HEC MONTRÉAL

L'impact de la demande électrique sur l'utilisation des systèmes de stockage par batterie à grande échelle : l'exemple du marché californien

par

Ève Desjardins

Mario Samano
HEC Montréal
Directeur de recherche

Sciences de la gestion
(Spécialisation Économie appliquée)

Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de maîtrise ès sciences
(M. Sc.)

Avril 2021
© Ève Desjardins, 2021

Résumé

L'objectif premier de ce mémoire est d'étudier l'impact de la demande énergétique sur l'utilisation des systèmes de stockage par batterie à grande échelle. L'installation de ces nouveaux systèmes change la dynamique sur le marché de l'électricité puisque la production énergétique peut être emmagasinée pour une utilisation ultérieure. En établissant une utilisation dite normale des systèmes de stockage, il sera ensuite possible de la comparer à celle qui a été observée durant des périodes de perturbation sur le marché. Deux périodes seront étudiées. La première est caractérisée par une diminution considérable de la demande énergétique totale tandis que la deuxième par une diminution de la production et une hausse de la consommation énergétique.

En se basant sur les données du California Independant System Operator (CAISO), il a été possible de conclure que l'utilisation des systèmes de stockage par batterie (SSB) varie selon le niveau de la demande et que les fonctions qu'occupent ces systèmes sur le réseau ont également un impact sur leur offre énergétique. De plus, on remarque un changement de comportement de la part des systèmes de stockage lorsqu'il y a des variations dans la production et la demande énergétique. Finalement, les résultats obtenus indiquent que le stockage énergétique aide les énergies renouvelables à gagner en proportion dans l'offre énergétique totale.

Mots-clés

Marché de l'électricité, Stockage énergétique, Système de stockage par batterie à grande échelle, CAISO, Demande énergétique, Énergies renouvelables.

Table des matières

Résumé **i**

Liste des tableaux **v**

Liste des figures **vii**

Liste des abréviations **ix**

Remerciements **xi**

Introduction **1**

Revue de la littérature **7**

1 Données **17**

1.1 Visualisation des données 21

2 Modèle et régressions principales **27**

2.1 Modèle 27

2.2 Régressions principales 29

3 Étude de cas 1 : Confinement et ralentissement économique **41**

3.1 Régression 46

3.2 Effet de transition 48

4 Étude de cas 2 : Perturbation de l'offre énergétique **51**

4.1 Analyse 53

Conclusion **59**

Bibliographie **63**

Annexe A – Résultats **i**

Liste des tableaux

1.1 Statistiques descriptives 19

1 Résultats des régressions principales i
2 Résultats de la régression principale (2) iv
3 Résultats de la régression secondaire vii
4 Résultats pour l'effet de transition ix

Liste des figures

1.1 Profil journalier de l'utilisation des SSB pour les différents groupes 22
1.2 Profil journalier de la demande totale d'électricité par groupe 24

2.1 Résultats de la régression principale 30
2.2 Résultats de la régression selon la prévision de la demande faite une journée à l'avance 32
2.3 Résultats de la régression selon la prévision de la demande faite une heure à l'avance 34
2.4 Résultats de la régression selon la demande nette 36
2.5 Comparaison des résultats de la régression principale et ceux obtenus suite à la modification du modèle 38

3.1 Comparaison entre la demande hebdomadaire moyenne durant la période du confinement et celle durant la même période en 2019 45
3.2 Résultats de la régression selon la demande réelle durant la période du confinement 47
3.3 L'effet de transition par quantile 49

4.1 Comparaison de la demande journalière durant les coupures de courant et les demandes journalières moyennes de 2019 et de l'été 2019 55
4.2 Comparaison de l'utilisation journalière des SSB durant les coupures de courant et celle des sous-groupes 56

Liste des abréviations

DAF Day ahead forecast / Prévisions pour la journée à venir

CAISO California Independent System Operator

HAF Hour ahead forecast / Prévisions pour l'heure à venir

ND Net Demand / Demande nette

SSB Systèmes de stockage par batterie

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier mon directeur de recherche, monsieur Mario Samano pour son accompagnement à travers ce processus. Ta participation a rendu ce projet beaucoup plus agréable.

Merci également à mes amis pour le soutien moral, les encouragements et les journées à la bibliothèque.

Et finalement, je remercie ma famille pour le soutien inconditionnel tout au long de mon parcours scolaire. J'ai fini maintenant ! (enfin, je crois...)

Introduction

Dans la théorie économique, le marché de l'électricité a souvent été l'exemple du marché instantané où l'offre doit, en tout temps, répondre à la demande. En effet, pour ne pas causer de problèmes sur le réseau électrique comme des coupures de courant par exemple, il faut toujours que la quantité d'électricité produite soit assez élevée pour combler la demande des usagers et maintenir une certaine fréquence minimale sur les lignes. Grâce aux prévisions de la demande d'électricité et autres modèles mis en place, il est donc possible pour les autorités en place de s'assurer que l'offre d'électricité sera suffisante tout au long de la journée. Si elles entrevoient un manque sur le réseau, elles doivent aviser les producteurs afin que ceux-ci augmentent leur production. C'est la centrale avec le plus bas coût de production à ce moment-là qui doit fournir l'électricité en démarrant un nouveau générateur par exemple. Ce type de marché demande une supervision constante et des réponses rapides de la part des producteurs, ce qui n'est pas le cas dans les marchés où il est possible de produire à l'avance et d'emmagasiner le bien. En effet, une fois que l'électricité est produite, elle doit être acheminée aux consommateurs sinon, elle sera perdue.

À ceci se rajoute le désir de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne et géothermique. Cependant, la production d'électricité avec ce type de ressources dépend des conditions météorologiques, ce qui, à grande échelle, peut causer des problèmes sur le réseau, car la fiabilité de ces générateurs est moins grande. En effet, un générateur éolien pourrait produire moins que la quantité attendue si le vent tombe subitement. Cette situation s'est produite à l'été 2020 en Californie

causant des coupures de courant dans plusieurs régions de l'État. La quantité d'électricité produite avec les sources d'énergie renouvelable dépendent également du moment de la journée. Prenons l'exemple des panneaux solaires, ceux-ci fonctionnent seulement durant les heures d'ensoleillement. La position géographique et la période de l'année ont donc également des impacts sur la production. L'engouement autour des énergies renouvelables est principalement causé par leur faible coût de production et le désir de réduire les émission de gaz à effet de serre (GES). En effet, plusieurs états et pays ont pris la décision de remplacer les centrales électriques polluantes telles que celles qui fonctionnent au charbon et au gaz naturel par des centrales qui ne produisent pas ou peu de GES. Dans l'état américain de la Californie, la production d'électricité est responsable de l'émission de 40,9 millions de tonnes métriques de CO_2, la plaçant à la 16^e position des états qui émettent le plus de CO_2 pour produire de l'électricité aux États-Unis (EIA, 2020b). Ainsi, accorder une plus grande place aux énergies renouvelables dans l'offre énergétique est une solution intéressante afin de réduire la production de GES. Ce processus amène son lot de défis, car comme mentionné précédemment, la production électrique de ce type d'énergie n'est pas constante et toujours fiable. Il est donc nécessaire d'avoir un outil ou une ressource qui permettra de stabiliser l'offre de l'électricité provenant de sources vertes.

Au fil des années, des systèmes de stockage à grande échelle ont été mis sur pied pour justement répondre à cette problématique. Ils emmagasinent de l'électricité afin de la réinjecter dans le réseau lorsque celui-ci en a besoin. Cela permet aux producteurs d'énergie renouvelable, par exemple, d'allonger la période durant laquelle ils peuvent fournir de l'électricité au réseau, car ils peuvent la stocker durant la journée et la déployer sur le réseau le soir. Ces réserves d'électricité peuvent aussi servir au cas où les générateurs habituels auraient un problème technique et ne seraient plus dans la capacité d'offrir de l'électricité. Plus récemment, le besoin en stockage est à la hausse et de nouvelles technologies ont été créées afin de répondre à ces problèmes. Les systèmes de stockage permettent également de réduire la perte d'électricité, car les surplus peuvent être mis en réserve pour une consommation future. D'autres avantages découlent de l'utilisation du stockage (Barbry, 2017). D'abord, il peut être installé à différents niveaux de

la distribution énergétique. En effet, il répond aux contraintes locales, via les réseaux de distribution, et aux contraintes globales en maintenant l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau global. De plus, le stockage ne demande pas de ressources fossiles, ce qui représente une possibilité de diminuer les émissions de GES. La présence accrue de ces processus change la dynamique sur le marché de l'électricité, car il est maintenant possible de faire des réserves. De plus, la mise en marche des systèmes de stockage est souvent plus rapide que d'autres types de générateurs (Barbry, 2017). Cela fait en sorte qu'ils peuvent rapidement fournir de l'électricité au réseau si la demande est plus élevée que prévu ou si un générateur fait défaut par exemple.

Plusieurs types de stockage sont maintenant disponibles. Certains sont plus populaires, car leurs technologies sont plus développées et permettent un déploiement à grande échelle. EIA (2020a) dresse un portrait détaillé du développement et de l'implantation de ces systèmes dans différents états américains, dont celui de la Californie. Le type de stockage le plus fréquemment utilisé aux États-Unis est le stockage gravitaire. Celui-ci utilise l'eau afin d'emmagasiner l'électricité. Plus précisément, il nécessite une station de transfert d'énergie par pompage qui dispose de deux réservoirs d'eau situés à des altitudes différentes. Pour stocker l'électricité, la station pompe l'eau du bassin du bas vers celui du haut. Ensuite, pour utiliser cette électricité stockée, il suffit de relâcher l'eau du réservoir supérieur, ce qui active les turbines de la centrale et génère l'électricité. Ce type de station nécessite un terrain avec différents dénivelés, ce qui peut être un défi sur certains territoires. Néanmoins, c'est le type de stockage le plus répandu. En effet, à lui seul, il est responsable de 97% de la capacité de stockage du pays (EIA, 2020a). Le stockage par air comprimé est aussi un type de stockage fréquemment utilisé. Celui-ci emmagasine l'électricité en compressant l'air ambiant lorsqu'il y a un surplus de production. Au moment opportun, l'air est relâché et envoyé vers les turbines ce qui permet de générer l'électricité. Un des avantages de ce type d'installation, contrairement au stockage gravitaire, est qu'il ne fait face à aucune restriction géographique. Finalement, le stockage par batterie est une technologie plus récente, mais dont l'usage est en croissance constante depuis quelques années (EIA, 2020a). L'avènement des nouvelles technologies nécessitant des

batteries a permis d'améliorer les performances et la capacité de celles-ci en plus de faire diminuer les coûts de fabrication. Les composantes de ces batteries peuvent varier. Par leur efficacité supérieure, les piles Lithium-ion sont les plus fréquemment utilisées (EIA, 2020a). Notamment, ce sont elles que les fabricants d'automobiles priorisent pour leurs véhicules électriques. Le stockage par batterie est aussi une technologie qui peut être utilisée à plus grande échelle notamment sur les réseaux d'électricité grâce à des puissances de stockage et des capacités énergétique plus élevées. En effet, il est, depuis 2003, le système de stockage le plus installé dans les réseaux (EIA, 2020a). Les systèmes de stockage par batterie à grande échelle permettent donc de stocker de l'électricité en rechargeant les batteries lorsqu'il y a un surplus de production et, ensuite, de la réinjecter dans le réseau en déchargeant les batteries. Ce mémoire se concentrera sur ce type de stockage. La capacité de stockage des batteries se mesure de deux manières : sa puissance de stockage et sa capacité énergétique. La première se définit comme la quantité maximale de puissance de sortie possible et est mesurée en mégawatts (MW). La deuxième, qui s'exprime en mégawattheure (MWh), représente la quantité totale d'énergie qui peut être stockée ou déchargée par le système de stockage. La dernière mesure dépend de la durée durant laquelle la batterie peut soutenir le taux maximum de décharge (EIA, 2020a).

L'État américain de la Californie est celui avec la plus grande capacité de stockage de tous types du pays avec un total de 4,2 GW (CAISO, 2019). Ayant l'objectif ambitieux d'éliminer la production d'énergie à partir de combustibles fossiles, le stockage énergétique devient donc primordial pour cette transition. La Californie souhaite également produire principalement son électricité à partir d'énergie renouvelable. En effet, le *Senate Bill No.100*, voté en 2018, stipule que 60% de l'électricité doit être produite à partir de ressources renouvelables d'ici 2030 et que la production d'énergie de l'État doit être carboneutre d'ici 2045 (CPUC, 2021). C'est avec ses objectifs en tête que la Californie a entrepris depuis les dernières années d'augmenter ses capacités de stockage.

Le California Independant System Operator (CAISO) est l'organisme en charge d'acheminer l'électricité entre les producteurs et les consommateurs connectés à son réseau. Ce dernier dessert 80% de la Californie et une petite partie du Nevada (CAISO, 2021b).

L'opérateur système s'assure également du bon fonctionnement du réseau. Depuis les cinq dernières années, on remarque une hausse marquée des capacités de stockage des systèmes par batterie à grande échelle sur le réseau de CAISO. En effet, en 2016, il y a une augmentation d'un peu plus de 160 MWh tandis qu'elle était d'à peine 10 MWh en 2015 (EIA, 2020a). Des capacités de 150 MWh et 100 MWh ont ensuite été ajoutés en 2017 et 2018. Ces augmentations ont permis à CAISO d'enregistrer une puissance de stockage totale de 180 MW et une capacité totale énergétique de 503 MWh en 2018 (EIA, 2020a). Depuis, la capacité de stockage de la Californie a encore augmenté puisque, en date du 27 janvier 2021, la compagnie AES a débuté les activités de son nouveau système de stockage par batteries Alamitos (AES, 2021). C'est un des plus grands systèmes de batterie au monde avec une capacité énergétique allant jusqu'à 400 MWh. Cette centrale autonome de stockage est située dans le sud de la Californie. Cette accélération dans l'installation des nouvelles capacités de stockage est propulsée par l'objectif d'atteindre une capacité de stockage de 1 325 MW d'ici 2020 qui a été établi, en 2013, par l'*Assembly Bill 2514*. Si le ratio de la capacité énergétique par rapport à la puissance de stockage reste le même qu'en 2018, les systèmes de stockage par batterie (SSB) disponible sur le réseau de CAISO en 2020 auraient une puissance énergétique de 3 702 MWh. Comme mentionné précédemment, CAISO est seulement l'organisme qui exécute les transactions entre les producteurs et les consommateurs. Ce sont donc des firmes ou des organisations qui sont responsables de la gestion des SSB. Environ 70% de ces établissements sont détenues par des investisseurs privés comme des entreprises cotés en bourses (EIA, 2020a). Les autres centrales sont surtout détenues par des instances gouvernementales ou par des producteurs indépendants non cotés en bourse. Une enquête qui recense les applications des systèmes de stockage par batterie a été effectuée par l'Energy Information Administration des États-Unis (EIA). Les réponses obtenues sont présentées dans EIA (2020a) et apportent de l'information sur l'utilité de l'électricité stockée dans ces systèmes. La fonction la plus fréquente est celle de l'arbitrage. Cela consiste à acheter de l'électricité afin de recharger les batteries lorsque les prix de l'électricité sont bas et la vendre lorsque les prix sont plus élevés en déchargeant les batteries. Les producteurs font un gain à la

hauteur de la différence entre ces deux prix. La deuxième fonction la plus fréquente est celle de réserve rapide. Dans ce cas, les SSB viennent pallier rapidement à des problèmes de tension sur le réseau ou une perte de production inattendue. Les plantes de stockage sont aussi utilisées afin d'adoucir les besoins de production durant les périodes de pointe qui surviennent dans le marché. Cette fonction est connue sous le nom de substitution des ressources. Les SSB peuvent retarder ou remplacer le besoin de mettre en marche un nouveau générateur lorsque la demande est forte. Cela amène des réductions de coûts, car la mise en marche de ceux-ci peut être coûteuse. À une plus petite échelle, les systèmes de batterie aident aussi à réguler la fréquence sur un réseau de distribution. Ainsi, elles comblent la différence momentanée entre la demande et l'offre et maintiennent les fréquences d'interconnexion près de 60 Hertz (EIA, 2020a). Les sites de stockage peuvent être utilisés pour différentes fonctions. En effet, l'enquête démontre qu'en moyenne, ils peuvent occuper plus de deux fonctions.

On a vu que l'intérêt pour les systèmes de stockage par batterie est grandissant. Il est principalement causé par sa capacité à venir appuyer la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ce n'est cependant pas la seule fonction de ces centrales comme il a été mentionné précédemment. Bien qu'il soit logique que les systèmes de stockage permettent d'augmenter la production d'électricité verte, il est pertinent, avant de devenir totalement carboneutre, d'étudier le comportement des SSB dans différentes situations. Il est aussi intéressant de regarder le rôle que ceux-ci peuvent avoir sur le marché selon les fonctions qu'ils occupent et les différents contextes. En effet, des propriétaires privés ou publics auront des intérêts différents ce qui peut les amener à ne pas utiliser les mêmes stratégies de production. Une revue de littérature suit et mettra en lumière quelques résultats pertinents sur le sujet du stockage d'énergie et son impact sur le marché de l'électricité.

À titre d'information, tous les codes et bases de données utilisés pour la réalisation de ce mémoire sont disponibles ici.

Revue de la littérature

Cet engouement autour des systèmes de stockage et des différents types disponible se fait aussi ressentir dans les recherches portant sur le secteur de l'énergie. En effet, un bon nombre d'études se sont intéressées au sujet dans les dernières années. Les thèmes abordés varient selon le but de la recherche. Certaines se concentrent sur les bénéfices sociaux tandis que d'autres évaluent les opportunités commerciales ou les effets sur les prix que peut générer l'implantation du stockage. Il est nécessaire d'avoir une plus grande connaissance de la valeur des systèmes de stockage à grande échelle afin de mieux développer ces nouvelles installations. Dans le but de faciliter leur déploiement, il est primordial de connaitre comment la performance et les différents paramètres des systèmes de stockage ainsi que la structure et les acteurs du marché en place affectent la valeur ceux-ci. Les études suivantes permettent de présenter un portrait de ce qui a déjà été fait dans la littérature sur l'impact sur différents aspects du marché de l'électricité de l'implantation des nouveaux systèmes de stockage énergétique. Les études présentées portent sur les différentes fonctions que peuvent remplir les systèmes de stockage, l'impact qu'elles peuvent avoir sur le marché de l'électricité en particulier sur les prix et la stratégie de production à adopter afin de retenir un profit. Le type de système de stockage utilisé pour la recherche varie selon les études. Ils comprennent les trois types décris précédemment.

Balducci et collab. (2018) présentent une recension des écrits sur les différentes manières possibles pour les systèmes de stockage d'électricité de créer de la valeur. Elle sera différente selon la fonction ou la stratégie de production occupée par les systèmes. Sachant également que ces derniers peuvent occuper plus d'une fonction, il devient un défi

de calculer la valeur que peut générer le stockage énergétique. Cependant, pour savoir quelle place lui revient dans le marché et quelle est la meilleure façon de l'intégrer, il est nécessaire de développer des méthodes afin de trouver leur valeur, autant monétaire que sociale, par les bénéfices qu'ils génèrent. C'est dans ce but que les auteurs ont fait le portrait des études sur le sujet et présentent, pour chaque fonction, la valeur qu'apportent les systèmes de stockage. Dans le cadre de cette recherche, les fonctions qui nous intéressent davantage sont celles de l'arbitrage, de réserve rapide, de stabilisateur de fréquence et celle de substitution des ressources. Ce dernier rôle consiste à utiliser, lors des périodes de pointe, l'énergie stockée au lieu de devoir mettre en marche un nouveau générateur dans une centrale conventionnelle. Les études répertoriées dans cette recension portent principalement sur les marchés de l'électricité de différents États américains, dont celui de la Californie.

La fonction la plus fréquemment utilisée afin d'évaluer le bénéfice généré par les systèmes de stockage est celle de l'arbitrage. Elle consiste en une stratégie de production où l'électricité est stockée lorsque le prix de celle-ci est bas et où elle est revendue sur le marché lorsque le prix est plus élevé. Le bénéfice généré lorsque le système de stockage par batterie pratique cette stratégie provient de la différence entre le coût de recharge et le revenu réalisé par la vente de l'électricité lors du déchargement du système. Les facteurs techniques comme la capacité de stockage, le taux d'efficacité du système et les prix appliqués à l'achat et la vente d'électricité des systèmes de stockage ont un impact sur la valeur de ces installations. Dans la littérature, les stratégies de chargement ou déchargement des systèmes de stockage qui font de l'arbitrage sont basées sur des approches d'optimisation afin de maximiser les revenus. Étudiant le marché de CAISO, Eyer et Corey (2010) évaluent le bénéfice apporté par l'arbitrage à une valeur entre 60$ et 100$ le kilowatt-heure (kWh). Pour effectuer leur analyse, ils utilisent les prix de vente de l'électricité du DAM. Si le cycle de recharge est optimisé, il est donc possible de générer des profits avec les centrales de stockage. Giulietti et collab. (2018) arrivent à la même conclusion tout en apportant certaines nuances. Leur étude se concentre sur les opportunités commerciales que peut générer le stockage de l'énergie électrique sur le marché britannique. Ils effectuent

ces analyses en considérant que les prix sont donnés par l'estimation faite une journée à l'avance et en déterminant l'arbitrage comme la seule fonction qu'occupent les systèmes de stockage. Les auteurs concluent qu'il est possible, en tenant compte de la différence de prix entre les heures de forte et de faible demande, d'exploiter un système de stockage de manière rentable durant quelques périodes de la journée si on exclut son coût de construction initial. Plus spécifiquement, les résultats indiquent que les profits moyens peuvent être positifs lorsque la plante de stockage a une stratégie de production efficace et peuvent même être maximisés lorsque le chargement et le déchargement de l'énergie s'effectuent sur une courte période de temps. Les résultats indiquent également que la journée de la semaine et la saison a un impact sur la stratégie à utiliser afin de maximiser les profits.

D'autres études portent également sur l'effet que l'arbitrage effectué par les systèmes de stockage a sur les prix de l'électricité. Par exemple, Sioshansi et collab. (2009) ont estimé la valeur que génère l'arbitrage pour un système de stockage qui est preneur de prix dans le marché de la *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM) entre 2002 et 2007. La PJM regroupe 13 états ainsi que le District de Columbia aux États-Unis. Leur analyse montre qu'il y a un plus d'un facteur qui explique la valeur créée par l'arbitrage. Il y a, entre autres, l'emplacement de la centrale, le prix et le mélange du carburant utilisé par les générateurs conventionnels, la taille de la batterie du système de stockage ainsi que son horaire de charge. Les auteurs arrivent à la conclusion que le stockage d'énergie à grande échelle a le potentiel d'augmenter les prix en dehors des heures de pointe et de les diminuer durant les heures de pointe. À long terme, cela a comme effet de diminuer la valeur de l'arbitrage énergétique puisque la différence entre les prix de forte et de faible demande est plus petite. Cependant, l'arbitrage n'est pas la seule fonction des systèmes de stockage qui crée de la valeur en particulier pour ceux qui peuvent modifier leur cycle de charge et qui ont une incidence sur les prix du marché. Malgré la diminution de valeur que peut occasionner l'arbitrage énergétique, le stockage à grande échelle peut apporter des améliorations en matière de bien-être social. Puisque la charge monétaire en période de pointe est plus importante que celle hors des périodes

de pointe, l'utilisation des grands systèmes de stockage peut entraîner une augmentation importante du surplus du consommateur. Ils concluent que les systèmes de stockage créent une valeur de 58$/kWh. Barbry et collab. (2019) ont également abordé le sujet. Ils ont travaillé sur le potentiel qu'ont les systèmes de stockage par batterie de faire des profits et l'impact que cela pourrait avoir sur le prix de l'électricité dans le marché de l'État de New York. La volatilité des prix sur le marché est une source potentielle de profit pour les plantes de stockage d'électricité qui font de l'arbitrage. Les auteurs se concentrent sur les systèmes de stockage à grande échelle ayant des capacités de plus de 70 MW, car ils peuvent affecter l'équilibre de leur marché respectif. Il est possible de faire un parallèle avec la Californie, car elle déteint ces capacités de stockage. Les auteurs ont trouvé plusieurs conclusions intéressantes. D'abord, le nombre d'heures d'opération des systèmes de stockage augmente lorsque la capacité du stockage augmente. Cela vient de l'effet qu'ont les plantes de stockage sur les prix. Ils mentionnent également que, quand la capacité de stockage augmente, il est optimal de distribuer les achats et les ventes d'électricité sur une plus grande période de temps afin de ne pas réduire l'écart entre les prix lors des périodes de pointe et ceux hors des périodes de pointe. Si les achats sont mal distribués, le stockage d'électricité fait en sorte que la volatilité des prix est plus petite et que l'arbitrage est moins avantageux. De plus, les auteurs font le lien entre le nombre d'heures où le système de stockage est en service et son niveau d'aversion au risque. En effet, lorsque l'aversion au risque augmente, le nombre d'heures d'opération diminuerait. Cela fait en sorte que s'il est averse au risque, l'opérateur du système de stockage va effectuer ses transactions sur une plus longue période. Ainsi, on peut conclure que l'impact du stockage sur le prix de l'électricité est plus petit lorsque l'aversion au risque augmente. En étudiant les impacts globaux de la mise en place du stockage de l'énergie sur les prix du marché de l'électricité, les auteurs constatent que les installations importantes de nouveaux systèmes de stockage peuvent provoquer une forte augmentation des prix qui peut aller jusqu'à 13,36% en dehors des périodes de pointe et une forte diminution en période de pointe qui peut atteindre 7,35%. Ces effets varient selon le taux d'aversion au risque de l'opérateur du système de stockage.

Il y a d'autres manières qui permettent d'évaluer la valeur des systèmes de stockage. En effet, les émissions de gaz à effet de serre peuvent être utilisées afin d'évaluer l'impact sur le bénéfice social qu'ont les installations de stockage. C'est cet indice qu'ont utilisé Carson et Novan (2013) afin d'étudier les bénéfices sociaux que pourraient amener, à long terme, une utilisation accrue du stockage à grande échelle dans un contexte d'arbitrage. Ils ont trouvé que l'arbitrage entre les heures de forte et de faible demande cause une hausse des émissions quotidiennes de dioxyde de carbone (CO_2) et de dioxyde de soufre (SO_2) tandis que les émissions d'oxyde d'azote (NOx) diminueraient. Plus généralement, pour une quantité plausible d'émission de CO_2, les bénéfices sociaux de l'arbitrage dans le contexte du marché de l'électricité seraient négatifs durant la majorité de l'année. Les auteurs trouvent également que, dans le marché de l'électricité du Texas, le bénéfice marginal social est moins élevé que les bénéfices marginaux privés. Ainsi, en se basant sur les effets faibles à court et moyen terme des systèmes de stockage d'électricité sur le bien-être social, les politiques publiques encourageant le développement du stockage d'électricité ne sont pas justifiées en ce moment selon eux. Ils mentionnent également que l'objectif fixé par le *Senate Bill No.100* va causer une augmentation considérable des émissions de gaz à effet de serre. Malgré les avantages considérables que peuvent apporter les nouveaux systèmes de stockage par batterie dans l'avenir, les auteurs pensent qu'au niveau actuel de production d'énergie renouvelable, ce type de stockage à grande échelle ferait augmenter les émissions de gaz à effet de serre. Ces émissions pourraient être justifiées à court terme si les investissements effectués conduisent à des améliorations technologiques substantielles et de nouveaux apprentissages. Cependant, si les améliorations sont moins importantes que les coûts externes de la pollution accrue, il serait bon d'attendre à ce que la production d'énergie renouvelable ait augmenté afin d'encourager l'expansion de la capacité de stockage.

La fonction de substitution des ressources apporte une valeur importante aux systèmes de stockage. En effet, cette fonction permet d'éviter la mise en marche d'un générateur, action qui occasionne des coûts, ou de réduire la quantité d'électricité requise pour répondre à la demande. Cette fonction est attrayante pour les producteurs, car la vente

d'électricité se produit en période de pointe lorsque les prix sont souvent plus élevés. La méthode d'estimation du bénéfice créé par la fonction de substitution des ressources est généralement basée sur le coût réduit ou évité qu'aurait occasionné l'utilisation d'une nouvelle centrale durant une période de pointe ou sur le prix d'ajout de capacité fixé par le marché local. Le coût d'ajout de capacité est calculé en soustrayant des coûts de mise en place de la meilleure alternative ou d'une combinaison d'alternatives, les bénéfices en termes d'énergie ou de services associés à l'exploitation de la centrale. Afin d'estimer le bénéfice que peut générer la substitution des ressources, il faut prendre en considération la disponibilité de la ressource par rapport à la meilleure alternative à laquelle elle est comparée. Par exemple, si un système de stockage a un taux de fiabilité de 60% par rapport à un générateur plus conventionnel, il lui sera assigné seulement 60% du bénéfice total (Balducci et collab., 2018). Eyer et Corey (2010), qui travaillent avec les données de CAISO, ont trouvé que la fonction de substitution des ressources crée un bénéfice de 120$/kW-an pour les systèmes de stockage californiens.

En Californie, les systèmes de stockage occupent également la fonction de réserve rapide. Balducci et collab. (2018) expliquent dans quel contexte celle-ci peut créer de la valeur pour les centrales de stockage. L'estimation des bénéfices est évaluée soit avec les prix de l'électricité sur les marchés régionaux de services auxiliaires soit avec le coût de la meilleure alternative disponible pour fournir le service. Ce dernier est estimé par des modèles de coût de production qui sont menés par les fournisseurs de services d'électricité opérant dans les régions sans marché. Toutefois, cette fonction génère moins de valeur que celles présentées précédemment. En effet, Eyer et Corey (2010) ont estimé un prix de réserve de 20$/kW-an pour les systèmes de stockage californiens. Ce résultat provient de la moyenne entre les prix de la limite inférieure de l'estimation qui sont de 7,9$/kW-an et ceux de la limite inférieure qui sont de 31,5$/kW-an.

L'électricité emmagasinée dans les systèmes de stockage peut aussi servir à alimenter le réseau afin que celui-ci puisse maintenir une certaine tension. La valeur que génère cette fonction provient de la contribution du stockage à la réduction de la production des grandes centrales du réseau national destinée à maintenir la puissance nécessaire pour sou-

tenir la tension sur un réseau régional. Eyer et Corey (2010) ont estimé la limite inférieure de l'estimation des bénéfices du soutien à la tension à 400 $/kW et la limite supérieure se situe à 800 $/kW pour un cycle de vie de 10 ans. Cela se traduit par un bénéfice qui peut varier entre 56 $/kW et 112 $/kW par an.

La hausse de l'utilisation et de la production des énergies renouvelables sont souvent mentionnées afin d'expliquer les nouveaux investissements dans le secteur du stockage énergétique. Plusieurs gouvernements souhaitent effectivement investir dans ces systèmes afin que leur production énergétique soit plus verte. Certaines études se sont concentrées sur le sujet afin de s'assurer que ces systèmes pourront effectivement aider à augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans le marché de l'électricité et faciliter leur développement. En réponse à une étude de Hans-Werner Sinn publiée en 2017 qui conclut que les exigences en matière de stockage d'électricité en Allemagne sont excessives et limitent la future expansion des énergies éolienne et solaire, Zerrahn et collab. (2018) utilisent une nouvelle approche afin d'en arriver au résultat inverse, soit qu'il est peu probable que le stockage d'énergie limite la transition vers les énergies renouvelables. L'étude est également faite avec les données de l'Allemagne et le type de stockage utilisé est le stockage gravitaire. Les résultats de l'étude stipulent qu'effectivement le stockage permettrait d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables sur le marché de l'électricité. D'ailleurs, les auteurs trouvent que les quantités de stockage optimales, autant pour ce qui est de la capacité que de la puissance, pour le réseau augmentent avec la part de l'électricité produite par des énergies renouvelables. Ils avancent cependant que les besoins globaux de stockage sont toutefois modérés. Par exemple, selon leurs résultats, une capacité de stockage d'énergie de 35 GWh suffirait pour atteindre une part de 50% d'énergies renouvelables dans la production énergétique finale. De plus, si la part des énergies renouvelables visée augmente, la capacité des systèmes de stockage doit augmenter plus vite que la puissance énergétique. Par exemple, pour un apport de 50% venant des énergies renouvelables, 35 GWh d'énergie s'accompagnent d'une puissance de stockage d'environ 6 GW. En divisant la capacité du stockage par sa puissance, on obtient un rapport capacité-puissance (C/P). Pour l'instant, les batteries ont des rapports

C/P plus petits que les autres types de stockage. Cela pourrait cependant changer dans l'avenir grâce aux recherches effectuées dans ce domaine.

L'évaluation des effets de la production électrique venant de ressources renouvelables sur les prix est aussi importante à considérer puisque celui-ci aura un impact sur les bénéfices que peuvent retirer les systèmes de stockage. Giulietti et collab. (2018) ont analysé l'impact des prévisions de la production des éoliennes sur les prix de l'électricité. Ce qui inquiète les auteurs sont les périodes durant lesquelles la production est faible, car elles ont un impact sur les prix. Ainsi, il est primordial, si on veut augmenter la production d'énergie renouvelable, d'avoir une manière de garantir de l'électricité pendant une période prolongée dans le cas où la production serait au ralenti due à de faibles vents. Leurs résultats indiquent qu'à l'heure actuelle, les incitations sont insuffisantes pour que les producteurs veuillent stocker de l'électricité sur plus d'une journée, car ce n'est pas rentable. Ainsi, si les marchés électriques se fient de plus en plus à des ressources renouvelables pour fournir l'électricité, il sera important de développer des méthodes pour couvrir les périodes où les panneaux solaires et les éoliennes, par exemple, produiront moins.

La relation entre la fonction de l'arbitrage et la production électrique à partir d'énergies renouvelables a également été analysée. En effet, Carson et Novan (2013) trouvent qu'à court terme, l'arbitrage n'a aucun effet sur la production d'électricité verte. De plus, les auteurs explorent comment, à long terme, l'augmentation de l'utilisation de l'arbitrage altère les bénéfices générés par les énergies renouvelables. En remplaçant une portion de l'électricité produite durant une période de forte demande par celle produite durant une période où la demande est plus faible, l'arbitrage pousserait le prix de l'électricité à la hausse lorsque la demande est faible, et à la baisse lorsque la demande est élevée. Dans plusieurs régions, la demande est faible tôt le matin et est plus forte en après-midi et en soirée. Ainsi, la production des générateurs renouvelables qui produisent la nuit comme les éoliennes serait avantagée et les générateurs qui produisent en après-midi comme les panneaux solaires seraient désavantagés par la variation des prix venant de l'utilisation accrue des systèmes de stockage à grande échelle. L'analyse des auteurs conclut que, dans le marché de l'électricité actuellement en place, l'augmentation de la capacité de

stockage peut effectivement réduire la valeur de la production d'électricité verte. À titre d'information, les auteurs démontrent qu'à l'inverse des énergies renouvelables, l'arbitrage a un effet sur la production des centrales conventionnelles. En effet, elle cause une augmentation de la production d'électricité à partir de générateurs conventionnels lorsque la demande est basse et fait diminuer la production de ceux-ci lorsque la demande est plus élevée. Les générateurs conventionnels sont ici les centrales au gaz naturel et au charbon.

Les articles présentés font un portrait des différentes utilisations possibles des systèmes de stockage et font état de l'impact de ceux-ci sur le marché de l'électricité et particulièrement sur les prix. Plusieurs papiers concluent qu'il est possible pour les centrales de stockage de dégager un profit et ce peu importe la fonction qu'elle remplit. Dans plusieurs cas, les auteurs utilisent les prix afin d'étudier le comportement des systèmes de stockage ou, à l'inverse, ils souhaitent savoir l'impact des plantes de stockage sur les prix. La relation entre la demande énergétique et le niveau d'utilisation des systèmes de stockage n'est toutefois pas prise en compte dans ces études. Même si la relation entre la demande et le prix est forte, il y a tout de même une différence dans l'analyse qui peut être intéressante. De plus, les études présentent leurs résultats pour tous les types de stockage ou selon le stockage gravitationnel uniquement. Rares sont les recherches qui étudient spécifiquement l'utilisation des systèmes de stockage par batterie à grande échelle et la relation entre celle-ci et la demande énergétique. Mon mémoire approche donc le stockage énergétique sous un nouvel angle.

La prochaine section portera sur les données utilisées dans cette étude. Il sera sujet de la source, de la forme de ces données et des tendances qu'il est possible d'en retirer. Le modèle utilisé ainsi que les résultats des régressions principales seront présentés dans le chapitre 2. Dans le 3^{e} chapitre, on discute de la première étude de cas qui porte sur le ralentissement économique vécu entre mars et mai 2020 et son impact sur l'utilisation des SSB. Pour la deuxième étude de cas au chapitre 4, il sera question des perturbations de marché et des coupures de courant connues en Californie au mois d'août 2020.

Chapitre 1

Données

Le California Independant System Operator (CAISO) est responsable du flux d'électricité sur les lignes électriques à haute tension et à longue distance sur le réseau qui dessert 80% de la Californie et une petite partie du Nevada. L'organisation à but non lucratif s'assure ainsi de l'acheminement de l'électricité entre les producteurs et les utilisateurs. Tous les jours, elle met en relation les acheteurs et les vendeurs facilitant ainsi plus de 28 000 transactions (CAISO, 2021b). Parmi ses fonctions, CAISO doit également prévoir la demande et s'assurer qu'un générateur, qui produit au plus bas coût, puisse répondre à la demande et que la capacité de transmission soit suffisante pour la livraison de l'électricité. En fait, CAISO exploite un marché de gros de l'électricité, ce qui lui permet de promouvoir un large éventail de ressources aux plus bas prix.

Le marché de gros de l'énergie opéré par CAISO est composé de deux processus distincts ; un qui se produit en temps réel connu sous le nom *Real time market* (RTM) et le second en temps différé nommé *Day-ahead market* (DAM) (CAISO, 2021a). Les produits et services échangés sur le marché de gros permettent de répondre aux besoins énergétiques des usagers du réseau de CAISO. Il y a également des services auxiliaires qui sont offerts afin de s'assurer de la fiabilité du réseau. Le processus de vente d'électricité commence par le DAM. D'abord, les producteurs soumettent des offres de production qui seront analysées par CAISO. Ensuite, il faut s'assurer que la production prévue afin

de répondre à la prévision de la demande soit suffisante. Il est possible de faire des offres sur le DAM durant une période de six jours qui débute sept jours avant la date de la transaction et se termine à 13 heures la veille de la transaction. On tombe, par la suite, dans le marché RTM. Chaque jour, CAISO publie une nouvelle prévision de la demande pour la journée à venir. Ainsi, dans le RTM, les différents centres de production peuvent offrir de l'électricité afin de répondre aux augmentations de la demande annoncées dans la nouvelle prévision. Le RTM s'ouvre à la fermeture du DAM soit à 13 heures le jour avant la transaction et se ferme 75 minutes avant l'heure de l'opération (CAISO, 2021a). C'est également à cette étape que CAISO s'assure d'avoir des réserves d'électricité de disponibles et l'énergie nécessaire afin de stabiliser la tension sur les lignes de transmission. Les réserves et la régulation de la tension sont, en fait, les services auxiliaires fournis par l'opérateur système mentionné précédemment.

Les données utilisées dans ce travail sont tirées et du DAM et du RTM. CAISO rend ses données publiques sur son site internet. Entre autres, l'organisation enregistre et publie les données journalières de la demande et de l'offre d'électricité sur le réseau. Pour la demande, quatre différents types sont répertoriés : la prévision pour la journée à venir, la prévision pour la prochaine heure, la demande nette et la demande en temps réel (ou demande réelle). Quant à l'offre, CAISO publie les quantités d'électricité offertes selon la source de production. Ces dernières sont les énergies renouvelables (solaire et éolienne majoritairement), le gaz naturel, l'hydroélectricité, le charbon, le nucléaire et les systèmes de stockage par batterie. Pour ces derniers, autant les données sur le chargement et l'utilisation (le déchargement) des batteries sont publiées. CAISO importe également de l'électricité des états voisins. Toutes les données sont répertoriées pour chaque cinq minutes de la journée apportant ainsi un grand nombre de données et de précision sur l'utilisation des différentes sources de production et sur la demande d'électricité.

La base de données principale est composée de toutes les informations décrites ci-dessus pour l'année 2019. Cette période permet d'obtenir assez d'information pour étudier le comportement des systèmes de stockage par batterie. De plus, en utilisant une année entière, toutes les saisons sont représentées à parts égales. Sachant que la production et

la demande d'électricité varient selon les mois dépendant de la température, du vent et des périodes d'ensoleillement, il est important que toutes les saisons soient représentées. En effet, une mauvaise représentation pourrait causer un débalancement dans les résultats puisque certaines habitudes énergétiques seraient plus présentes que d'autres. En raison d'un manque d'information, quelques journées ont dû être exclues de la base de données. On y compte donc un total de 356 journées, créant ainsi près de 102 500 entrées.

TABLE 1.1 – Statistiques descriptives

	Batteries (MWh)	Demande réelle (MWh)	Prévision la journée à venir (MWh)	Prévision pour l'heure à venir (MWh)	Demande nette (MWh)
nombre obs.	102 491	102 491	102 491	102 491	102 491
minimum	-126	6 422	16 954	16 181	669
maximum	126	44 243	44 286	44 257	40 089
intervalle	252	37 821	27 332	28 076	39 420
mediane	-1,0	24 034,0	24 255,0	24 059,0	19 650,0
moyenne	-3,2	24 881,8	25 096,1	24 891,1	19 784,2
variance	1 042,5	22 150 420,0	22 167 240,0	22 031 190,0	31 092 340,0
nombre de 0	7 787	0	0	0	0

Notes : Statistiques descriptives de la base de données utilisée. Les différentes demandes représentent la quantité totale d'électricité demandée sur le réseau de CAISO pour une période de cinq minutes pour chacune d'elles. La variable *Batteries* présente les données sur l'utilisation des stockages à grande échelle connectés au réseau de CAISO pour une période de cinq minutes. Source des données : CAISO.

Comme mentionné précédemment, les données utilisées sont la quantité d'électricité produite ou consommée pour chaque cinq minutes de la journée. L'unité de mesure est le mégawatt-heure (MWh) pour les variables de la demande et de l'offre. Les statistiques descriptives sont présentées ci-dessus. Les variables d'intérêts dans cette recherche sont la demande réelle, la prévision de la demande fait une journée à l'avance, celle effectuée une heure à l'avance, la demande nette et l'utilisation des systèmes de stockage par batterie connectés au réseau électrique opéré par CAISO. La demande nette correspond à la demande réelle moins la quantité d'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Les données sur l'utilisation des SSB sont positives et négatives. En effet, lorsque l'entrée est négative, cela veut dire que les batteries se rechargent en utilisant l'électri-

cité du réseau. À l'inverse, lorsque la donnée est positive, les batteries se déchargent en injectant de l'électricité dans le réseau et, par le fait même, aident à répondre à la demande. Quand la valeur est de zéro, les plantes de stockage génèrent autant d'électricité qu'elles en utilisent pour se charger. Il est important de mentionner que les données sur les systèmes de batterie enregistrent l'état général du niveau de chargement de tous les SSB qui sont connectés au réseau de CAISO. Si, pour un certain moment, la donnée de l'utilisation du stockage est négative, cela veut dire que la somme de l'utilisation des systèmes de batteries est négative et donc qu'en général, ils se rechargent. Cependant, au même moment, il peut y avoir des plantes de stockage qui, au contraire, injectent de l'électricité dans le réseau. De manière générale, les SSB sont plus souvent en mode chargement que l'inverse comme l'indique la médiane présentée dans la table 1.1. Pour ce qui est de l'écart-type, il est assez élevé montrant ainsi une grande dispersion des données par rapport à la moyenne. Cela démontre que l'utilisation des systèmes de batteries est très variable. On peut donc imaginer que ces systèmes injectent beaucoup d'électricité dans le réseau ou ils sont majoritairement en train de charger. Les maximum et minimum viennent appuyer cette idée puisqu'ils sont de 126 MWh et -126 MWh pour une période de cinq minutes.

Du côté des données sur les différentes demandes, on remarque qu'en moyenne, la demande réelle est plus faible que les prévisions effectuées une journée et une heure à l'avance. Avec ses prédictions, CAISO s'assure que le réseau soit capable de subvenir à la demande. Les prévisions permettent aussi aux producteurs de choisir quand ils vont participer au marché. Les variances élevées montrent qu'il y a différents niveaux dans la demande. Ils peuvent être causés par les heures de la journée et les périodes de l'année. Comme attendu, la demande nette est la variable avec la moyenne la plus faible. Elle a cependant la variance la plus élevée montrant ainsi la variabilité dans la production d'électricité avec des sources d'énergie renouvelable.

Ainsi, pour mieux visualiser les données sur l'utilisation des systèmes de stockage par batterie et la demande réelle, il est pertinent de présenter les données selon les heures de la journée. C'est ce qui sera présenté dans la prochaine section.

1.1 Visualisation des données

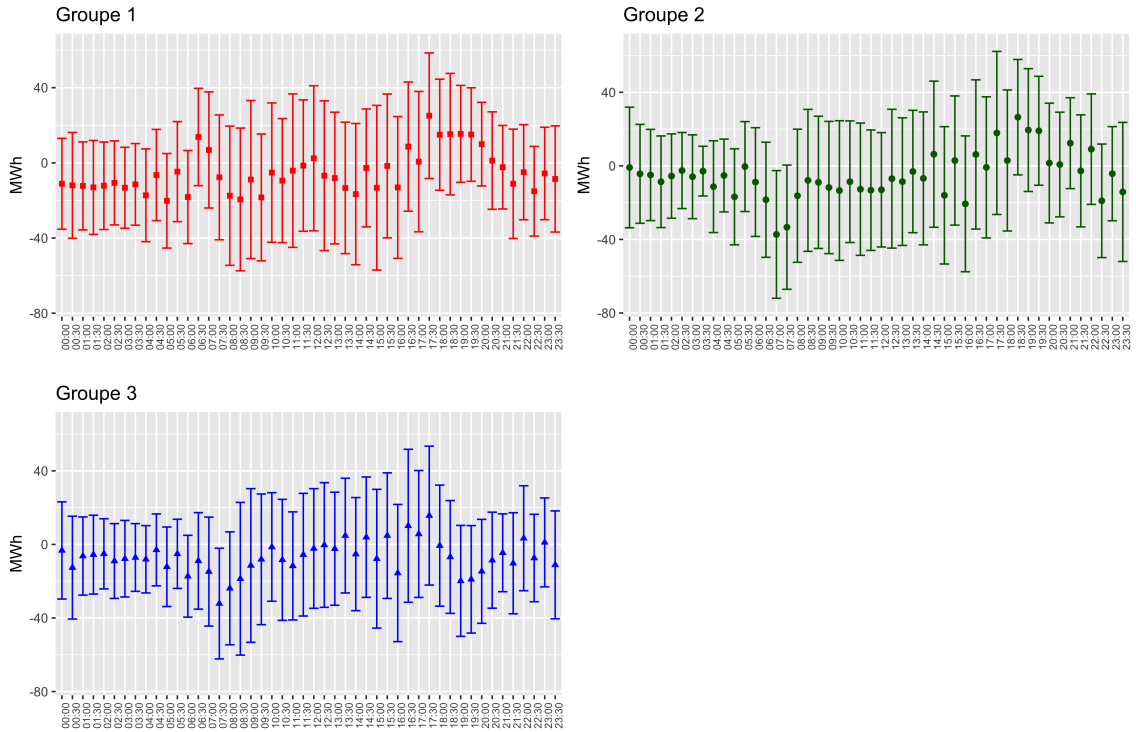
Pour débuter l'analyse de la relation entre l'utilisation système de stockage par batterie et la demande, il est pertinent de regarder s'il est possible de faire ressortir des tendances dans les données. Afin de présenter ces tendances, il est intéressant de regarder les profils journaliers de l'utilisation des systèmes de batterie et de la demande. Pour trouver ces profils, j'ai regroupé les données sur SSB par journée et, ensuite, créé des sous-groupes selon les types de profils journaliers. Les journées ayant les mêmes types d'utilisation ont été placées dans le même sous-groupe. On trouve ainsi le niveau d'utilisation moyen des SSB pour chaque cinq minutes de la journée, et ce pour les différents sous-groupes. Le même travail a été fait avec les données de la demande réelle.

Dans le cas des systèmes de stockage par batterie, les différents groupes vont donner de l'information sur la stratégie de production utilisée par les systèmes et sur le rôle qu'ils occupent sur le marché au quotidien . Les profils journaliers ont été séparés en trois groupes. Ce choix de diviser les profils en trois provient des résultats du test économétrique de l'Elbow Method. Cette méthode utilise la somme des erreurs au carré afin de trouver le nombre de groupe optimal dans lesquels on peut diviser l'ensemble des données. Dans ce cas-ci, j'ai fait le test afin de diviser les profils journaliers de l'utilisation des systèmes de batterie en sous-groupe. Le groupe 1 représente 121 journées tandis que le groupe 2 regroupe 112 jours et le groupe 3, 111. La figure 1.1 montre les profils journaliers moyens pour chacun des groupes.

À première vue, les profils journaliers montrent que l'utilisation des systèmes de stockage diffère selon les groupes. Dans les trois cas, on remarque que les systèmes de batterie se chargent majoritairement durant la première moitié de la journée. Cela coïncide avec une plus faible demande en début de journée. C'est, cependant, durant la deuxième moitié de la journée, que l'on remarque une plus grande divergence entre les groupes.

D'abord, l'utilisation des batteries des systèmes de stockage du groupe 1 se catégorise comme moyenne. Selon le profil de ce groupe, le plantes de stockage se chargent entre minuit et midi à l'exception de la période entre 6h00 et 7h30 où elles se déchargent.

FIGURE 1.1 – Profil journalier de l'utilisation des SSB pour les différents groupes



Notes : Les données sur l'utilisation des systèmes de batteries ont été divisées en trois groupes selon le profil journalier de charge et décharge des systèmes de stockage par batterie. Chaque graphique montre l'utilisation moyenne des systèmes pour chaque demi-heure de la journée d'un groupe et l'écart-type qu'il y ait associée. La graduation de l'axe des ordonnés est la même pour les trois graphiques.

Ce moment correspond aux préparations du matin dans plusieurs ménages et donc à une consommation énergétique plus élevée. Ensuite, les systèmes de batterie se rechargent jusqu'à 16h30. Quand ils rechargent, ils demandent entre 0 MWh et 20 MWh par période de cinq minutes. Entre 16h30 et 20h00, les systèmes de stockage par batterie offre de l'électricité sur le marché.

Les journées comprises dans le groupe 2 sont celles durant lesquelles le stockage par batterie est le plus utilisé. En effet, la moyenne d'utilisation de ce groupe est la plus élevée. En regardant le profil journalier, on remarque que les batteries se rechargent majoritairement avant midi et génère de l'électricité entre 5h00 et 6h00. En après-midi, leur

utilisation est sporadique. Ensuite, durant la soirée, soit de 16h00 à 22h00, elles injectent de l'électricité dans le réseau faisant ainsi qu'elles se déchargent. Comme dans le groupe 1, les batteries se rechargent en moyenne à un rythme entre 0 MWh et 20 MWh tout les cinq minutes.

Le groupe 3 se démarque des autres groupes par ses niveaux de chargement et de déchargement ainsi que par le moment où les systèmes de stockage sont utilisés. En effet, ces derniers se rechargent jusqu'à 13h30, ce qui ressemble aux deux autres groupes. Cependant, c'est pour le reste de la journée que l'ont remarque une différence par rapport aux groupes 1 et 2. Effectivement, les systèmes de stockage produisent de l'électricité pour le réseau dans l'après-midi de 13h30 à 17h30 et ils se rechargent dans la soirée entre 18h00 et 21h00. Le chargement en soirée est la plus grande différence avec les deux autres groupes. Finalement, ce groupe représente les journées où les systèmes de stockage sont les moins utilisés. On y retrouve en effet la moyenne et le maximum les plus bas des trois groupes. Ce groupe enregistre également le plus haut taux de chargement des systèmes de batterie.

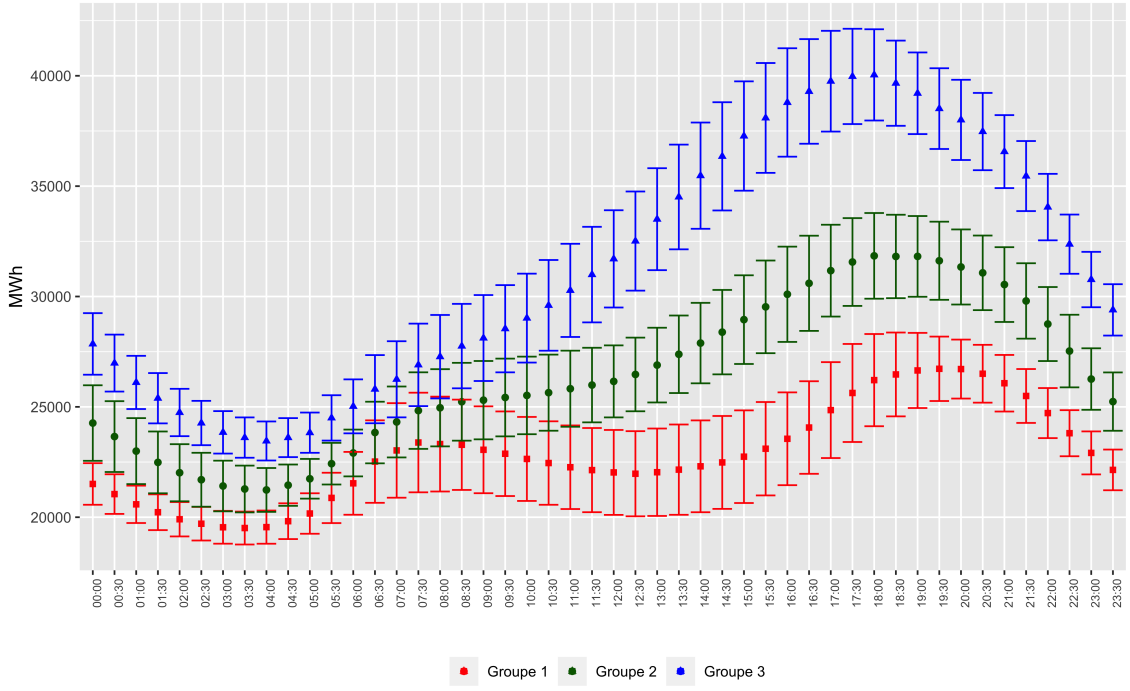
La plus grande différence entre le groupe 1 et le groupe 2 se situe au niveau d'utilisation des SSB, celui du groupe 2 étant plus élevée. On remarque également que les périodes de production, soit lorsque les systèmes se déchargent, sont semblables. En effet, cela se produit durant une heure ou deux le matin et en soirée entre 16h00 et 22h00 pour les deux groupes. Contrairement aux autres, les systèmes de batterie sont utilisés seulement en après-midi dans les journées du troisième groupe.

Dans les trois cas, comme il est possible de le voir dans la figure 1.1, les écarts-types sont élevés. Cela montre que malgré la création des groupes de profils semblables, il y a tout de même une grande variation dans l'utilisation des SSB. Cela montre que le comportement de ceux-ci n'est pas stable d'heure en heure. Cela pourrait nous faire penser que ces systèmes à grande échelle viennent pallier au manque d'offre dans le réseau, et ce peu importe le moment de la journée. Ces profils montrent également que les plantes de stockage n'ont pas une manière fixe de fonctionner.

Afin d'observer les tendances qui pourraient se dégager des données de la demande

réelle, le même travail a été effectué avec ces données. Les profils journaliers ont aussi été séparés en trois groupes afin de voir les différents types de profil. Les résultats de la figure 1.2 montrent bien qu'il y a des niveaux de demande distincts. On remarque également que la forme des profils est semblable pour les trois groupes démontrant ainsi la présence de certaines tendances dans la consommation énergétique. Le groupe 1 représente les journées où la demande est la plus faible. Le groupe 2 regroupe les journées où la demande est modérée tandis que les journées dans le groupe 3 sont celles où la consommation énergétique est la plus élevée. La majorité du temps, les écarts-types de chacun des groupes ne se chevauchent pas. Cela montre que chacun des groupes représente un type de profil journalier distinct.

FIGURE 1.2 – Profil journalier de la demande totale d'électricité par groupe



Notes : Les données de la demande réelle totale d'électricité ont été divisées en trois groupes. Chaque couleur représente un groupe différent. Le graphique présente, pour chaque demi-heure de la journée, la demande moyenne de chacun des trois groupes ainsi que l'écart-type associé.

De manière globale, pour les trois groupes, on remarque une diminution de la demande

en début de journée et une augmentation de la demande en après-midi pour atteindre la demande maximale en fin de journée généralement entre 17h30 et 18h30. La quantité d'électricité demandée diminue ensuite durant la soirée. La demande maximale pour chacun des groupes est respectivement de 26 700 MWh, 31 840 MWh et 40 041 MWh. De plus, le groupe 1 se démarque avec une diminution de la demande entre 8h30 et 12h30, car les deux autres groupes, quant à eux, enregistrent une croissance de la demande durant cette période. On remarque que les différents profils se croisent le matin. En effet, la période entre 6h00 et 8h00 est celle où la différence entre les demandes moyennes de chaque groupe est la plus petite. Cette période est caractérisée par les préparations du matin dans plusieurs ménages, ce qui fait que la demande est plus constante à travers les groupes. En effet, durant cette période, la différence entre la demande moyenne du 3^{e} groupe et celle du 1er groupe varie entre 3220 MWh et 3960 MWh. À titre de comparaison, en fin de soirée, là où la divergence entre les groupes est la plus grande, il y a une différence allant de 11 800 MWh à 14 900 MWh entre le 1er et le 3^{e} groupe. Il y a donc une plus grande variation dans la consommation de l'électricité en soirée que le matin. Sachant que la température a un effet important sur la quantité d'électricité consommée, elle pourrait être un élément qui différencie la demande entre les groupes.

Le fait qu'on remarque seulement quelques similitudes entre les sous-groupes des profils journaliers de l'utilisation des SSB et que les écarts-types dans chacun d'eux soient élevés montre que le comportement de ceux-ci n'est pas stable. Avec les profils journaliers de la demande qui eux dévoilent des tendances claires, on peut penser que l'utilisation des systèmes de stockage n'est pas une réponse directe aux variations de la demande. En effet, il y a une hausse de la production énergétique de la part des systèmes de stockage en fin de journée, mais elle est moins prononcée que celle de la demande. Ces premières analyses ne permettent pas d'établir la relation entre la quantité d'électricité demandée et l'utilisation des systèmes de batteries. Cela amène donc à se questionner plus sérieusement sur la relation entre ces deux indices dans le marché de l'électricité.

Chapitre 2

Modèle et régressions principales

2.1 Modèle

Le modèle utilisé pour cette étude provient d'une recherche effectuée par Davis et Hausman (2016). Il a également été utilisé par Jha et Leslie (2020) pour effectuer leur travail. Ce modèle permet de décrire de manière non paramétrique la relation entre la demande totale d'un système et la production provenant de sources individuelles. Dans ce cas-ci, il permettra de tracer la relation entre la demande totale du réseau de CAISO et l'utilisation des systèmes de stockage par batterie à grande échelle. Ce modèle a été choisi principalement pour sa capacité, justement, à étudier le comportement d'un type de producteur d'électricité par rapport à la demande électrique totale d'un réseau. Il permet également d'analyser des changements dans la production d'un type de générateur sur le long terme. Cette caractéristique est essentielle puisque les périodes étudiées seront de 12 et 2 mois. Dans plusieurs modèles qui souhaitent étudier les tendances dans la production énergétique, il faut prendre en compte la manière dont le marché fonctionne et ses différentes caractéristiques. Par exemple, le fonctionnement des enchères et les subventions possibles doivent être pris en compte. Ce n'est pas le cas dans le modèle proposé par Davis et Hausman, ce qui le rend attrayant pour cette recherche. Le modèle est le suivant :

$$\text{Batterie}_t = \delta_h + \phi_j + \nu_m + \sum_q (\gamma_q \cdot 1\{\text{demande totale}_t \in q\}) + \varepsilon_t \tag{2.1}$$

La variable dépendante, le terme de gauche, est l'utilisation des systèmes de stockage par batterie, en MWh, au temps t soit à chaque période de cinq minutes. Le terme de droit regroupe les effets fixes et les variables dépendantes. Celles-ci sont des variables indicatrices représentant le niveau de la demande totale au temps t. Ces niveaux de demande ont été créés en séparant les données de la demande en 20 quantiles q. Par la suite, une variable indicatrice a été créée pour chacun des quantiles et chaque donnée de la demande a été assignée à son quantile respectif. Ainsi, il y a un total de 20 variables indicatrices qui permettent de distribuer la consommation énergétique en tranche de 5%. Comme dans l'article de Jha et Leslie (2020), trois effets fixes ont été ajoutés à l'équation afin de contrôler pour la demi-heure de la journée h, le jour de la semaine j et le mois de l'année m. Comme l'ont fait Davis et Hausman, je n'ai pas inclus la constante dans la régression. Il est possible de le faire puisque la somme des variables indicatrices pour chaque entrée est égale à l'unité. En incluant la constante, il faudrait omettre un quantile dans la régression, ce qui changerait et complexifierait l'analyse des résultats puisqu'il faudrait interpréter les coefficients obtenus par rapport à celui qui a été retiré. Toutefois, en excluant la constante comme il a été fait, les coefficients γ_q représentent l'utilisation moyenne des systèmes de stockage par batterie en MWh lorsque la demande du système est dans le quantile q. Cette interprétation des résultats est plus directe et c'est pour cette raison que j'ai opté pour le modèle sans constante.

Il est important de mentionner qu'il n'y a pas de problème d'endogénéité dans ce modèle. Cela est principalement dû au fait que la demande d'électricité est à la fois inélastique et exogène. En effet, selon les résultats de la figure 1.2, la demande énergétique en période de pointe est entre 135% et 170% plus élevée que celle lors des périodes creuses. Les saisons ont également un impact sur les différents niveaux de consommation. Dans les faits, les variations exogènes de la demande sont plus importantes que les chocs de coûts et autres variations de l'offre énergétique des SSB ce qui réduit le lien entre ses deux va-

riables. De plus, il est possible de séparer les tendances dans la demande énergétique de celles des systèmes de batteries comme il a été discuté dans la section 1.1. Ainsi, par la définition de l'endogénéité, il est possible de conclure que les variables indépendantes et le terme d'erreur ne sont pas corrélés.

De plus, j'utiliserais l'effet de transition afin de comparer les résultats de l'étude de cas 1 avec ceux de la régression principale. Davis et Hausman (2016) ont également calculé un coefficient similaire qui est nommé l'*out-of-merit effect* dans leur papier. Celui-ci se définit comme le changement dans la production énergétique entre deux périodes conditionnellement à un certain niveau de demande. Il est donc possible d'estimer l'impact d'un choc sur la production énergétique d'un certain type de générateur. L'équation de cette variation est la suivante :

$$(\gamma_q^{apres} - \gamma_q^{avant}) \cdot \theta_q^{apres} \tag{2.2}$$

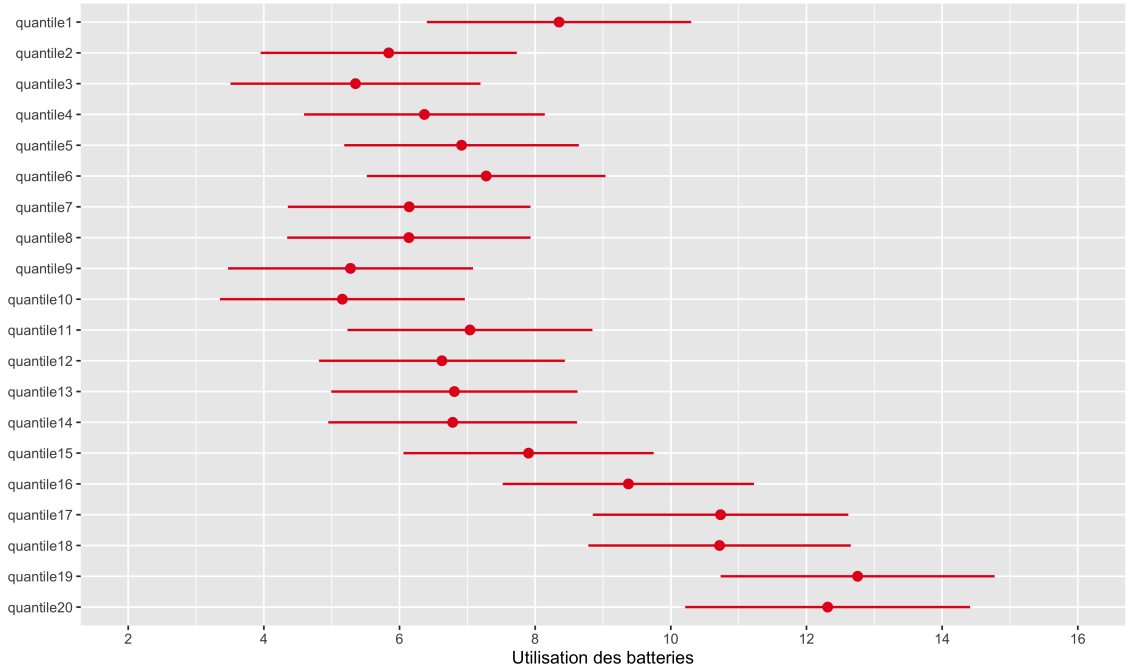
γ_q^{apres} est le coefficient obtenu pour le quantile q dans la régression utilisant les données après le choc et γ_q^{avant} est le coefficient du même quantile provenant de la régression principale qui prend en compte les données avant le choc. Finalement, θ_q^{apres} est la fraction du temps total durant laquelle la demande a été dans le quantile q après le choc. Ce coefficient permettra ainsi d'estimer les impacts qu'ont les perturbations sur le marché de l'électricité sur l'utilisation des systèmes des stockages par batterie, et ce, pour les différents niveaux de la demande. Ces résultats permettront également d'en apprendre davantage sur le comportement de ces systèmes à grande échelle et qu'elle est leur rôle sur le marché.

2.2 Régressions principales

J'ai estimé l'équation 2.1 selon les quatre types de demandes disponibles sur le site de CAISO et compilées dans la base de données. Ces différents types sont la demande nette, la prévision de la demande estimée une heure à l'avance et celle effectuée une journée à l'avance ainsi que la demande réelle. Les données de la demande représentent, en MWh,

la quantité d'électricité totale demandée sur le marché pour une période de cinq minutes. Les résultats sont présentés ci-dessous. Ils sont également disponible de manière intégrale en annexe.

FIGURE 2.1 – Résultats de la régression principale



Notes : Comme indiqué dans l'équation du modèle, la demande réelle a dû être divisée en 20 quantiles pour effectuer la régression. Le graphique présente les coefficients ainsi que la marge d'erreur obtenue pour chacun d'eux. L'axe des absides représente, en MWh, l'utilisation des systèmes de stockage par batterie. On retrouve les 20 quantiles sur l'axe des ordonnées.

La figure 2.1 présente la distribution des résultats obtenus lors de la régression principale qui a été effectuée avec les quantiles provenant des données de la demande réelle. Le coefficient représentant l'utilisation moyenne des systèmes de stockage par batterie en MWh se retrouve sur l'axe des abscisses tandis que les 20 quantiles sont représentés sur l'axe des ordonnées. Ces résultats montrent le comportement des systèmes de stockage selon les niveaux de la demande en temps normal. Ils auront le rôle de référence pour les prochains résultats de la recherche. Grâce à la figure 2.1, on remarque que plus le quantile est élevé, plus l'utilisation du stockage par batteries est grande. Ainsi, lorsque

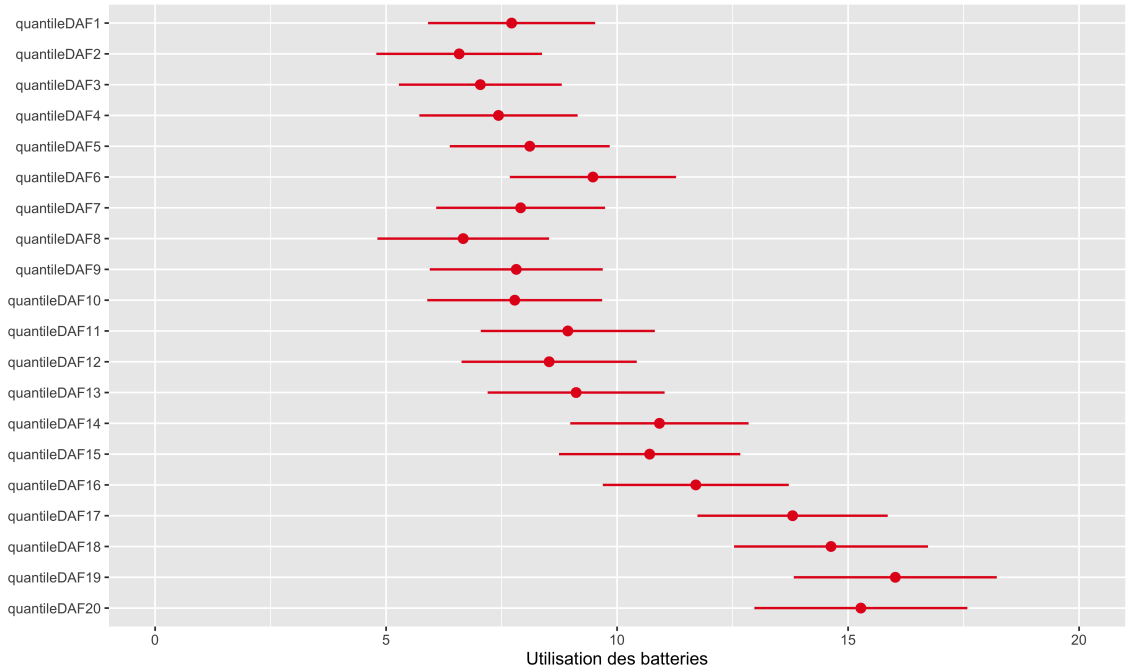
la demande est forte, les systèmes de stockage se déchargent et génèrent de l'électricité qui est envoyée dans le réseau. Tous les coefficients trouvés sont significativement différents de zéro comme il est possible de le voir dans le graphique. On remarque également que tous les coefficients sont positifs. Ainsi, en moyenne, les systèmes de batterie envoient de l'électricité dans le réseau et ce peu importe le niveau de la demande. Ces résultats démontrent que les systèmes de stockage remplissent plusieurs fonctions. D'abord, on remarque que les coefficients obtenus suivent le raisonnement de l'arbitrage puisque l'utilisation moyenne des systèmes de stockage par batterie augmente lorsque la demande augmente également. En effet, puisqu'une plus grande demande énergétique est souvent synonyme d'un prix plus élevé de l'électricité, il est profitable pour les producteurs de vendre leur électricité lorsque la demande est élevée. De plus, il est effectivement logique de la part des producteurs d'augmenter leur participation sur le réseau lorsque celui-ci en a besoin. Plus précisément, on voit que la production des plantes de stockage par batterie est plus stable dans les 15 premiers quantiles et elle devient croissante dans les cinq derniers quantiles. Cela vient confirmer que les producteurs opte pour la stratégie de production de l'arbitrage dans les cinq derniers quantiles. La hausse de l'utilisation des SSB dans les quantiles plus élevé peut aussi être expliquée par la fonction de substitution des ressources. L'électricité provenant du stockage vient remplacer la production d'un générateur conventionnel. Cependant, les résultats montrent que le stockage par batterie remplit d'autres fonctions que celle de l'arbitrage, car les systèmes de batterie se déchargent dans les premiers quantiles au lieu de se recharger comme ce serait le cas s'ils faisaient que de l'arbitrage. Par exemple, lorsque la demande est faible, les plantes de stockage peuvent aider à maintenir la tension sur les réseaux. Cela explique le fait qu'elles injectent de l'électricité sur les réseaux, bien que ce serait plus avantageux pour elles de se recharger. Il est important de rappeler que les résultats représentent l'utilisation moyenne de l'ensemble des systèmes de stockage par batterie qui sont connectés au réseau de CAISO.

Ces résultats vont dans le même sens que Sioshansi et collab. (2009) et Eyer et Corey (2010) qui soutiennent que les systèmes de stockage peuvent trouver de la valeur dans d'autres fonctions que dans l'arbitrage. Le fait que la participation du stockage par batterie

est plus grande dans les quantiles élevés peut également être expliqué par les résultats de Giulietti et collab. (2018) qui montrent qu'il est profitable d'opérer des systèmes de stockage de batterie lorsque la stratégie de l'arbitrage est utilisée.

Afin d'analyser davantage le comportement des SSB, j'ai effectué la même régression, mais en utilisant de nouvelles variables indicatrices qui correspondent aux quantiles de la demande prévue une journée à l'avance. CAISO, avec ses modèles de prévision, estime la demande pour la journée suivante et rend cette information disponible aux producteurs. Ayant accès à l'information, ils peuvent ainsi prévoir la quantité d'électricité qu'ils veulent produire et soumettre cette quantité à CAISO afin de participer aux enchères sur le DAM. La prévision pourrait donc influencer leur comportement et la manière dont le stockage sera utilisé. Les résultats sont représentés dans la figure 2.2.

FIGURE 2.2 – Résultats de la régression selon la prévision de la demande faite une journée à l'avance



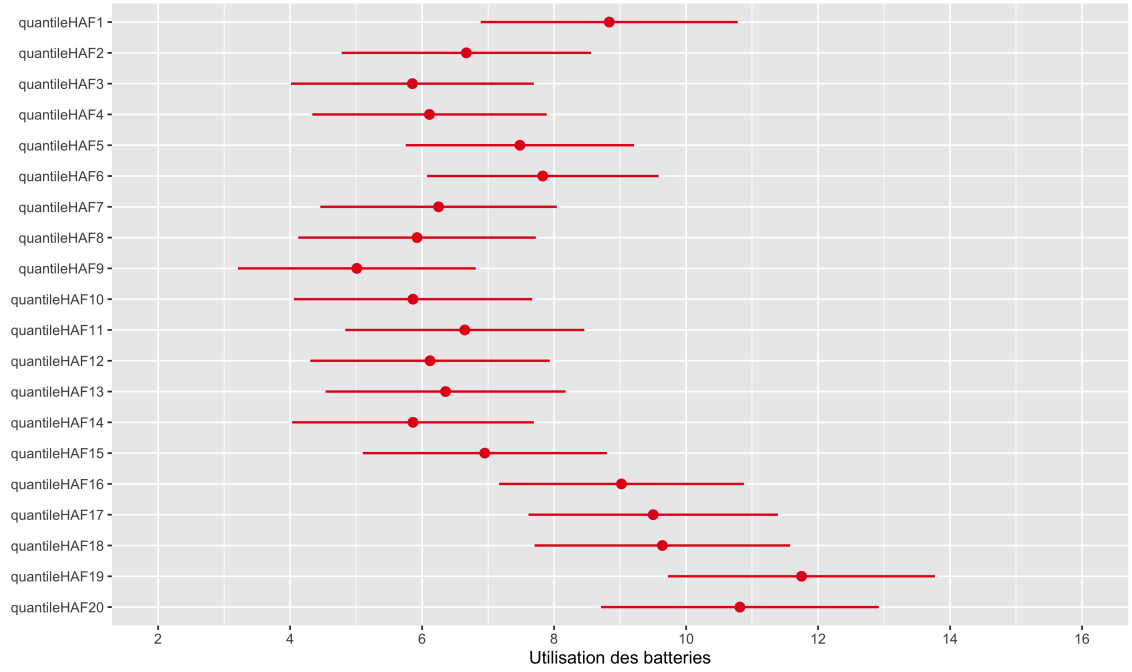
Notes : Pour ce calcul, c'est la demande prédite une journée à l'avance (DAF pour *Day-ahead forecast*) qui a été divisée en 20 quantiles. Le graphique présente les coefficients et la marge d'erreur obtenus par la régression utilisant les quantiles DAF. Les quantiles sont sur l'axe des ordonnées tandis que l'axe des abscisses montre le déchargement global des batteries en MWh.

On remarque ici que les coefficients sont croissants à partir du 12^{e} quantile et de façon plus prononcée à partir du 15^{e}. Les résultats de cette régression sont globalement plus élevés que ceux de la régression principale, ce qui suppose que l'apport des SSB dans l'offre d'électricité totale est plus important dans la prévision de la consommation énergétique une journée à l'avance que pour la demande en temps réel. En effet, le coefficient de 10 MWh est franchi au 16^{e} quantile dans les résultats de la régression principale tandis qu'il est atteint au 14^{e} quantile dans le cas présent. Une raison possible pour ces résultats plus élevés peut venir du fait que la demande prévue 24h à l'avance est plus élevée, en moyenne, que la demande réelle comme le démontre la table 1.1. On remarque également, pour les deux types de demandes, une augmentation des coefficients au 6^{e} quantile et une diminution dans les niveaux de demande suivants. Cela pourrait venir du fait que le besoin pour l'énergie provenant du stockage est plus faible pour ces quantiles de la demande. En regardant les différentes fonctions qui sont le plus souvent remplies par les systèmes de stockage, celles-ci surviennent majoritairement lorsque la demande est faible ou lorsqu'elle est élevée. Je pense ici au rôle de maintien de la tension occupé lorsque la demande est faible et à celui de substitution des ressources et de l'arbitrage lors des périodes de pointe. À un niveau de consommation énergétique moyen, les systèmes de stockage auraient donc une moins grande utilité que dans les autres.

CAISO publie également la prévision de demande une heure à l'avance. Cela permet d'éviter les manques d'électricité dans le réseau. Si l'opérateur voit que la demande est trop forte pour l'offre d'électricité prévue, il pourra demander aux producteurs d'augmenter leur production. Comme vue précédemment, c'est une des fonctions des systèmes de stockage de venir pallier aux manques dans le marché. Puisque leur mise en marche est rapide, ils sont un choix avantageux pour CAISO afin de s'assurer de toujours avoir des ressources énergétiques disponibles. La demande prévue une heure à l'avance est, en moyenne, semblable à la demande réelle comme il est possible de voir dans la table 1.1. Les résultats de la régression en utilisant ce type de demande sont présentés dans la figure 2.3.

On remarque que les coefficients sont assez stables jusqu'au 15e quantile et qu'ils aug-

FIGURE 2.3 – Résultats de la régression selon la prévision de la demande faite une heure à l'avance



Notes : Dans ce cas-ci, ce sont les données sur la prévision de la demande fait une heure à l'avance (HAF pour *Hour-ahead forecast*) qui ont été réparties en 20 quantiles. Ce sont ces quantiles qui ont été utilisés comme variable dépendante dans la régression. Le graphique présente les résultats obtenus par quantile ainsi que la marge d'erreur pour chacun d'entre eux. Les quantiles HAF sont sur l'axe des ordonnées et l'utilisation des systèmes de batterie en MWh est sur l'axe horizontal.

mentent par la suite. Ce sont les mêmes tendances que dans les résultats de la régression principale, sauf pour l'augmentation qui est plus petite entre le 16^{e} et 17^{e} quantile dans le cas présent. On remarque également qu'il y a une hausse plus importante pour les 5^{e} et 6^{e} quantiles dans la figure 2.3. Dans les quantiles plus élevés, la valeur des coefficients est plus faible que ceux établis par la régression principale. Toutefois, l'inverse se produit dans les premiers quantiles. Ces résultats montrent que les plantes de stockage par batterie réagissent moins à la prévision de la demande faite une heure à l'avance lorsque la consommation énergétique est forte qu'elles le font pour la demande réelle. Pour les plus petits quantiles, c'est l'opposé qui se produit, les plantes de stockage sont plus réactives.

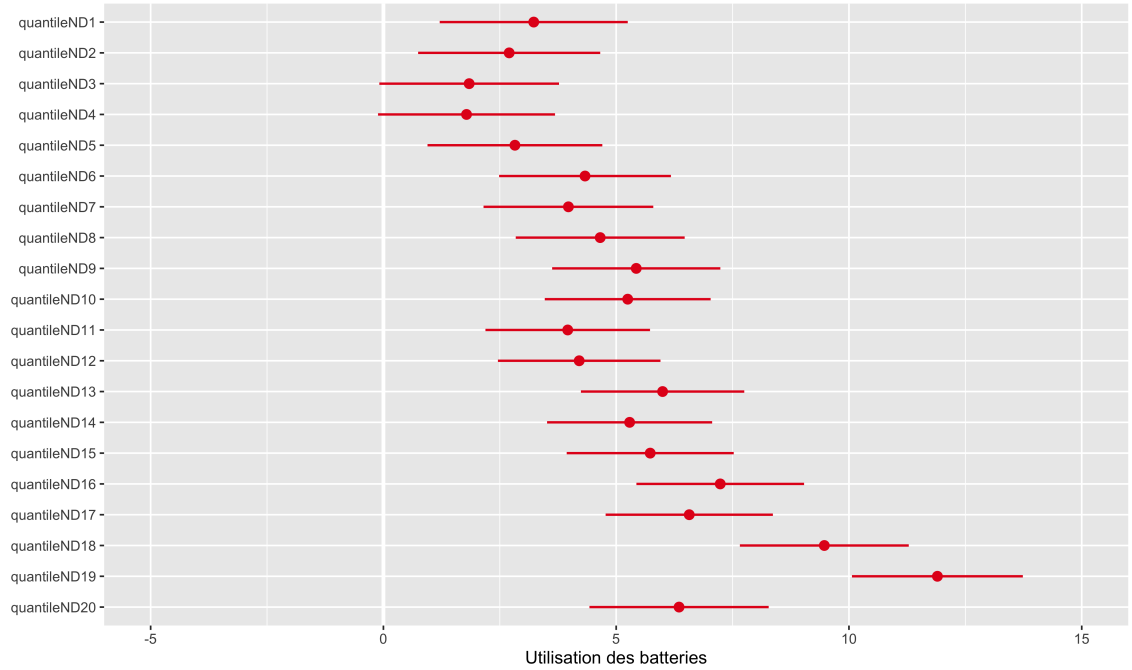
En combinant ces résultats avec ceux obtenus précédemment, on peut comprendre que, dans les quantiles plus élevés, le niveau d'utilisation des systèmes de batteries est

plus grand pour la demande prévue une journée à l'avance que pour celle prévue une heure à l'avance. Cela démontre que, pour les périodes où la demande est plus élevée, les systèmes de batteries prévoient la quantité d'énergie qu'ils vont produire. Ce comportement est représentatif de la fonction de l'arbitrage, car ils souhaitent vendre leur électricité à des taux plus avantageux c'est-à-dire lorsque la demande est forte. Cependant, dans les quantiles plus petits, les coefficients trouvés sont plus élevés pour la demande prédite une heure à l'avance que celle prédite une journée à l'avance. Les systèmes de batteries seraient donc plus sollicités à la dernière minute lorsque la demande est faible. Cela nous ramène aux différentes fonctions que les systèmes de batteries peuvent combler. Il semblerait que l'arbitrage est la fonction la plus fréquente pendant les périodes de pointe et les autres fonctions comme celle de maintenir la tension sur les lignes électriques le seraient pour les périodes hors pointe. Il est également possible de faire un lien avec les marchés DAM et RTM gérés par CAISO. Pour les périodes où la demande est forte, les systèmes de stockage par batterie prévoient leur production et font leurs offres sur le marché DAM. À l'inverse, puisqu'on remarque que l'utilisation des SSB est plus élevée pour la demande prédite une heure à l'avance dans les plus petits quantiles, les transactions effectuées pour répondre à la demande ce ces quantiles se feraient sur le marché RTM. Cette conclusion est logique sachant que les services de réserves rapides et de soutien de la tension sur les lignes électrique sont offerts sur le marché RTM.

Comme l'ajout des systèmes de stockage dans le réseau électrique est souvent présenté comme une technologie qui vient aider le développement des énergies renouvelables, il est aussi intéressant de regarder le comportement du stockage par batterie face aux différents niveaux de la demande nette. La demande nette est définie comme la demande énergétique totale moins la quantité d'électricité fournie par des producteurs d'énergies renouvelables. Comme la demande réelle, la demande nette est exogène et inélastique puisqu'elle est reliée à la production électrique des ressources renouvelables qui est très variable. Ainsi, les résultats obtenus permettront de mettre de l'avant la relation entre la production provenant de sources renouvelables et l'utilisation des plantes de stockage. Une baisse de l'utilisation des systèmes de batteries montrerait que celle-ci est positive-

ment reliée à la production d'énergie renouvelable. En effet, si les coefficients diminuent par rapport aux résultats de référence, cela montre qu'une partie de l'électricité générée par les plantes de stockage est dédiée aux énergies renouvelables puisque celles-ci ne sont pas représentées par la demande nette. À l'inverse, si les coefficients sont plus élevés ou égaux, le comportement des systèmes de batterie ne serait pas lié à la production provenant d'énergie renouvelable, car l'apport des installations de stockage augmente ou reste constant même si la production venant des sources renouvelables n'est pas incluse dans la quantité d'électricité demandée.

FIGURE 2.4 – Résultats de la régression selon la demande nette



Notes : Pour ces résultats, ce sont les données de la demande nette qui ont été divisées en 20 quantiles (ND pour *Net Demand*). Ce sont ces quantiles qui ont été utilisés pour obtenir les résultats présentés. Les coefficients et la marge d'erreur de ceux-ci sont présentés dans le graphique. Les quantiles ND sont en ordre croissant sur l'axe des ordonnées et l'utilisation des batteries est présentée sur l'axe des abscisses en MWh.

De la figure 2.4, on remarque que les coefficients sont majoritairement croissants à partir du 14^{e} quantile et qu'il y une diminution marquée entre le 19^{e} et le 20^{e} quantile. Cette diminution est présente dans tous les résultats obtenus jusqu'ici, mais c'est par rap-

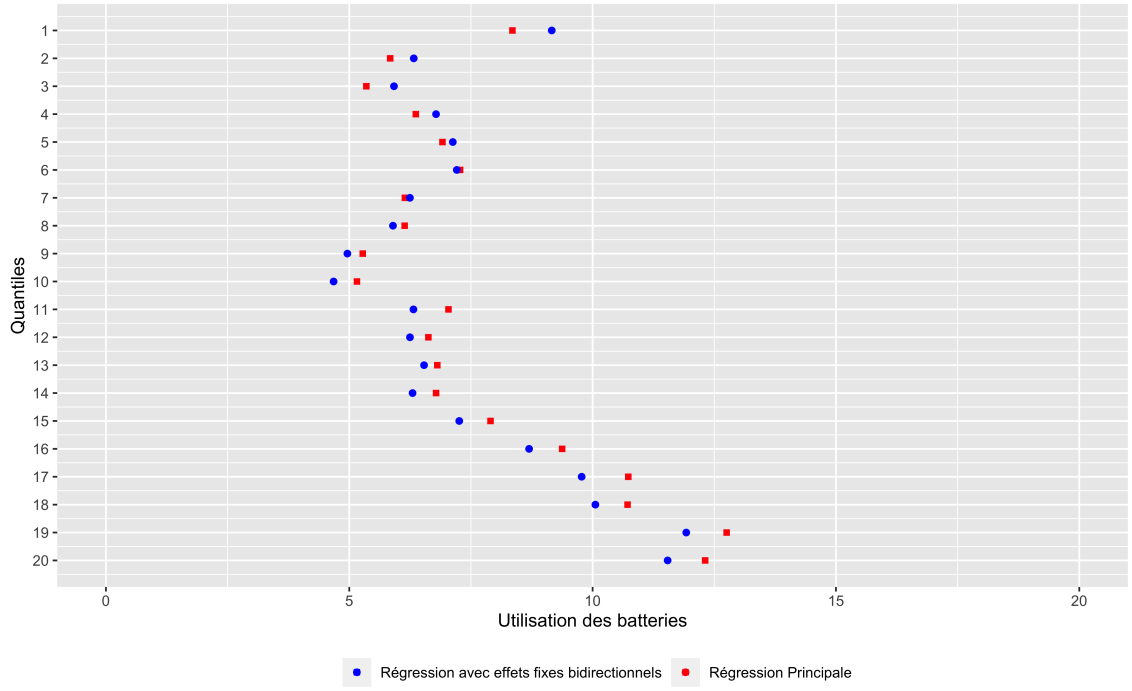
port à la demande nette que cette baisse est la plus importante. Cela porte à croire que quand la demande nette est très élevée (donc que les énergies renouvelables ne produisent pas beaucoup d'électricité), l'électricité fournie par le stockage par batterie diminue. On peut aussi penser que lorsque la demande est très forte, CAISO opte pour des générateurs plus stables et puissants comme ceux qui fonctionnent au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. De plus, les coefficients de cette régression sont plus petits que ceux de la régression de référence à l'exception des quantiles 18 et 19 qui ont des valeurs semblables. Ainsi, à l'exception des quantiles plus élevés, on peut conclure que les batteries viennent palliées à la production d'électricité provenant d'énergies renouvelables. Ce résultat est pertinent pour soutenir le développement des systèmes de stockage par batteries, car ils semblent pouvoir aider à augmenter la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau électrique comme le soutiennent Zerrahn et collab. (2018). En effet, lorsque les systèmes de batteries sont conjointement utilisés avec les sources renouvelables, ils leur permettent une plus grande intégration au réseau en leur permettant, par exemple, d'emmagasiner le surplus produit durant la journée et de l'utiliser plus tard.

Finalement, afin d'apporter plus de précision aux résultats obtenus par la régression principale, j'ai modifié le modèle de base en ajoutant d'autres effets fixes. Cet ajout fait en sorte de diminuer l'effet que peut avoir le moment de la journée sur le résultat et permet de mettre l'accent sur ce qui nous intéresse ici soit l'impact de la demande sur le comportement des systèmes de stockage par batterie à grande échelle. Le modèle devient donc :

$$\text{Batterie}_t = \delta_h + \phi_j + \nu_m + \delta_h\phi_j + \phi_j\nu_m + \sum_q (\gamma_q \cdot 1\{\text{demande totale}_t \in q\}) + \varepsilon_t \qquad (2.3)$$

En utilisant les mêmes variables indicatrices créée avec les données de la demande réelle, il sera possible de comparer les résultats obtenus à ceux de la régression principale présentés par la figure 2.1. La figure 2.5 présente cette comparaison. Afin de mieux voir la différence dans les résultats, seulement les coefficients y sont présentés.

FIGURE 2.5 – Comparaison des résultats de la régression principale et ceux obtenus suite à la modification du modèle



Notes : Les résultats obtenus à la suite de la modification du modèle sont comparés aux résultats de la régression principale. Afin de voir les différents points, les marges d'erreur ne sont pas affichées. Les quantiles sont en ordre croissant sur l'axe des ordonnées et l'utilisation des systèmes de batterie est présentée sur l'axe des abscisses en MWh. Tous les résultats sont présentés en annexe.

Pour les cinq premiers quantiles, les coefficients de la régression basée sur le modèle modifié sont plus élevés que ceux obtenus avec le modèle initial. On observe que l'inverse se produit à partir du 8^{e} quantile. Pour les 6^{e} et 7^{e} quantiles, les résultats sont presque égaux. Ainsi, en ajoutant les nouveaux contrôles, la variation entre les coefficients est plus petite démontrant une utilisation un peu plus constante des systèmes de stockage par batterie à travers les quantiles. Il est intéressant de constater que lorsqu'on précise le modèle, les résultats démontrent de moins en moins la forme caractéristique de l'arbitrage, la fonction la plus fréquemment utilisée par des systèmes de stockage, car elle permet de générer un plus grand gain. De plus, les autres fonctions occuperaient donc une plus grande place que certaines études laissaient entendre. On le voit dans les plus petits

quantiles, car les nouveaux coefficients sont plus élevés qu'à l'origine. Il y a une diminution de la production énergique des systèmes de stockage par batterie marquée entre les quantiles 6 à 10 comme dans les autres résultats. On remarque dans la figure 2.5 que c'est dans ces quantiles que la différence entre les résultats est la plus petite. Pour ces niveaux de la demande, le moment de la journée a moins d'impact sur l'utilisation des systèmes de stockage que dans les autres quantiles. En effet, on voit dans la figure 1.2 que les heures de faible et de forte demande sont souvent les mêmes et les moments où la demande énergétique est moyenne diffèrent selon les groupes.

Comme mentionné dans l'introduction, tous les codes et les bases de données utilisés afin d'obtenir ces résultats ainsi que ceux qui seront présentés dans les études de cas sont disponibles ici.

Chapitre 3

Étude de cas 1 : Confinement et ralentissement économique

L'année 2020 a bien sûr été marquée par la pandémie mondiale de coronavirus. En croissance durant les mois de janvier et février, le virus a frappé plus sévèrement les pays industrialisés au mois de mars. Un à un, les pays déclaraient l'état d'urgence sanitaire et prenaient action afin de limiter la propagation du virus en mettant sur pied des mesures sanitaires restrictives. Entre autres, les gouvernements ont demandé à leur population de sortir seulement pour se procurer des biens essentiels, de ne pas faire de rassemblements et de garder une distanciation physique de plus de deux mètres dans les lieux publics. Dans plusieurs pays, les autorités ont également rendu obligatoire le télétravail pour tous les emplois où il est possible de le faire. Certains pays sont même allés à fermer certains secteurs de leur économie comme la construction et la restauration afin que les citoyens respectent le confinement. Via le confinement et les multiples restrictions, la pandémie a changé les habitudes de tout un chacun.

En Californie, le premier cas de COVID-19 a été détecté au mois de janvier. La propagation du virus s'est faite graduellement, mais c'est le 4 mars 2020 que l'État a officiellement déclaré l'état d'urgence sanitaire (CA.gov, 2020). La décision a été prise lorsque les premiers cas de transmission communautaire enregistrés au pays ont été détectés dans la

région de San Francisco. Les autorités ont mis en place des mesures de prévention avant que le taux d'infection soit trop élevé et que les hôpitaux soient surchargés. En effet, l'État de l'Ouest a été le premier état américain à imposer le confinement. Il a été implanté par le gouverneur californien le 19 mars 2020 sous le décret dû *« Stay-at-home order »* (CDPH, 2020a). Les citoyens pouvaient sortir seulement pour les activités essentielles et devaient respecter les consignes de distanciation physique. Le travail à la maison a été imposer pour tous les emplois où il était possible de le faire. Ainsi, les Californiens se sont donc retrouvés à passer plus de temps à la maison et les lieux de travail étaient très peu fréquentés ou même fermés. De plus, les magasins non essentiels ont dû fermer ou réduire leur opération. Ces mesures ont donc amené une réduction de l'électricité consommée par les secteurs commerciaux et industriels et une augmentation de la consommation dans le secteur résidentiel. Ce premier confinement a duré jusqu'au 7 mai 2020, date où le gouverneur a autorisé la réouverture graduelle de l'économie. La période de confinement qui sera à l'étude ici sera les sept premières semaines de cette fermeture de l'économie, soit entre le 20 mars et le 7 mai 2020. Cette période représente la première étape du plan d'action pour la pandémie de l'État.

Pour structurer la réouverture de l'économie et s'assurer que celle-ci soit faite en toute sécurité, le gouvernement californien a mis en place le *« California Reopening Roadmap »*. Ce plan de relance se présente en quatre étapes (CDPH, 2020b). La première consiste à restreindre les activités économiques afin de permettre aux travailleurs essentiels d'opérer en sécurité. Durant cette période, l'accès aux lieux de travail qui ne requièrent pas la présence des travailleurs est limité, seulement les magasins essentiels sont ouverts au public et les lieux de divertissement ainsi que les gyms sont fermés. La deuxième étape consiste à la réouverture des lieux de travail à faible risque. Cette étape permet aux magasins d'offrir à leurs clients la cueillette en magasin et à l'industrie manufacturière de reprendre leur activité. Plusieurs lieux publics redeviennent également accessibles. Les écoles et les services de garde ont aussi pu reprendre leur activité. Suite à une période d'ajustement, c'était au tour des lieux à plus haut risque de propagation de pouvoir ouvrir leur porte marquant ainsi le début de la 3^{e} étape. Par exemple, les gyms, les

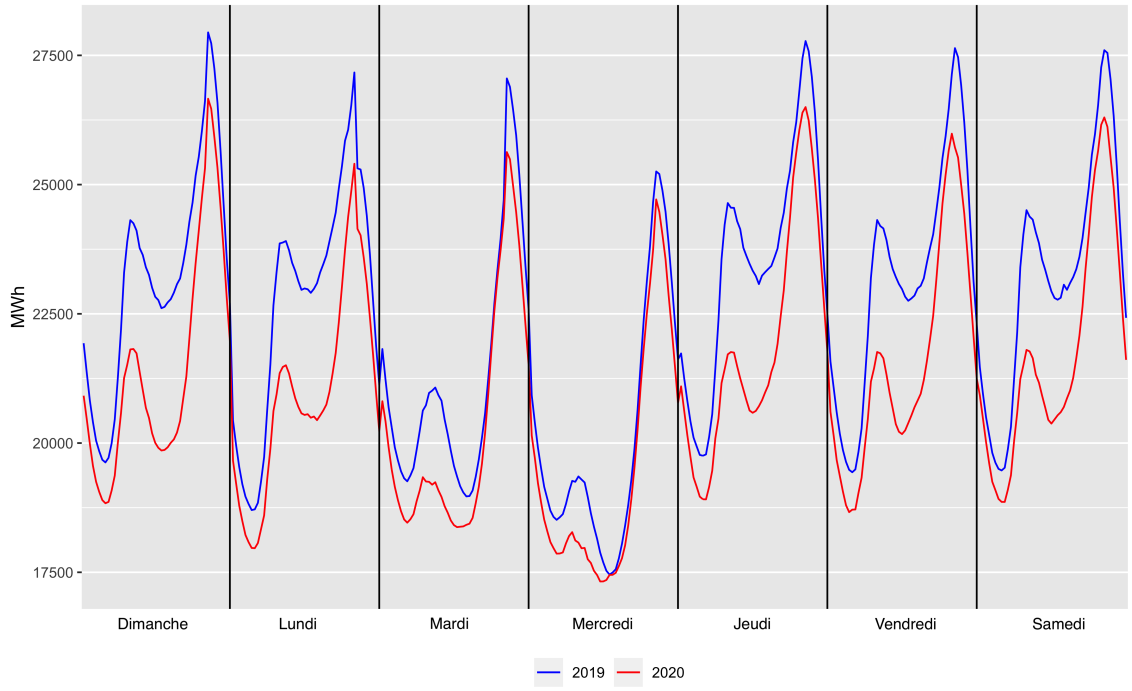
salons d'esthétismes et les cinémas avaient le feu vert pour rouvrir durant cette période. La 4^{e} étape est l'ouverture totale de l'économie marquant ainsi la fin du « *Stay-at-home order* ».

Cicala (2020) présente une analyse portant sur l'impact de la COVID-19 sur la consommation d'électricité aux États-Unis. Les travaux effectués dans cette étude sont très informateurs puisque les données sur la consommation d'électricité des secteurs résidentiel, industriel et commercial sont analysées séparément. Jusqu'à présent, l'étude se résume principalement en quatre faits. Le premier stipule que les firmes consomment moins d'électricité depuis le début du confinement. En effet, la consommation d'électricité du secteur commercial a diminué de 12% pendant le deuxième trimestre de 2020 tandis que celle du secteur industriel a baissé de 14% pour la même période. Ce résultat concorde à la réduction de l'activité économique qu'a connue le pays au début de la pandémie. Plusieurs établissements tels que les écoles, les espaces de travail, les usines, les restaurants et les centres commerciaux ont dû fermer leur porte ou ralentir leurs activités. Le deuxième fait souligne que la consommation énergétique des ménages a augmenté durant le printemps 2020. Selon les résultats de Cicala, la consommation d'électricité du secteur résidentiel a augmenté de 10% durant le deuxième trimestre de 2020. Celle-ci a bondi durant les mois de mars, avril et mai et c'est, par la suite, stabilisé en juin et juillet. Sachant que beaucoup de Californiens ont dû travailler de la maison, ce résultat n'est pas une surprise. Pour les deux prochains faits, l'auteur utilise des données provenant plus spécifiquement de l'État du Texas, car celles-ci étaient disponibles selon l'heure de la journée et le secteur. Le troisième fait rapporte que les firmes ont moins consommé entre 9h00 et 17h00 en 2020 que durant l'année précédente. Les périodes de pointe de la consommation, qui se produisent durant la journée de travail, ont été plus petites durant la période du confinement. Le quatrième fait repose sur l'étude de la consommation résidentielle hebdomadaire. En 2019, le dimanche était la journée où la consommation d'énergie était la plus forte. L'auteur montre que la consommation d'électricité, durant la période de confinement, s'apparente à celle du dimanche, et ce à tous les jours de la semaine. Il trouve également que la consommation résidentielle d'électricité à augmenter de 16% durant les heures de travail

entre le lundi et le vendredi.

En juillet 2020, CAISO a publié un rapport sur les impacts de la COVID-19 sur le marché d'électricité sur le territoire californien durant les quatre premiers mois de la pandémie (CAISO, 2020). La charge sur le réseau électrique et les prix y sont principalement abordés. En général, l'opérateur a observé une baisse de la consommation d'électricité. En effet, la demande d'électricité a diminué, en moyenne, de 2,4% entre mars et juillet avec une diminution maximale de 5% lors des heures de fortes demandes. Durant la fin de semaine, la demande a diminué de 1,1% en moyenne et la baisse pouvait aller jusqu'à 1,9% lors les heures de forte consommation. À noter que CAISO n'a pas divisé la consommation en secteur comme dans l'article de Cicala (2020), ce qui explique la différence dans les résultats. De plus, le rapport de CAISO présente les variations de la demande d'électricité ventilées pour chaque semaine. Pour la période qui nous intéresse soit celle de la première étape du plan de relance, il faut uniquement prendre en compte les sept premières semaines. Durant cette période, les variations dans la demande énergétique étaient plus grandes que la moyenne des quatre premiers mois. En effet, les diminutions de la consommation étaient de 5% pour les deux premières semaines, de 4% pour la 3^{e} semaine et de 6% pour les semaines 4 et 5. Les variations étaient de -3,5% et -2,5% pour les semaines 6 et 7 respectivement. En moyenne, pour les sept premières semaines du confinement, la demande d'électricité a diminué de 4,6% durant les jours de la semaine. Durant la même période, mais pour les jours de la fin de semaine, la demande a, en moyenne, baissé d'environ 1,8%. Entre le 23 mars et le 21 mai 2020, la prédiction des prix de l'électricité faite une journée à l'avance a diminué en moyenne d'environ 10 $/MWh. Selon CAISO, les prix ont augmenté lors des deux dernières semaines de mai. Cela porte à croire que, pour la période plus restrictive du confinement, soit entre le 20 mars et le 7 mai 2020, la diminution des prix aurait été plus élevée. Les prix de vente de l'électricité pour chaque quinze minutes ont aussi diminué en moyenne d'environ 10 $/MWh entre le 23 mars et le 21 mai 2020. Comme dans le cas précédent, on peut conclure que le prix était plus bas pour les sept premières semaines du confinement. Même en ajustant la quantité d'électricité demandée aux conditions météorologiques, CAISO conclut que la demande énergétique a

FIGURE 3.1 – Comparaison entre la demande hebdomadaire moyenne durant la période du confinement et celle durant la même période en 2019



Notes : Les données sur la demande moyenne pour chaque journée de la semaine sont présentées dans ce graphique. La ligne rouge présente les données de la période du confinement et, la bleue, celles de la même période, mais en 2019. Le temps est présenté sur l'axe des abscisses. Il commence à 00 :00 le dimanche et se termine le samedi à 23 :55. Les lignes horizontales marquent la fin d'une journée. Ainsi on retrouve, entre chaque ligne horizontale, toutes les cinq minutes des 24 heures de la journée en question. La demande totale d'électricité en MWh est sur l'axe des ordonnées.

effectivement diminué durant le confinement du printemps 2020 par rapport à la même période en 2019.

Pour mieux voir l'impact de la pandémie et du confinement sur la demande énergétique hebdomadaire, on retrouve, dans la figure 3.1, la comparaison entre la consommation hebdomadaire moyenne des années 2019 et 2020. Cette représentation couvre la période du 20 mars au 7 mai de chaque année. Tout d'abord, on voit que la consommation totale d'électricité a diminué durant le confinement de 2020. Ce résultat correspond aux observations effectuées par CAISO dans son rapport publié au mois de juillet dernier.

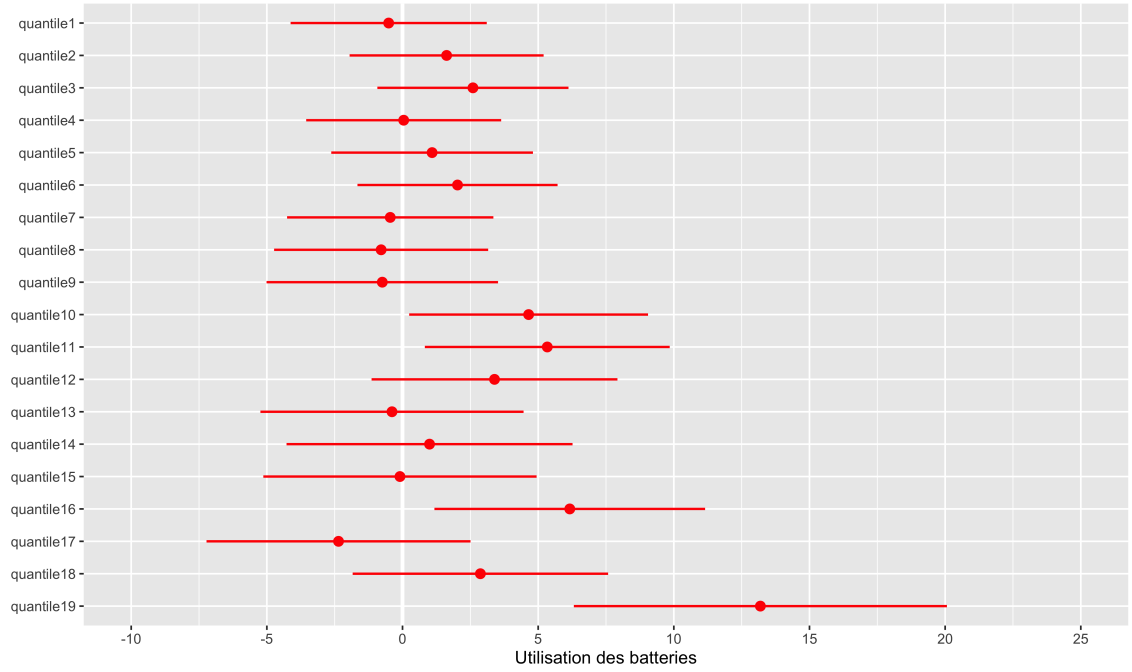
La variation dans la consommation d'électricité correspond à une baisse se situant entre 6,5% et 7,7% durant les jours de la semaine et d'environ 4% durant les jours de la fin de semaine. En se basant sur les faits trouvés par Cicala (2020), on peut conclure que la baisse de consommation dans les secteurs industriel et commercial ont été plus importante que l'augmentation dans le secteur résidentiel puisque la somme des deux est négative. Le fait que la diminution de la consommation d'électricité soit plus élevée durant les jours de la semaine confirme également cette affirmation. On remarque également que les plus grandes variations dans la consommation d'électricité se situent durant les heures de travail, soit lorsque les commerces et les espaces de bureau étaient ouverts en 2019 et consommaient une quantité plus importante d'énergie.

3.1 Régression

Il est maintenant évident que la demande d'électricité a changé durant le confinement du printemps 2020. Il devient donc pertinent de regarder également si cette période de changement a eu un impact sur l'utilisation des systèmes de stockage par batterie. L'analyse de l'apport de ces installations durant une période où la demande a diminué va permettre d'en apprendre plus sur leur niveau d'utilisation et les stratégies de production qu'elles utilisent.

Pour évaluer le comportement des systèmes de stockage durant le confinement, j'ai effectué la même régression que dans le cas de la régression principale. Toutefois, les données utilisées pour cette étude de cas sont celles enregistrées entre le 20 mars et le 7 mai 2020. Les informations retrouvées dans cette nouvelle base de données sont les mêmes que dans la base de référence et elles proviennent également du site de CAISO. Afin de pouvoir comparer les résultats avec ceux trouvés dans la section 2.2, les mêmes quantiles ont été utilisés afin de répartir la demande. Puisque celle-ci a été moins élevée durant le confinement, aucune donnée de la demande réelle ne correspondait au 20^{e} quantile. Les résultats donnent donc l'apport des systèmes de stockage par batterie, en MWh, pour les quantiles de 1 à 19. Ils sont présentés dans la figure 3.2.

FIGURE 3.2 – Résultats de la régression selon la demande réelle durant la période du confinement



Notes : Pour effectuer cette régression, les données de la demande réelle durant la période du confinement ont été réparties dans les quantiles utilisés pour la demande réelle de la régression principale. Les résultats de ce calcul sont présentés dans ce graphique. On y retrouve les valeurs des différents coefficients ainsi que leur marge d'erreur. L'utilisation des systèmes de batterie est présentée sur l'axe des abscisses en MWh et les quantiles sont sur l'axe des ordonnées.

Les résultats pour les quantiles 10, 11, 16 et 19 seulement sont significatifs. Puisqu'ils représentent les quantiles de la moitié la plus élevée de la distribution, il est donc plus difficile de voir ce qu'il s'est produit dans les quantiles plus faibles durant cette période. En isolant les résultats significatifs, on voit, comme dans le cas de la régression principale, qu'il y a une croissance de l'utilisation des SSB lorsque la demande est de plus en plus forte. Les mécanismes de décision quant à la stratégie de production choisie auraient donc été les mêmes durant la pandémie. On remarque également que les résultats obtenus sont plus faibles ici que dans la régression principale à l'exception du 19^{e} quantile, ce qui indique que les systèmes de stockage ont été moins utilisés durant la première étape du plan de relance. Pour ce qui est du coefficient du 19^{e} quantile, il est légèrement plus élevé

que celui de la régression principale. C'est intéressant de voir que, malgré une demande généralement plus basse, lorsque celle-ci est élevée, l'apport des plantes de stockage par batterie dans le marché est la même que lorsque la demande était normale.

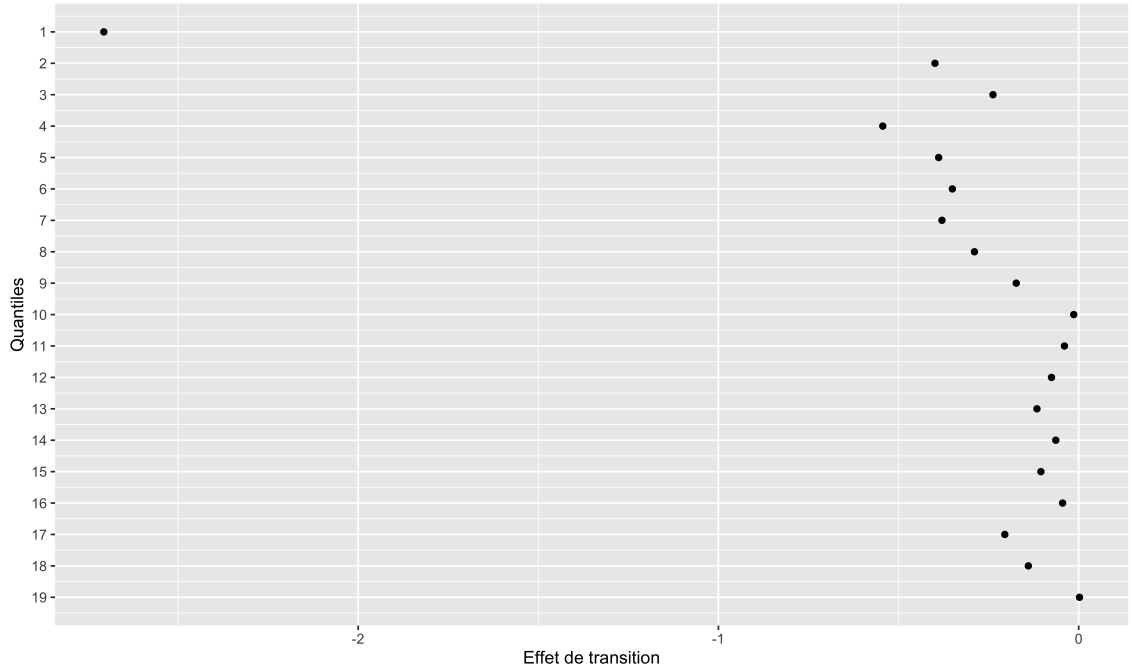
3.2 Effet de transition

Le coefficient de l'effet de transition, comme mentionné dans le chapitre 2, permet de mesurer la variation dans la production énergétique d'un générateur entre deux périodes conditionnellement au niveau de la demande. La variation entre les deux résultats est également pondérée selon le nombre de minutes où la demande a été dans ce quantile. Cela permet ainsi de comparer les valeurs obtenues pour chaque quantile pour deux périodes distinctes. Dans le cas présent, cette mesure permettra d'évaluer la variation dans la production d'électricité des systèmes de batterie entre les deux périodes étudiées. L'équation 2.2 est la formule de l'effet de transition.

Les facteurs γ_q^{apres} proviennent des résultats de chaque quantile de la régression utilisant les données de la période entre le 20 mars au 7 mai 2020. De façon similaire, les facteurs γ_q^{avant} sont les résultats de la régression principale. L'équation permettra de trouver un coefficient pour chaque quantile. Il y aura donc 19, puisque la régression pour la période du confinement en compte autant. La figure 3.3 présente les résultats obtenus. À noter que ces derniers sont significatifs pour les quantiles 10, 11, 16 et 19, car les résultats dans les deux régressions sont significatifs. Puisqu'ils sont plus fiables, ils représentent mieux le changement causé par le ralentissement économique sur l'utilisation des SSB.

En prenant en compte touts les résultats, on voit une croissance dans la valeur du coefficient lorsque les quantiles sont de plus en plus élevés. Pour le premier quantile, la mesure de l'effet est de -2,71, soit la plus petite valeur obtenue. L'effet de transition est beaucoup plus petit dans le cas du premier quantile, car la demande durant le confinement était plus basse faisant en sorte qu'un plus grand nombre de données se sont retrouvées dans ce quantile. Pour les quantiles suivants, les valeurs sont plus près de zéro. En effet, entre le 2^{e} et le 6^{e} quantile, on passe à des valeurs autour de -0,4. À partir du 10^{e} quantile,

FIGURE 3.3 – L'effet de transition par quantile



Notes : Les valeurs de l'effet de transition sont présentées pour chaque quantile. Les résultats pour les quantiles 10, 11, 16 et 19 significativement différent de zéro. La valeur de l'effet est représenté sur l'axe des ordonnées et les quantiles sont sur l'axe des abscisses.

les résultats tendent vers 0. De plus, on remarque que l'effet de transition pour les résultats significatifs sont ceux les plus élevés. Respectivement, pour les quantiles 10, 11, 16 et 19, les valeurs de l'effet de transition sont de -0.01, -0.04, -0.04 et 0. Ainsi la variation de l'utilisation des plantes de stockage entre 2019 et 2020 est très faible. Ces résultats démontrent que, malgré la diminution de la demande au printemps 2020, le comportement des systèmes de batterie n'a pas beaucoup changé. Les producteurs ont ainsi gardé les mêmes stratégies de production.

Chapitre 4

Étude de cas 2 : Perturbation de l'offre énergétique

En plus du contexte pandémique, des températures élevées et des catastrophes naturelles ont frappé l'ouest des États-Unis à l'été 2020. En effet, les États de la Californie, du Nevada et de l'Arizona ont enregistré des températures records et ont tous connu le mois d'août le plus chaud depuis que les données sont répertoriées (NOAA, 2021). Les feux de forêt qui ont ravagé la Californie peuvent, en partie, expliquer les températures observées. Les temps chauds mettent de la pression sur le marché de l'électricité puisque la demande est forte en raison de l'utilisation accrue des systèmes de refroidissement et la production de l'électricité est réduite, car certains générateurs doivent fonctionner au ralenti lorsque la température devient très chaude. De plus, la fumée occasionnée par les feux de forêt a perturbé la production d'énergie des panneaux solaires.

Les 14 et 15 août 2020, CAISO a dû effectuer des coupures de courant dans certaines régions de l'État afin d'alléger la tension sur son réseau. Il est très rare que l'opérateur du réseau en arrive à cette solution. La dernière fois qu'il été obligé de couper le courant des consommateurs était lors de la crise énergétique en 2001. Cependant, vu la situation de cet été, il était nécessaire, selon CAISO, de l'interrompre, car la pression sur le réseau était trop forte et un bris sur celui-ci aurait eu de graves conséquences. Les premières

coupures ont eu lieu le vendredi 14 août en fin de journée vers 18h30 (St. John, 2020). On rapporte que 15% de la capacité de production de CAISO n'était pas disponible durant cette période (Penn, 2020). Entre autres, une centrale électrique de gaz naturel n'a pas réussi à se connecter au réseau lorsque demandée créant ainsi un manque dans l'offre d'électricité (Cart, 2020). Ayant également une demande très élevée, les États voisins n'étaient pas en situation pour exporter de l'électricité faisant en sorte que la Californie n'avait pas accès à l'importation afin de combler la demande. Au total, un peu moins d'un demi-million de ménages et de commerces ont été privés de courant sur une période de 15 minutes à 2 heures et demie (Roth, 2020). CAISO a dû effectuer, à nouveau, des interruptions de courant le lendemain à la même heure. En plus du ralentissement de la production due à la chaleur et du manque d'électricité disponible à l'importation, un parc éolien générant un gigawatt et une centrale au gaz se sont déconnectés du réseau de manière inattendue (Wade et collab., 2020). Les coupures ont touché environ 321 000 consommateurs pendant une période de 8 à 90 minutes (Roth, 2020).

Ces deux événements ont soulevé beaucoup de questionnement sur la transition vers une production énergétique carboneutre entamé par la Californie et sur la fiabilité du réseau de CAISO. Cet échec de la part de l'opérateur à soutenir la demande a été une occasion pour certains de critiquer l'objectif d'une production énergétique carboneutre d'ici 2045. En effet, ils soutiennent que si CAISO n'avait pas fermé les centrales électriques à combustibles fossiles soit les centrales au charbon et au gaz naturel, l'opérateur aurait pu répondre à la demande et éviter les coupures de courant. D'autres pensent que la transition énergétique se fait trop rapidement et que cela rend le réseau électrique californien vulnérable et moins fiable, car il dépend des énergies renouvelables. Selon eux, il manque de générateurs fiables et constants depuis la fermeture des centrales à combustibles fossiles. Les défendeurs des énergies renouvelables, quant à eux, soulignent le manque de stockage d'énergie comme les SSB. Il mentionnent que ces derniers permettraient une utilisation plus générale des énergies renouvelables, car il serait possible d'emmagasiner l'électricité produite durant le jour et de l'utiliser lorsque les générateurs ne fonctionnent pas. D'autres critiques ont soulevé une mauvaise gestion des centrales de la part de CAISO.

L'organisation aurait sous-estimé la capacité de production de plusieurs générateurs et mal anticipé la demande (Penn, 2020). De plus, l'opérareur a décidé de couper le courant tout en ayant encore des capacités de production en réserve. Selon l'opérateur, ses réserves étaient mises de côté au cas où une autre centrale aurait arrêté de produire soudainement.

CAISO a expliqué que la défaillance de son réseau est le résultat d'une série d'événements créant une tension trop grande sur les lignes, le forçant ainsi à effectuer les coupures de courant. Le California Public Utilities Commission (CPUC), le California Energy Commission (CEC) et l'opérateur du réseau, CAISO, ont publié conjointement un rapport en janvier 2021 afin d'expliquer les coupures de réseau du mois d'août dernier. Ce dernier conclut que le système qui est en charge de s'assurer que les centrales électriques soient capables de répondre à la demande ne prend pas en compte les températures extrêmes comme celles de l'été dernier et a de la difficulté à anticiper les périodes où la demande nette est forte soit lorsque la demande est élevée et la production par les énergies renouvelables est faible. Les organisations s'engagent à prendre les mesures nécessaires afin de pallier aux faiblesses du réseau d'ici l'été 2021. Elles étudient avec grand intérêt le rôle que les SSB pourraient jouer afin d'augmenter la fiabilité du réseau. Le CPUC a demandé à ce que la construction de ces centrales de stockage s'accélère. Elle cherche aussi des façons afin que les centrales nucléaires puissent produire au même rythme lorsque les températures sont très chaudes.

4.1 Analyse

Étant un événement peu courant, il est intéressant de regarder le comportement des SSB durant cette période de perturbation. Puisque la demande était très élevée et que certains générateurs ont fait défaut, il y a de fortes chances que l'utilisation des systèmes de batterie ait été ajustée afin d'aider le réseau à répondre à la demande. Puisque les coupures de courant ont eu lieu sur deux jours et durant quelques heures seulement, peu de données représentant la situation ont été enregistrées. De plus, cette période est de courte durée, ce qui rend l'utilisation du modèle non optimale. Cela fait en sorte qu'il n'a

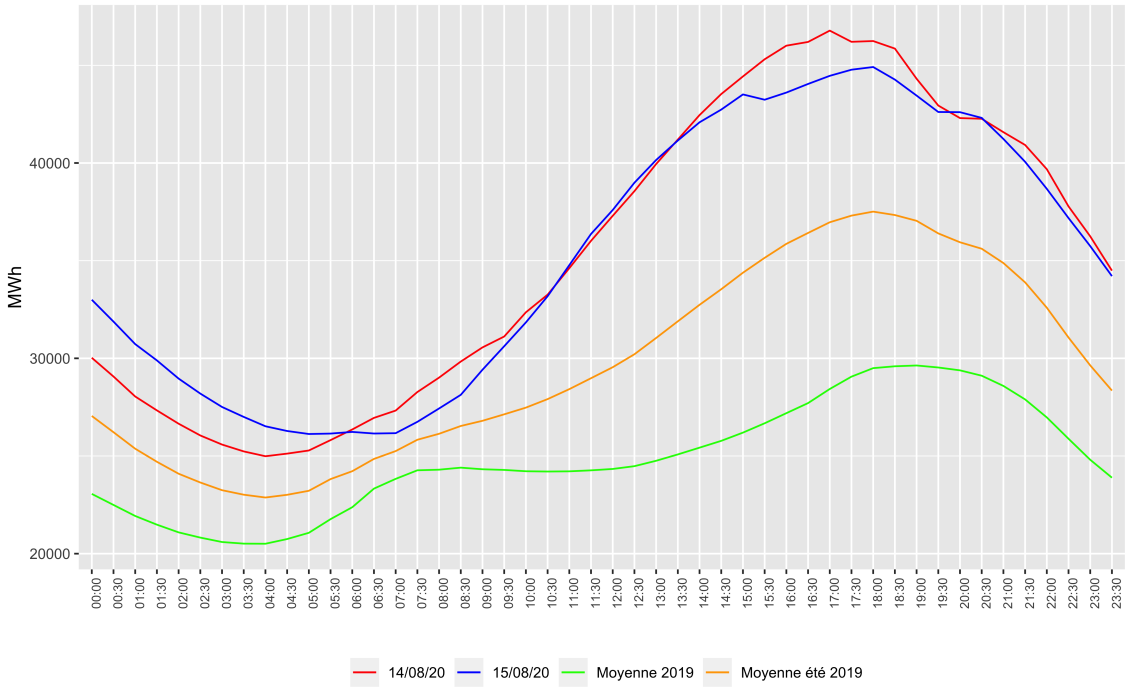
pas été possible d'effectuer une analyse économétrique. Cependant, une étude des profils journaliers de la demande et du cycle de charge et de décharge des SSB permettra tout de même d'évaluer l'impact de la demande sur le comportement de ces systèmes.

Comme mentionné précédemment, la demande énergétique durant les journées du 14 et 15 août 2020 était très élevée. On le constate facilement dans la figure 4.1. La demande maximale du 14 août est de 46 777 MWh et a été atteinte à 17h00. Le lendemain, elle était de 44 913 MWh et s'est produite à 18h00. À titre de comparaison, les demandes moyennes pour l'année 2019 et l'été 2019 ont également été ajoutées au graphique. Les valeurs maximales de ces moyennes sont de 29 633 MWh et 37 511 MWh respectivement. Lors de la période de pointe du 14 août, la demande énergétique était plus élevée de 9811 MWh par rapport à la demande moyenne de l'été 2019 et de 18 346 MWh comparativement à la demande moyenne de 2019. Tandis que pour la période de pointe du 15 août, c'est 15 415 MWh et 7 401 MWh qui séparent la demande énergétique maximale de la journée de la moyenne de l'année 2019 et celle de la période estivale. On remarque également une forme du profil journalier similaire à ceux présentés dans la figure 1.2. Ainsi, la demande énergétique a gardé les mêmes tendances sauf que les valeurs étaient plus élevées à l'été 2020. En effet, la demande est plus faible tôt le matin, augmente graduellement à partir de 9h30 pour atteindre son maximum vers 18h00 et, finalement, diminuer en soirée.

Les coupures d'électricité sont survenues à 18h30 le vendredi 14 août. À ce moment, le réseau de CAISO ne pouvait plus soutenir une telle demande. On voit dans le graphique que la demande a diminué rapidement à ce moment. Les interruptions du lendemain se sont produites à la même heure comme il est possible de le voir dans le graphique. Sachant que les coupures ont touché moins de ménages et ont duré moins longtemps le samedi, il est normal que la baisse soit moins prononcée que celle du vendredi. En se basant sur la forme des profils journaliers des moyennes de l'année 2019 et de l'été 2019, les demandes énergétiques du 14 et 15 août 2020 auraient plutôt diminué graduellement.

Sachant que la demande énergétique a gardé les mêmes tendances, mais avec un niveau plus élevé, il est pertinent que regarder les cycles de chargement et de déchargement des SSB durant la période de perturbation connue l'été dernier. La défaillance de quelques

FIGURE 4.1 – Comparaison de la demande journalière durant les coupures de courant et les demandes journalières moyennes de 2019 et de l'été 2019

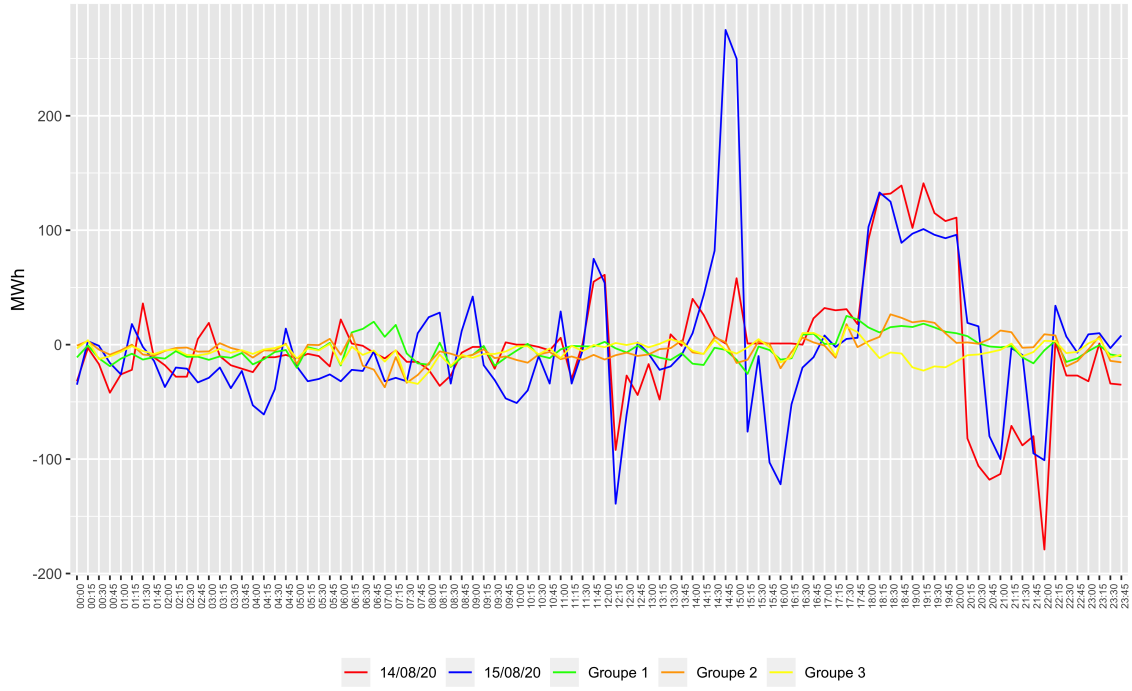


Notes : La demande énergétique pour les journées du 14 et 15 août 2020 ainsi que la moyenne de la demande pour l'année 2019 et celle de l'été 2019 sont présentées pour chaque demi-heure de la journée. Les heures de la journée sont sur l'axe des abscisses tandis que la demande énergétique mesurée en MWh est sur l'axe des ordonnées. Source des données : CAISO. Manipulation personnelle pour le calcul des moyennes.

centrales électriques est la principale cause des coupures de courant connues les 14 et 15 août 2020. Puisque le problème vient en fait d'une production électrique non suffisante, il est intéressant de regarder comment les autres générateurs d'électricité ont su combler le manque énergétique du réseau. La forte demande et le défaut de production de certaines plantes ont dû mettre une pression sur tous les autres sites de production. Puisque l'étude se concentre sur l'utilisation des SSB, l'analyse portera sur l'impact de cette demande record sur les cycles de charge et de décharge des systèmes de batterie. La figure 4.2 présente les profils journaliers pour les journées du 14 et 15 août 2020 ainsi que ceux des trois sous-groupes de la base de données principale présentés dans la section 1.1. À première vue, les systèmes de stockage ont injecté beaucoup plus d'électricité dans le réseau

que les groupes représentant les données de 2019. L'utilisation des systèmes de stockage par batterie aurait donc été différente durant les deux journées du mois d'août.

FIGURE 4.2 – Comparaison de l'utilisation journalière des SSB durant les coupures de courant et celle des sous-groupes



Notes : L'utilisation des systèmes des batteries durant les 14 et 15 août 2020 en MWh pour chaque 15 minutes de la journée. Les données sont comparées aux profils journaliers des trois sous-groupes présentés à la figure 1.1. Les heures de journée se retrouvent sur l'axe des abscisses et l'utilisation du stockage par batterie est mesurée en MWh. Source des données : CAISO.

Pour la journée du 14 août 2020, les plantes de stockage ont généré de l'électricité principalement en après-midi entre 13h45 et 15h15 et en soirée entre 16h15 et 20h00. La production maximale a été atteinte entre 19h15 et 19h20 avec un apport au réseau de 141 MWh. Durant la journée, un total de 1 810 MWh ont été utilisés afin de recharger les batteries des systèmes de stockage et 1 562 MWh ont été générés et envoyés dans le réseau électrique. Il y a eu une forte augmentation dans la production d'électricité de la part des systèmes de batterie entre 17h45 et 18h00, ce qui correspond au moment où la centrale au gaz naturel s'est déconnectée et qui a causé les coupures vers 18h30. La production

des systèmes de stockage a été élevée jusqu'à 20h00. Cela correspond à la période sur laquelle se sont étendues les interruptions de courant chez les usagers. Ensuite, les plantes de stockage sont tombées en mode recharge pour le reste de la journée. La période de recharge la plus intensive s'est produite à 22h00 avec un total de recharge de 179 MWh sur une période de cinq minutes. Pour ce qui est de la première moitié de journée, les systèmes de stockage se rechargeaient principalement.

Pour la journée du 15 août 2020, les systèmes de batteries ont principalement généré de l'électricité entre 14h00 et 15h00 et entre 17h00 et 20h30. La production maximale s'est produite à 14h45 et était de 275 MWh pour une période de cinq minutes. Les systèmes de stockage ont plus été utilisés, autant au niveau de la charge que de la décharge, le samedi que le vendredi. En effet, un total de 2 026 MWh a été généré et envoyé dans le réseau tandis que les SSB ont utilisé 2 107 MWh afin de se recharger. Comme c'était le cas la veille, l'utilisation des systèmes de batterie a bondi quelques minutes avant que les coupures de courant aient eu lieu soit autour de 18h00. En effet, la production des systèmes de stockage a augmenté de 130 MWh en l'espace de 30 minutes. La production est restée élevée jusqu'à 20h00. On voit toutefois que la production a légèrement diminué à 18h45. Sachant que les coupures de courant du dimanche ont duré entre 15 et 90 minutes, cette période correspond au moment où plusieurs usagers manquaient d'électricité. Pour la première moitié de la journée, les systèmes de stockage étaient en mode recharge.

On remarque pour les deux journées d'août 2020, les systèmes de stockage ont rapidement rechargé leurs batteries après les périodes de fortes utilisations. Donc, même si le prix de l'électricité devait être élevé, les producteurs ont jugé bon de tout de même recharger les SSB. Ils souhaitaient sûrement être prêts dans l'éventualité où d'autres générateurs feraient défaut. Ce comportement met toutefois une pression additionnelle sur la demande sachant que les batteries se rechargent avec l'électricité du réseau. On peut également conclure que l'utilisation des systèmes de batterie a été plus importante durant ces deux journées en comparaison aux données disponibles de 2019. En effet, les maximums de ces journées sont supérieurs ou inférieurs à ceux recensés dans la base de données de 2019. En effet, les maximums étaient de 141 MWh et 275 MWh cet été tandis qu'il était

de 126 MWh pour 2019. La recharge maximale pour un intervalle de cinq minutes était de 139 MWh et 179 MWh pour les 14 et 15 août respectivement tandis qu'elle était de 126 MWh en 2019. Les profils journaliers des journées du 14 et 15 août 2020 montrent que, suite à une période de production électrique, les systèmes tombent rapidement en mode recharge. Ce comportement concorde avec les observations de Giulietti et collab. (2018) qui soulignaient que les gestionnaires des systèmes de stockage avaient avantage, s'ils souhaitaient dégager un profit, d'avoir un cycle de charge et de décharge rapide. En se basant sur les résultats de Barbry et collab. (2019), ce type de comportement aurait par contre l'effet de réduire, à long terme, la différence entre les prix durant les périodes de forte et de faible demande. Cela causera une diminution des bénéfices possible avec la fonction d'arbitrage puisque celle-ci se base sur cette différence pour faire des gains.

L'État du Texas a connu une période de perturbation semblable en février 2021. Une vague de froid a traversé l'État paralysant ainsi une bonne partie des centrales électriques. Celles-ci fonctionnaient au ralenti tandis que la demande énergétique explosait en raison des températures froides et non habituelles. Le marché de l'électricité au Texas est un marché fermé c'est-à-dire qu'il produit sa propre électricité et en n'importe pas des autres États. La situation, quoique plus grave et causant plus de dommage, ressemble à celle connue durant les coupures de courant en Californie l'été dernier. En effet, la demande était très élevée tandis que les centrales avaient de la difficulté à maintenir leur production. Selon les observations faites dans le cas de la Californie, des systèmes de stockage par batterie à grande échelle auraient aidé le réseau texan à fournir une plus grande quantité d'électricité. Cela aurait pu atténuer les effets de la crise. Toutefois, le Texas n'est pas aussi avancé que la Californie en matière de stockage énergétique à grande échelle. Certains intervenants dans le marché entrevoient le stockage comme une option afin de stabiliser le réseau et d'avoir une porte de sortie si d'autres événements du même genre se reproduisent dans le futur (Colthorpe, 2021). En effet, sachant que les installations de stockage par batterie sont moins sensibles au climat que les autres types de générateurs, elles seraient une bonne option pour l'État afin de rendre le réseau un peu plus fiable.

Conclusion

Il y a un intérêt marqué pour le stockage énergétique sur le marché de l'électricité depuis quelques années déjà. Le développement des batteries pour les véhicules électriques a amené les connaissances nécessaires afin de mettre sur pied des systèmes de stockage par batterie à grande échelle. Ces systèmes sont de plus en plus présents sur les différents réseaux électriques en Amérique du Nord. Ces ajouts changent le profil de ce marché puisque la production énergétique n'a pas toujours à être égale à la demande. En effet, l'énergie stockée vient aider les centrales ou les générateurs à répondre aux besoins énergétiques. De plus, le stockage énergétique modifie la dynamique sur le marché, car il permet de reporter l'usage de l'électricité produite à plus tard ce qui permet de réduire la production de nouvelle énergie et de réduire les pertes. Le but de ce mémoire est d'analyser l'utilisation des systèmes de stockage par batterie à grande échelle en étudiant l'impact de la demande sur les cycles de chargement et de déchargement de ces derniers. Les systèmes de stockage peuvent remplir plusieurs fonctions sur le marché. Celles-ci sont abordées dans l'étude puisqu'elles ont un impact sur l'utilisation des systèmes de batterie dans le réseau. Cette analyse se base sur les données enregistrées sur le marché californien. Dans la dernière année, celui-ci a connu des périodes de perturbations autant du côté de la demande que de l'offre énergétique. Celles-ci rendent possibles deux études de cas qui permettent d'analyser les changements dans l'utilisation des systèmes de batterie à grande échelle suite à des variations de l'offre et de la demande.

La démarche théorique utilisée se base sur un modèle présenté par Davis et Hausman (2016). Des régressions ont été effectuées pour chaque type de demande publiée par

CAISO soit la demande réelle, la demande prévue pour la journée à venir et celle pour la prochaine heure ainsi que la demande nette. Pour chaque calcul, les résultats démontrent que, de manière générale, les SSB se déchargent de plus en plus lorsque le quantile, qui représente un niveau de la demande, est de plus en plus élevé. En effet, les SSB génèrent plus d'électricité lorsque la demande est élevée. Toutefois, on remarque que, dans les 10 premiers quantiles, l'énergie générée par le stockage par batterie n'est pas strictement croissante ce qui laisse entendre une utilisation différente que dans les quantiles plus élevés.

Il est possible de tirer quatre principales conclusions de ces résultats. Premièrement, les différentes fonctions que peuvent occuper les systèmes de stockage pour soutenir le marché sont associées à un certain niveau de demande. En effet, par la forme des résultats, on peut observer que la fonction d'arbitrage est principalement utilisée dans les quantiles les plus élevés puisque les systèmes de stockage vendent davantage leur énergie, ce qui leur permet de générer un gain. La production énergétique, lorsque la demande est forte, est souvent planifiée par le DAM. Les résultats positifs dans les quantiles plus bas supposent que les autres fonctions comme celle de réserve rapide et de stabilisateur de fréquence sont occupées lorsque la demande est plus faible. De plus, la différence entre les résultats des régressions utilisant les deux types de prévisions de la demande indique les systèmes de stockage seraient plus sollicités sur le RTM lorsque la demande est faible. Deuxièmement, avec les résultats produits dans l'étude de cas 1, il est possible d'avancer qu'une diminution de la demande générale d'électricité n'a pas d'impact sur le comportement des systèmes de stockage par batterie à grande échelle. En effet, les résultats obtenus lors du calcul de l'effet de transition montrent que l'énergie produite par les systèmes de batterie n'a presque pas changé pour chaque quantile lorsque la demande a diminué. Troisièment, la diminution de la production énergétique et l'augmentation de la demande présentées dans l'étude de cas 2 ont, pour leur part, eu un impact sur le comportement des systèmes de stockage. En effet, un maximum d'électricité injectée dans le réseau venant du stockage par batterie a été atteint durant la période étudiée. Ainsi, dans ce genre de situation, les systèmes de stockage sont une ressource essentielle. Avec ses

informations, la crise énergétique qu'a connu l'État du Texas en février 2020 aurait pu se dérouler d'une autre manière. En effet, une plus grande capacité de stockage aurait surement dimunué les effets de la vague de froid sur le marché énergétique. Finalement, on remarque que l'implantation des systèmes de stockage par batterie, dans notre cas, aide à augmenter la pénétration des énergies renouvelables sur le marché électrique. L'analyse de la demande nette permet d'en arriver à cette conclusion. En effet, on remarque que l'utilisation des SSB lors de la régression par rapport à la demande nette est plus petite que pour la demande réelle. Ce résultat vient appuyer les démarches gouvernementales californiennes qui souhaitent augmenter la capacité de stockage de l'État dans le but que leur production énergétique soit carboneutre d'ici 2045.

Bibliographie

AES. 2021, «Aes commissions alamitos energy storage facility in long beach, california», URL https://aescorp2020cr.q4web.com/press-releases/news-details/2021/AES-Commissions-Alamitos-Energy-Storage-Facility-in-Long-Beach-California/default.aspx, récupéré : 2021-02-01.

Balducci, P. J., M. J. E. Alam, T. D. Hardy et D. Wu. 2018, «Assigning value to energy storage systems at multiple points in an electrical grid», *Energy Environmental Science*, vol. 11, n^{o} 8, p. 1926–1944.

Barbry, A. 2017, *Évaluation des opportunités économiques pour une unité de stockage de grande taille sur le marché de l'électricité de New-York*, Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal.

Barbry, A., M. F. Anjos, E. Delage et K. R. Schell. 2019, «Robust self-scheduling of a price-maker energy storage facility in the new york electricity market», *Energy Economics*, vol. 78, p. 629–646.

CA.gov. 2020, «Executive order n-33-20», .

CAISO. 2019, «Energy storage : Perspectives from california and europe», URL https://www.caiso.com/Documents/EnergyStorage-PerspectivesFromCalifornia-Europe.pdf.

CAISO. 2020, «Covid-19 impacts to california iso load markets», URL http://www.caiso.com/documents/covid-19-impacts-isoloadforecast-presentation.pdf.

CAISO. 2021a, «Market processes and products», URL http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx, récupéré : 2021-03-12.

CAISO. 2021b, «Our business», URL http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Default.aspx, récupéré : 2021-03-03.

Carson, R. T. et K. Novan. 2013, «The private and social economics of bulk electricity storage», *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 66, n° 3, p. 404–423.

Cart, J. 2020, «Poor planning left california short of electricity in a heat wave», *CalMatters*. URL https://calmatters.org/environment/2020/08/california-2020-rolling-blackouts-explainer/.

CDPH. 2020a, «Order of the state public health officer - march 19, 2020», .

CDPH. 2020b, «Update on california pandemic roadmap», .

Cicala, S. 2020, «Powering work from home», Working Paper 27937, National Bureau of Economic Research.

Colthorpe, A. 2021, «Texas blackouts and the role energy storage can play in a more resilient future», *Energy Storage News*. URL https://www.energy-storage.news/blogs/texas-blackouts-role-of-energy-storage-in-a-more-resilient-future-is-clear.

CPUC. 2021, «Renewables portfolio standard program», URL https://www.cpuc.ca.gov/rps/, récupéré : 2021-03-28.

Davis, L. et C. Hausman. 2016, «Market impacts of a nuclear power plant closure», *American Economic Journal : Applied Economics*, vol. 8, n° 2, p. 92–122.

EIA. 2020a, «Battery storage in the united states : An update on market trends», URL https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf.

EIA. 2020b, «California electricity profile 2019», URL https://www.eia.gov/electricity/state/california/, récupéré : 2021-01-28.

Eyer, J. M. et G. P. Corey. 2010, «Energy storage for the electricity grid : benefits and market potential assessment guide : a study for the doe energy storage systems program.», *Sandia National Laboratories*. URL https://www.osti.gov/biblio/1031895.

Giulietti, M., L. Grossi, E. Trujillo Baute et M. Waterson. 2018, «Analyzing the potential economic value of energy storage», *The Energy Journal*, vol. 39, n° 01.

Jha, A. et G. Leslie. 2020, «Dynamic costs and market power : Rooftop solar penetration in western australia», *SSRN*. URL https://ssrn.com/abstract=3603627.

NOAA. 2021, «Summer 2020 ranked as one of the hottest on record for u.s.», URL https://www.cpuc.ca.gov/rps/, récupéré : 2021-03-30.

Penn, I. 2020, «Poor planning left california short of electricity in a heat wave», *New York Times*. URL https://www.nytimes.com/2020/08/20/business/energy-environment/california-blackout-electric-grid.htmls.

Roth, S. 2020, «What caused california's rolling blackouts ? climate change and poor planning», *Los Angeles Times*. URL https://www.latimes.com/environment/story/2020-10-06/california-rolling-blackouts-climate-change-poor-planning.

Sioshansi, R., P. Denholm, T. Jenkin et J. Weiss. 2009, «Estimating the value of electricity storage in pjm : Arbitrage and some welfare effects», *Energy Economics*, vol. 31, n° 2, p. 269–277.

St. John, J. 2020, «Behind california's rolling blackouts : Planning and market failures», *Greentech Media*. URL https://www.greentechmedia.com/articles/read/report-cites-planning-market-failures-at-root-of-californias-rolling-blackouts.

Wade, W., M. Chediak et B. Eckhouse. 2020, «There's a lesson for the energy transition in california», *Bloomberg Green*. URL https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-08-17/california-blackouts-highlight-challenges-of-going-carbon-free.

Zerrahn, A., W.-P. Schill et C. Kemfert. 2018, «On the economics of electrical storage for variable renewable energy sources», *European Economic Review*, vol. 108, p. 259–279.

Annexe A – Résultats

TABLE 1 – Résultats des régressions principales

	Type de demande			
	Réelle	DAF	HAF	Nette
quantile1	8.352***	6.050***	8.835***	3.229***
	(0.994)	(0.988)	(0.994)	(1.030)
quantile2	5.840***	4.916***	6.670***	2.702***
	(0.963)	(0.955)	(0.964)	(0.998)
quantile3	5.351***	5.374***	5.853***	1.842*
	(0.940)	(0.927)	(0.939)	(0.985)
quantile4	6.367***	5.767***	6.111***	1.785*
	(0.905)	(0.891)	(0.906)	(0.970)
quantile5	6.915***	6.443***	7.482***	2.825***
	(0.883)	(0.887)	(0.883)	(0.939)
quantile6	7.277***	7.811***	7.828***	4.331***
	(0.898)	(0.905)	(0.896)	(0.941)
quantile7	6.142***	6.246***	6.250***	3.974***
	(0.913)	(0.912)	(0.914)	(0.930)
quantile8	6.138***	5.003***	5.924***	4.657***
	(0.915)	(0.922)	(0.918)	(0.926)
quantile9	5.277***	6.152***	5.011***	5.431***
	(0.922)	(0.921)	(0.919)	(0.922)

TABLE 1 – suite

	Type de demande			
	Réelle	DAF	HAF	Nette
quantile10	5.158***	6.116***	5.862***	5.247***
	(0.921)	(0.928)	(0.921)	(0.909)
quantile11	7.038***	7.267***	6.646***	3.959***
	(0.921)	(0.925)	(0.924)	(0.902)
quantile12	6.625***	6.864***	6.120***	4.206***
	(0.925)	(0.926)	(0.926)	(0.886)
quantile13	6.809***	7.447***	6.356***	5.997***
	(0.926)	(0.935)	(0.928)	(0.895)
quantile14	6.784***	9.251***	5.862***	5.289***
	(0.936)	(0.937)	(0.934)	(0.905)
quantile15	7.902***	9.039***	6.950***	5.731***
	(0.941)	(0.946)	(0.943)	(0.915)
quantile16	9.374***	10.038***	9.021***	7.235***
	(0.945)	(0.963)	(0.946)	(0.919)
quantile17	10.733***	12.133***	9.502***	6.570***
	(0.961)	(0.984)	(0.964)	(0.917)
quantile18	10.718***	12.965***	9.640***	9.471***
	(0.987)	(1.003)	(0.988)	(0.925)
quantile19	12.754***	14.357***	11.749***	11.900***
	(1.030)	(1.050)	(1.032)	(0.936)
quantile20	12.313***	13.612***	10.815***	6.351***
	(1.071)	(1.095)	(1.074)	(0.982)
Contrôles :				
Mois	Oui	Oui	Oui	Oui

TABLE 1 – suite

	Type de demande			
	Réelle	DAF	HAF	Nette
Demi-heure de la journée	Oui	Oui	Oui	Oui
Jour de la semaine	Oui	Oui	Oui	Oui
Observations	102,490	102,490	102,490	102,490
R^2	0.052	0.053	0.052	0.053
Adjusted R^2	0.051	0.052	0.051	0.052
Residual Std. Error (df = 102406)	31.595	31.589	31.600	31.588
F Statistic (df = 84 ; 102406)	67.246***	67.687***	66.837***	67.806***
Note :	Écart-type entre parenthèses			
	*p<0.1 ; **p<0.05 ; ***p<0.01			
	Les résultats complets sont disponible sur demande.			

TABLE 2 – Résultats de la régression principale (2)

	Modèle modifié
quantile1	9.160***
	(2.111)
quantile2	6.325***
	(2.091)
quantile3	5.919***
	(2.081)
quantile4	6.783***
	(2.060)
quantile5	7.127***
	(2.041)
quantile6	7.209***
	(2.051)
quantile7	6.246***
	(2.058)
quantile8	5.898***
	(2.056)
quantile9	4.961**
	(2.060)
quantile10	4.678**
	(2.062)
quantile11	6.319***
	(2.064)
quantile12	6.247***
	(2.066)
quantile13	6.536***
	(2.066)

TABLE 2 – suite

	Modèle modifié
quantile14	6.300***
	(2.074)
quantile15	7.260***
	(2.074)
quantile16	8.695***
	(2.080)
quantile17	9.775***
	(2.083)
quantile18	10.057***
	(2.103)
quantile19	11.924***
	(2.123)
quantile20	11.542***
	(2.147)
Contrôles :	
Mois	Oui
Demi-heure de la journée	Oui
Jour de la semaine	Oui
Demi-heure de la journée X Jour de la semaine	Oui
Mois X Jour de la semaine	Oui
Observations	102,490
R^2	0.063
Adjusted R^2	0.059
Residual Std. Error	31.462 (df = 102058)
F Statistic	15.999*** (df = 432 ; 102058)

TABLE 2 – suite

	Modèle modifié
Note : Écart-type entre parenthèses	
$^{*}p<0.1$; $^{**}p<0.05$; $^{***}p<0.01$	
Les résultats complets sont disponible sur demande.	

TABLE 3 – Résultats de la régression secondaire

	Demande durant le confinement
quantile1	−0.510
	(1.844)
quantile2	1.625
	(1.824)
quantile3	2.595
	(1.797)
quantile4	0.043
	(1.833)
quantile5	1.090
	(1.896)
quantile6	2.027
	(1.881)
quantile7	−0.452
	(1.939)
quantile8	−0.788
	(2.013)
quantile9	−0.745
	(2.176)
quantile10	4.648**
	(2.246)
quantile11	5.335**
	(2.302)
quantile12	3.391
	(2.312)
quantile13	−0.388
	(2.474)

TABLE 3 – suite

	Demande durant le confinement
quantile14	0.996
	(2.689)
quantile15	−0.094
	(2.569)
quantile16	6.165**
	(2.545)
quantile17	−2.359
	(2.482)
quantile18	2.870
	(2.402)
quantile19	13.190***
	(3.508)
Contrôles :	
Mois	Oui
Demi-heure de la journée	Oui
Jour de la semaine	Oui
Observations	14,112
R^2	0.055
Adjusted R^2	0.050
Residual Std. Error	25.730 (df = 14038)
F Statistic	11.132*** (df = 74 ; 14038)

Note : Écart-type entre parenthèses

*p<0.1 ; **p<0.05 ; ***p<0.01

Les résultats complets sont disponible sur demande.

TABLE 4 – Résultats pour l'effet de transition

	Effet de transition
quantile1	−2.707
quantile2	−0.399
quantile3	−0.238
quantile4	−0.544
quantile5	−0.389
quantile6	−0.351
quantile7	−0.379
quantile8	−0.289
quantile9	−0.173
quantile10	−0.014
quantile11	−0.039
quantile12	−0.075
quantile13	−0.116
quantile14	−0.064
quantile15	−0.105
quantile16	−0.045
quantile17	−0.205
quantile18	−0.140
quantile19	0.002

Note : Les résultats pour les quantiles 10,11,16 et 19 sont significatifs