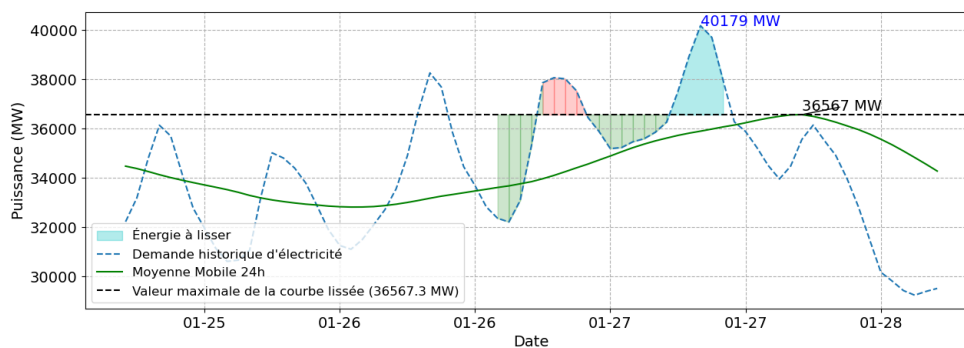
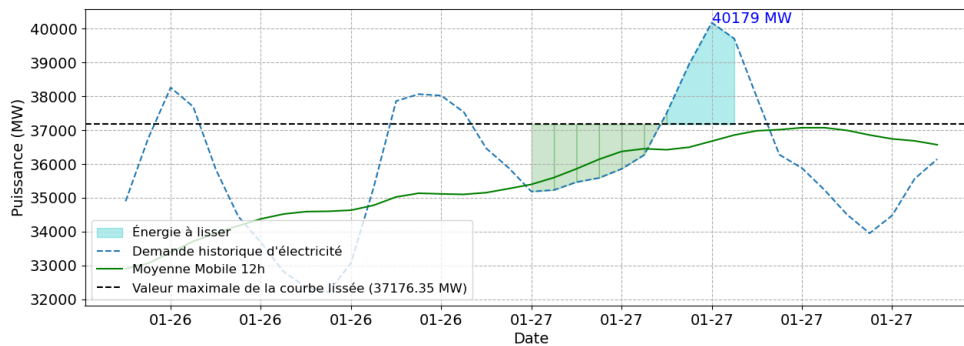
Appliquée au secteur des bâtiments, cette approche peut **permettre d'opérationnaliser le déploiement d'un bouquet de solutions** en offrant de la **flexibilité** et une **mise en œuvre moins complexe** que pour les grands projets d'infrastructure. Par ailleurs, intervenir à une **échelle distribuée** est une **opportunité pour améliorer la résilience du côté client, à travers les services énergétiques**, ce qui complète la vision plus classique de la résilience de l'approvisionnement et de la distribution énergétique.

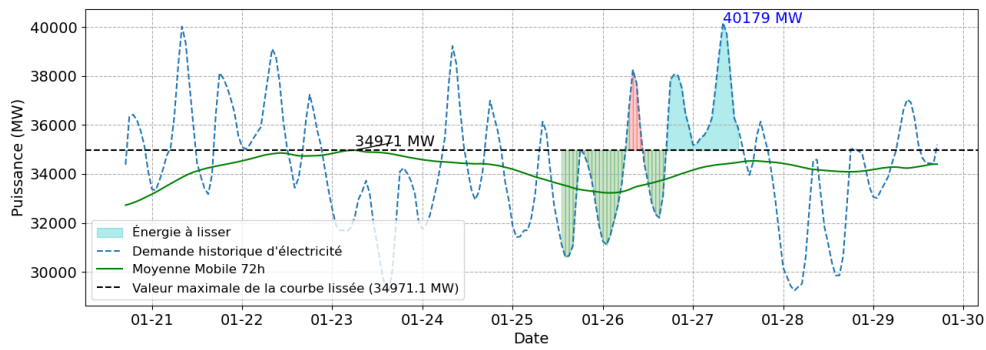
²⁴ Quelques exemples : un programme de pilotage des chauffe-eau au Minnesota (<https://greatriverenergy.com/transmission-and-delivery/demand-response/member-cooperative-load-management-programs/>), ou plus récemment une expérimentation de centrale virtuelle en Californie (<https://investors.sunrun.com/news-events/press-releases/detail/302/sunrun-and-pge-complete-first-season-of-innovative>)

²⁵ Nouvelle version du programme GDP déposé dans le cadre du dossier tarifaire déposé à la régie de l'énergie du Québec à l'été 2024 : Hydro-Québec. (2024). *Stratégie Clientèle, stratégie tarifaire – Distribution* (R-4270-2024, HQD-2, document 2.1).

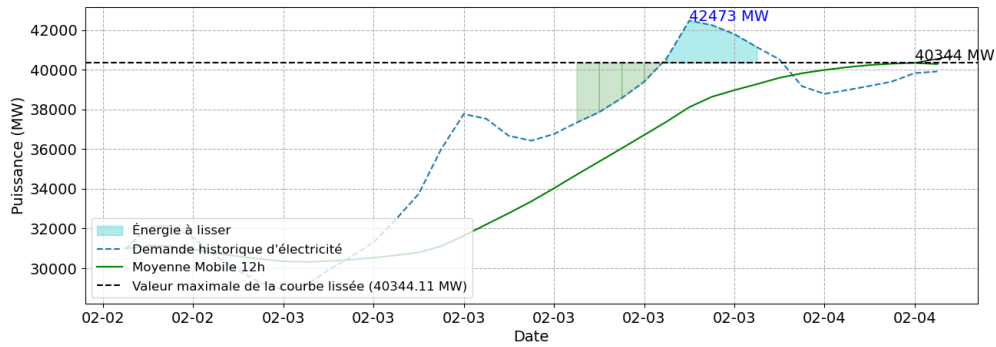
ANNEXE I. Aires associées aux épisodes de pointe (aires rouge et bleues) et à la phase d'accumulation d'énergie (aires vertes) pour le réseau électrique québécois

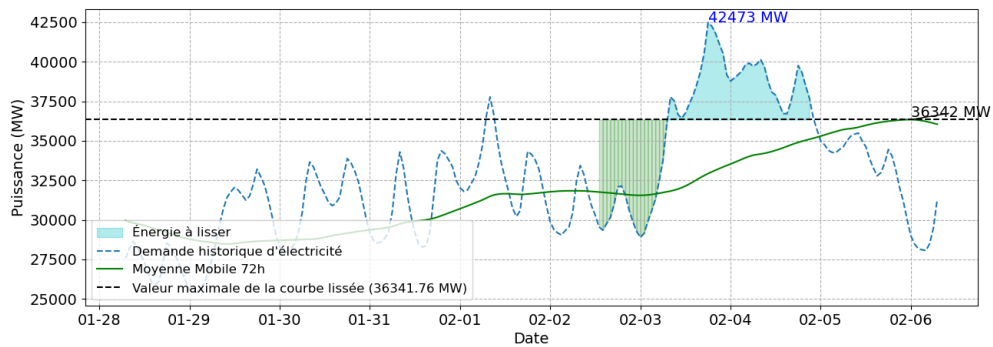
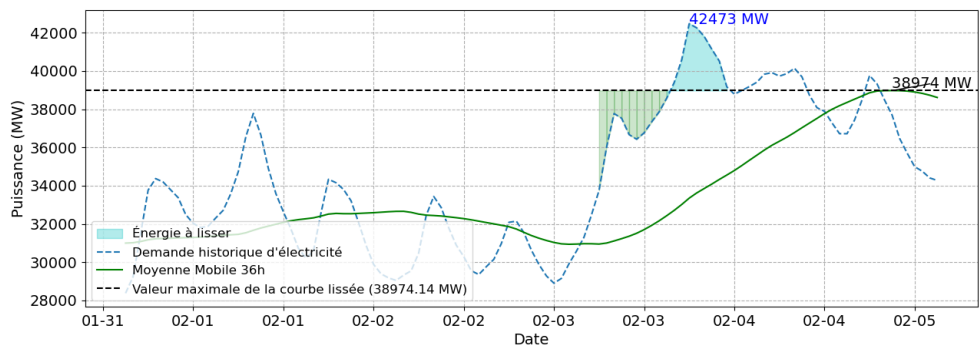
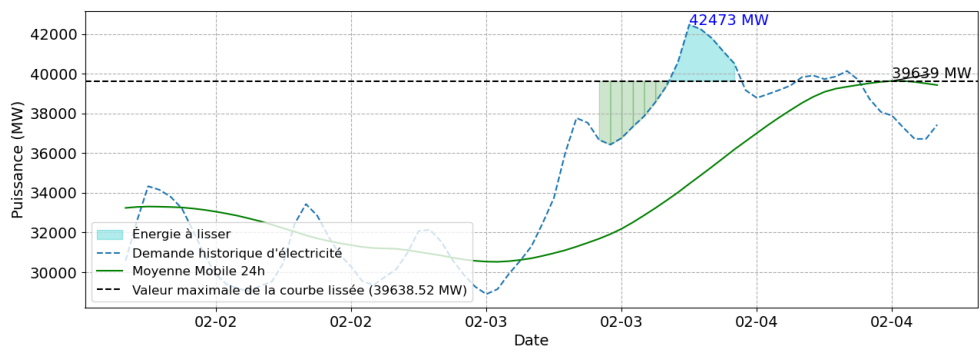
A. Pour l'hiver 2021-2022, pour différentes tailles de fenêtres : 12h, 24h, 36h, et 72h





B. Pour l'hiver 2022-2023, pour différentes tailles de fenêtres : 12h, 24h, 36h, et 72h





ANNEXE II. Résultats pour des fenêtres de 12 à 120 heures

A. À l'échelle du réseau du Québec

TABEAU 9 : RÉSULTATS À L'ÉCHELLE DU RÉSEAU DU QUÉBEC POUR DES FENÊTRES DE 12 À 120 HEURES

	HIV 21-22						HIV 22-23					
Fenêtre	12 h	24 h	36 h	72 h	96 h	120 h	12 h	24 h	36 h	72 h	96 h	120 h
P_{max} [MW]	40 179	40 179	40 179	40 179	40 179	40 179	42 473	42 473	42 473	42 473	42 473	42 473
P_{plafond} [MW]	37 176	36 567	36 282	34 971	34 823	34 409	40 344	39 639	38 974	36 342	34 939	34 614
Réduction de puissance par rapport à P_{max} [%]	7,5 %	9,0 %	9,7 %	13,0 %	13,3 %	14,4 %	5,0 %	6,7 %	8,2 %	14,4 %	17,7 %	18,5 %
Réduction de puissance par rapport à P_{max} [MW]	3 003	3 612	3 897	5 208	5 356	5 770	2 129	2 834	3 499	6 131	7 534	7 859
Durée de la pointe la plus critique [h]	4	6	6	20	21	21	5	7	9	39	41	43
Énergie à déplacer [MWh]	7 876	11 187	12 897	39 727	42 736	51 437	6 499	10 587	15 251	97 275	153 539	167 397
Durée d'accumulation [h]	6	15	17	28	30	74	4	6	9	18	41	62
Nombre d'occurrences de dépassement de P_{plafond}	14	20	24	39	41	48	1	2	3	2	7	11
Énergie totale au-dessus de P_{plafond} [MWh]	43 596	78 392	101 908	283 001	315 660	420 620	6 499	11 798	21 813	98 973	164 515	184 830
Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond} [h]	43	73	88	207	230	278	5	12	20	41	58	70
Ce que représente l'énergie totale au-dessus de P_{coupure} par rapport à l'énergie consommée durant l'hiver	12 h	24 h	36 h	72 h	96 h	120 h	0,01%	0,01%	0,03%	0,12%	0,21%	0,23%

Description des variables du tableau :

- Fenêtre : Longueur de l'intervalle (en heure) sur lequel la moyenne mobile est calculée afin de définir P_{plafond}.
- P_{max} : Puissance appelée maximale mesurée.
- P_{plafond} : Puissance maximale découlant du calcul de moyenne mobile sur l'ensemble des données pour différentes fenêtres de temps. Elle est utilisée pour définir le palier de puissance à partir duquel un événement de pointe commence.

- Durée de la pointe la plus critique : Durée en nombre d'heures de l'événement de pointe de plus grande énergie.
- Énergie à déplacer : Aire maximale au-dessus de P_{plafond} , comprise entre P_{plafond} et la courbe de demande mesurée.
- Durée d'accumulation : Durée qu'il faudrait pour accumuler l'énergie nécessaire pour couvrir l'événement de pointe identifié, dans ce cas si, le plus gros événement de pointe. On suppose que la recharge se fait immédiatement avant l'événement de pointe, que le système de recharge est initialement vide, et qu'il n'y a pas de pertes.
- Nombre d'occurrences de dépassement de P_{plafond} : Nombre de fois où la puissance appelée dépasse la limite fixée à P_{plafond} , cela correspond au nombre d'épisodes de pointe.
- Énergie totale au-dessus de P_{plafond} : Somme de l'énergie de tous les épisodes de pointe sur la période hivernale.
- Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond} : Somme des heures de tous les épisodes de pointe sur la période hivernale.
- Pourcentage que représente l'énergie totale au-dessus de P_{plafond} par rapport à la consommation annuelle : Pour la période 2021-2022 la demande annuelle est de 195 TWh, et pour la période 2022-2023 la demande annuelle est de 190 TWh.

B. À l'échelle de la maison unifamiliale

Bâtiments – résistance

TABLEAU 10 : RÉSULTATS À L'ÉCHELLE D'UNE MAISON CHAUFFÉE AVEC DES PLINTHES ÉLECTRIQUES POUR DES FENÊTRES DE 12 À 120 HEURES

	HIV 21-22						HIV 22-23					
Fenêtre	12	24	36	72	96	120	12	24	36	72	96	120
$P_{\max}$ [W]	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
P_{plafond} [W]	10,3	10,0	10,0	9,6	9,1	9,1	10,4	10,2	10,3	9,9	9,3	9,2
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [%]	6,1%	9,1%	8,7%	12,6%	17,3%	16,7%	4,8%	6,6%	6,2%	9,3%	14,8%	15,9%
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [W]	0,7	1,0	1,0	1,4	1,9	1,8	0,5	0,7	0,7	1,0	1,6	1,7
Durée de la pointe la plus critique [h]	5	8	6	19	21	21	6	16	14	9	31	51
Énergie à déplacer [Wh]	1,7	3,7	3,3	11,0	21,3	20,0	1,5	2,7	2,4	7,2	49,5	56,9
Durée d'accumulation [h]	2	3	2	6	13	12	6	16	14	9	31	51
Nombre d'occurrence de dépassement de P_{plafond}	31	48	50	52	80	71	7	21	20	24	28	36
Énergie totale au-dessus de P_{plafond} [Wh]	9,1	43,6	36,3	119,4	290,5	266,3	6,2	14,3	11,9	39,9	135,2	158,7
Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond} [h]	62	146	131	273	390	371	27	61	54	116	186	201

Bâtiment – Thermopompe

TABLEAU I I : RÉSULTATS À L'ÉCHELLE D'UNE MAISON CHAUFFÉE AVEC UNE THERMOPOMPE POUR DES FENÊTRES DE 12 À 120 HEURES

	HIV 21-22						HIV 22-23					
Fenêtre	12	24	36	72	96	120	12	24	36	72	96	120
$P_{\max}$ [W]	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
P_{plafond} [W]	10,6	10,3	10,1	9,2	8,9	8,7	10,6	10,4	10,4	9,5	8,7	8,6
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [%]	4,3%	6,7%	8,8%	17,4%	20,0%	21,8%	4,3%	6,5%	6,4%	14,5%	21,7%	22,8%
Réduction de puissance par rapport à $P_{\max}$ [W]	0,5	0,7	1,0	1,9	2,2	2,4	0,5	0,7	0,7	1,6	2,4	2,5
Durée de la pointe la plus critique [h]	5	6	8	29	41	41	5	6	6	40	44	55
Énergie à déplacer [Wh]	1,7	3,2	4,8	30,3	47,7	55,7	1,7	3,0	3,0	33,6	66,5	77,0
Durée d'accumulation [h]	7	17	23	18	51	63	7	17	16	15	32	61
Nombre d'occurrence de dépassement de P_{plafond}	1	4	11	29	31	39	3	6	6	3	13	16
Énergie totale au-dessus de P_{plafond} [Wh]	1,7	4,5	10,2	95,2	151,9	200,3	3,3	8,6	8,1	54,3	120,2	136,5
Nombre d'heures au-dessus de P_{plafond} [h]	5	17	34	167	225	266	13	36	36	64	116	133