



CIRANO

Allier savoir et décision

Structures tarifaires et spirale de la mort : Technologies décentralisées et stabilité des revenus dans la distribution d'électricité résidentielle

TIMOTHÉ BEAUFILS

PIERRE-OLIVIER PINEAU

2018S-28
CAHIER SCIENTIFIQUE

CS

2018s-28

**structures tarifaires et spirale de la mort :
Technologies décentralisées et stabilité des revenus dans
la distribution d'électricité résidentielle**

Timothé Beaufils, Pierre-Olivier Pineau

Série Scientifique
Scientific Series

Montréal
Août/August 2018

© 2018 Timothé Beaufils, Pierre-Olivier Pineau. Tous droits réservés. *All rights reserved.* Reproduction partielle permise avec citation du document source, incluant la notice ©. *Short sections may be quoted without explicit permission, if full credit, including © notice, is given to the source.*



Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations

CIRANO

Le CIRANO est un organisme sans but lucratif constitué en vertu de la Loi des compagnies du Québec. Le financement de son infrastructure et de ses activités de recherche provient des cotisations de ses organisations-membres, d'une subvention d'infrastructure du gouvernement du Québec, de même que des subventions et mandats obtenus par ses équipes de recherche.

CIRANO is a private non-profit organization incorporated under the Quebec Companies Act. Its infrastructure and research activities are funded through fees paid by member organizations, an infrastructure grant from the government of Quebec, and grants and research mandates obtained by its research teams.

Les partenaires du CIRANO

Partenaires corporatifs

Autorité des marchés financiers
Banque de développement du Canada
Banque du Canada
Banque Laurentienne du Canada
Banque Nationale du Canada
Bell Canada
BMO Groupe financier
Caisse de dépôt et placement du Québec
Énergir
Hydro-Québec
Innovation, Sciences et Développement économique Canada
Intact Corporation Financière
Investissements PSP
Ministère de l'Économie, de la Science et de l'Innovation
Ministère des Finances du Québec
Mouvement Desjardins
Power Corporation du Canada
Rio Tinto
Ville de Montréal

Partenaires universitaires

École de technologie supérieure
HEC Montréal
Institut national de la recherche scientifique
Polytechnique Montréal
Université Concordia
Université de Montréal
Université de Sherbrooke
Université du Québec
Université du Québec à Montréal
Université Laval
Université McGill

Le CIRANO collabore avec de nombreux centres et chaires de recherche universitaires dont on peut consulter la liste sur son site web.

Les cahiers de la série scientifique (CS) visent à rendre accessibles des résultats de recherche effectuée au CIRANO afin de susciter échanges et commentaires. Ces cahiers sont écrits dans le style des publications scientifiques. Les idées et les opinions émises sont sous l'unique responsabilité des auteurs et ne représentent pas nécessairement les positions du CIRANO ou de ses partenaires.

This paper presents research carried out at CIRANO and aims at encouraging discussion and comment. The observations and viewpoints expressed are the sole responsibility of the authors. They do not necessarily represent positions of CIRANO or its partners.

ISSN 2292-0838 (en ligne)

Structures tarifaires et spirale de la mort : Technologies décentralisées et stabilité des revenus dans la distribution d'électricité résidentielle *

Timothé Beaufilets †, Pierre-Olivier Pineau

Résumé

Le récent développement des technologies décentralisées (DER) remet en question la pertinence des structures tarifaires des opérateurs de distribution. Cette étude présente un modèle simple permettant, à l'échelle d'un consommateur, de qualifier la pertinence de différentes structures tarifaires relativement à l'installation d'un équipement photovoltaïque (PV) ou à l'adoption de pratiques de recharge de véhicule électrique (EV). Les résultats obtenus sur un profil de consommation résidentiel typique indiquent que ces deux technologies ont le potentiel de profondément changer les caractéristiques de consommation, en induisant la décorrélation entre volume d'énergie consommé et amplitude des pics de consommation. De plus, la recharge EV domestique est caractérisée par un appel en puissance très important. Même reportées dans des heures de faible consommation, les recharges EV sont ainsi susceptibles de créer des pics de consommation massifs. Ces modifications des profils de charge se retrouvent de façon inégale dans l'évolution du revenu des opérateurs de distribution, en fonction du type de structure tarifaire retenu. Si l'introduction d'une composante horaire peut permettre aux opérateurs de distribution de limiter le phénomène de spirale de la mort causé par l'autoproduction PV, ce type de tarification peut au contraire avoir un effet contre-productif lorsque conjuguée à des usages faciles à reporter comme la recharge EV. En considérant que les coûts de distribution reposent principalement sur l'amplitude des pics de puissance, la prise en compte de la puissance maximale appelée semble être nécessaire à la construction de structures tarifaires de distribution justes et performantes.

Abstract

Due to the growing importance of Decentralized Energy Resources, regular rate design used by Distribution System Operators (DSOs) are becoming outdated. Scaled to a residential consumer, this study introduces a simple model to qualify the relevance of different rate structures to face the adoption of photovoltaic rooftop technologies (PV) and the daily charge of an electric vehicle (EV). Simulations show that both technologies are to have a major impact on household's typical load profile, increasing the decorrelation between volumetric energy consumption and peak demand. In addition, EV's recharge is powerful enough to create huge power peak, even when it occurs in a usually low consumption period. In terms of DSOs'

* Ce rapport a été produit sous la supervision de Pierre-Olivier Pineau, Fellow CIRANO, professeur titulaire, Département de sciences de la décision, et titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. Ce rapport a aussi été publié dans la série rapports d'étude et les cahiers de recherche de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal, energie.hec.ca.

† Étudiant à CentraleSupélec. Stage de projet de recherche – HEC Montréal / CIRANO.

revenue, the impact of those new types of consumption highly depends on tariff's structure. The introduction of temporally variable rates (ToU) may inhibit the death spiral phenomenon caused by PV's penetration, but may be counterproductive when applied to easily postponed uses, such as EV reload. Considering that distribution costs mostly rely on peak power demand, it seems that the introduction of capacity related charges in future distribution rates is the only way to ensure a fair and efficient recovery of DSOs required revenue.



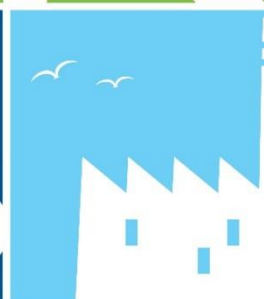
Rapport d'étude

N° 03 | 2018

**Structures tarifaires et spirale
de la mort : Technologies
décentralisées et stabilité des
revenus dans la distribution
d'électricité résidentielle**

Timothé **BEAUFILS**

Pierre-Olivier **PINEAU**



Avant-propos

Ce rapport a été produit dans le cadre d'un projet de recherche au CIRANO sous la direction de Pierre-Olivier Pineau, titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal. Il est associé à un autre rapport du même auteur, aussi publié par la Chaire sous l'intitulé « Structures tarifaires et spirale de la mort - Etat des lieux des pratiques de tarification dans la distribution d'électricité résidentielle » en juillet 2018. Le travail lié à la conception de ces deux rapports fait l'objet d'une soumission à la publication dans la revue *Utilities Policy*.

Introduction¹

Si les définitions des frontières techniques du secteur de la distribution d'électricité présentent une grande hétérogénéité (AF-Mercados, REF-E, Indra, 2015), on peut tout de même proposer la définition suivante : *la distribution est l'étape de la fourniture d'électricité à un réseau d'utilisateurs en basse tension*. La distribution d'électricité est caractérisée par la prépondérance des coûts fixes (liés à l'infrastructure de réseau), sur les coûts variables (liés aux pertes en ligne, aux frais de maintenance et d'administration). Ces coûts fixes dépendent du dimensionnement du réseau, lequel doit être suffisant pour soutenir les pics de consommation ponctuels.

La question du recouvrement de ces coûts fait l'objet d'un débat académique de longue date (Hopkinson, 1892) (Boïteux & Stasi, 1952) (Bonbright, Danielsen, & Kamerschen, 1988). Aujourd'hui, la majorité des distributeurs d'électricité nord-américains sont rémunérés en fonction de la quantité d'énergie livrée aux consommateurs (Pineau & Langlois-Bertrand, 2016). Cependant, un ensemble de phénomènes désigné sous le terme générique de « spirale de la mort » amène de nombreux opérateurs de distribution à repenser leur politique tarifaire : en effet, l'émergence de nouvelles technologies limitant la consommation énergétique et les achats d'énergie sur le réseau, tout en ayant le potentiel de conserver les pics de puissance, entraîne un risque de diminution significative du revenu des distributeurs. Pour autant, les coûts supportés par le réseau ne diminuent pas, entraînant une augmentation générale des tarifs, lorsque ceux-ci sont essentiellement basés sur le volume des ventes. Cette augmentation des tarifs encourage davantage les utilisateurs à adopter ces nouvelles technologies – par exemple l'autoproduction photovoltaïque -, renforçant le phénomène d'érosion des revenus.

Le choix de la structure tarifaire joue un rôle central dans le mécanisme de spirale de la mort, influençant autant le revenu des distributeurs que le développement des technologies décentralisées. De nombreux modèles explorent en détail l'amplitude et les perspectives d'évolution de ces relations (Castaneda, Jimenez, Zapata, Franco, & Dyer, 2017; Castaneda, Franco, & Dyer, Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry, 2017; Hutchinson, Gibson, & Phaweni, 2016). Cependant, si un consensus existe sur la vulnérabilité des structures tarifaires volumétriques traditionnelles aux phénomènes d'érosion des revenus, la question des modes de tarification alternatifs à mettre en place est encore largement ouverte. En particulier, les acteurs impliqués dans les politiques tarifaires semblent balancer entre tarification dynamique et tarification en puissance (Beaufils, 2018).

Les premières études visant à comparer le comportement des différents modes de tarification de l'électricité résidentielle apportent pourtant des résultats intéressants. Si aucune structure tarifaire n'apparaît comme idéale (Brown, Faruqui, & Grausz, 2015; Schittekatte, Momber, & Meeus, 2018), la priorisation de l'une ou l'autre des attributs souhaitables favorise certaines structures tarifaires plutôt que d'autre. Ainsi, si les modes de tarification en puissance sont plus réfectifs¹ des coûts de réseau, les revenus associés peuvent être plus volatils qu'avec une tarification volumétrique (Nijhuis, Gibescu, & Cobben, 2017). Enfin, très peu d'études

¹ Cette introduction reprend quelques points saillants du rapport dédié au contexte général de la distribution d'électricité et au phénomène de spirale de la mort (Beaufils, 2018).

étudient au niveau local l'impact des structures tarifaires sur les profils de charge. A ce niveau, il apparaît pourtant que les structures volumétriques dynamiques sont susceptibles d'être un facteur de déstabilisation du réseau (Fridgen, Kahlen, Ketter, Rieger, & Thimmel, 2018), et pourraient limiter le potentiel de réduction des pics de consommation lié à l'utilisation de batteries à domicile (Pimm, Cockerill, & Taylor, 2018; Yan, Gu, Li, & Xiang, 2018).

Ce rapport cherche à approfondir l'étude de l'impact des technologies décentralisées sur les profils de charge des consommateurs résidentiels, et sur les revenus perçus par le distributeur, selon la structure tarifaire appliquée. L'objectif est de mettre en évidence la possibilité d'apparition de phénomènes comparables à une spirale de la mort sous certaines conditions de structures tarifaires et de scénarii technologiques. Pour ce faire, trois sections composent cette étude. La première présente la méthode retenue, et explore qualitativement le comportement de divers modes de tarification. La seconde section développe différents scénarii d'évolution du profil de charge d'un consommateur résidentiel. Ces scénarii d'évolution se concentrent sur le revenu collecté auprès d'un utilisateur moyen, en fonction de l'adoption ou non des technologies suivantes : production photovoltaïque (PV) et/ou recharge d'un véhicule électrique (VE). Enfin, la dernière section simule le revenu du distributeur, lié à un utilisateur, pour chaque scénario d'évolution de la demande et pour chaque mode de tarification. Cette simulation permet d'émettre un certain nombre d'observations sur le comportement des différentes composantes des structures tarifaires, et de conclure sur certains de leurs avantages respectifs.

Table des matières

Résumé	i
Abstract	i
Avant-propos	ii
Introduction.....	iii
Principe de la modélisation	1
Généralités	1
Estimation des coûts	1
Profil de charge	2
Sélection des structures tarifaires.....	5
Données d'évolution de la demande	6
Caractéristiques initiales	6
Scenarii d'évolution de la demande	9
Panneaux photovoltaïque (PV).....	9
Véhicule électrique (EV)	11
EV + PV.....	14
Synthèse	15
Résultats	16
PV.....	16
EV.....	17
EV + PV.....	19
Synthèse	21
Discussion	22
Heures de pointe et heures creuses.....	22
Différence entre prix de pointe et prix creux.....	23
Type de recharge électrique.....	24
Autres paramètres d'évolution de la demande	26
Conclusion et enseignements	27
Références.....	29
Annexes	33
Description détaillée des structures tarifaires retenues.....	33
Exemple de structures tarifaires en application.....	33

Principe de la modélisation

Généralités

L'étude se concentre sur le profil de charge moyen d'un consommateur résidentiel type nord-américain. Le principe de la simulation est de comparer pour cet utilisateur l'impact attendu de l'adoption des technologies EV ou PV sur le profil de charge, au montant payé annuellement au distributeur pour cette même consommation. En dehors de l'adoption d'une ou l'autre technologie spécifique, on suppose que les usages des consommateurs n'évoluent pas, quelle que soit la structure tarifaire retenue. Cette hypothèse assez forte se justifie par le fait que l'ordre de grandeur des réductions de pics de consommation permise par la réponse aux signaux de prix est négligeable par rapport aux ordres de grandeur mis en jeu pour les technologies susnommées (Faruqui & Sergici, 2010).

L'impact de deux technologies sera étudié : l'autoproduction photovoltaïque (PV) et la recharge à domicile d'un véhicule électrique (EV), avec ou sans optimisation de la période de charge. Leur sélection est justifiée par deux caractéristiques communes :

- Ce sont des technologies existantes, dont la pénétration est pour l'instant réduite mais promises à une croissance importante à faible échéance, notamment en raison de la décroissance de leur coût.
- Elles ont un impact important et irrégulier sur la consommation électrique. Par la nature de leur utilisation, ces technologies ont le potentiel de modifier de manière importante le profil de consommation journalier des ménages.

Le revenu du distributeur d'électricité, lié à la consommation d'un ménage, est calculé pour une année de 365 jours. La consommation annuelle est modélisée par 3 paramètres quantitatifs :

- La consommation annuelle, E , mesurée en kWh
- La puissance maximale, P , mesurée en kW
- Le rapport G entre la consommation énergétique en heures de pointe et la consommation totale, exprimé en pourcentages.

La période de pointe est comprise entre 17 h et 22 h.

Estimation des coûts

La question du coût réel de la distribution d'électricité associé à un profil de charge est très complexe. On peut cependant schématiquement diviser les coûts en plusieurs catégories (Nieto, 2016):

- Coût de l'énergie (non considéré dans l'étude), associé à la production d'électricité, dépendant de la quantité d'énergie consommée et de l'heure de consommation. On peut inclure dans cette catégorie les pertes en ligne.
- Capacité de production (non considérée dans l'étude), lié à la nécessité de disposer de suffisamment de centrales pour pouvoir répondre aux pics de consommation à l'échelle du réseau.

- Transmission, liée aux infrastructures de transport, dimensionnés sur les pics de consommation régionaux, avec un ajout pour assurer une marge de fiabilité.
- Réseau de distribution primaire, constituant la colonne vertébrale du réseau de distribution, dont le dimensionnement dépend du pic de consommation agrégé et de la marge de fiabilité.
- Equipements de distribution locale, associés à un très petit nombre de consommateurs individuels, dont le dimensionnement dépend de la taille de la connexion ou de la puissance souscrite.
- Coûts administratifs des clients, regroupant l'ensemble des coûts non liés à la consommation électrique (administratifs, commercialisation, gestion du compteur...) Ces coûts sont fixes, et peuvent être recouverts par une composante mensuelle fixe.

Dans ce qui précède, seuls les coûts énergétiques dépendent directement de la quantité d'énergie consommée. Pour les coûts liés à la puissance maximale, différentes échelles sont pertinentes pour la prise en compte du pic de consommation : d'individuel pour les équipements locaux, au réseau pour les capacités de production. En fonction du profil de consommation de chaque usager, celui-ci est susceptible de contribuer ou non aux pics de demande agrégés, rendant la notion de coïncidence du pic de consommation tout à fait central (Passey, Haghdad, Bruce, & MacGill, 2017). Cela complique considérablement la « traçabilité » du coût d'un usage.

Cette étude ne vise pas à étudier précisément l'influence de l'adoption de nouvelles technologies sur l'ensemble des coûts. Au contraire, nous nous intéressons ici à un profil de charge individuel. A cette échelle, il est vrai que la quantité d'énergie consommée n'a pas d'influence sur les coûts de distribution, alors que la puissance maximale appelée a au moins un impact sur les coûts de distribution locaux. Ainsi, bien que la relation entre puissance maximale et coûts de distribution soit complexes dans les faits, en première approximation, une augmentation de la demande maximale tend vers une augmentation des coûts pour le distributeur. De plus, on fait ici l'hypothèse que les coûts induits par la consommation initiale sont majoritairement irrécupérables (*sunk cost*) ; c'est-à-dire que les coûts déjà engagés pour fournir le service sont fixés et ne diminuent pas (Pérez-Arriaga & Bharatkumar, 2014). En conséquence, dans notre modèle, les coûts de distribution ne peuvent qu'augmenter lorsque la puissance maximale augmente, ou rester stable.

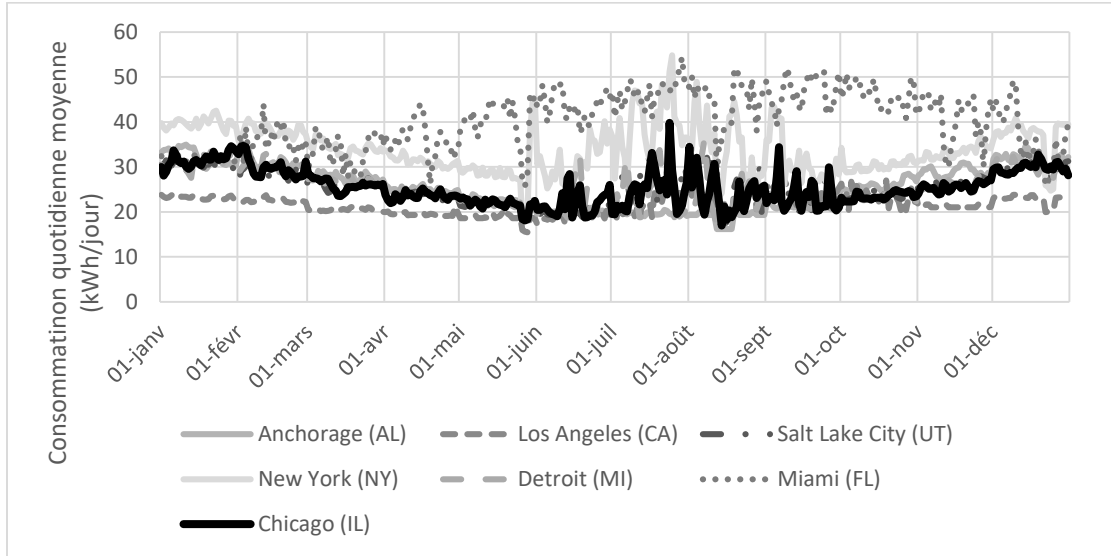
Profil de charge

Afin de modéliser la demande d'un consommateur, des données de consommation résidentielles horaires moyennes ont été utilisées. Elles sont issues d'un jeu de données édité par l'EERE (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy), un organisme américain dépendant du Département fédéral de l'énergie (EERE, 2018). Les profils de charge sont issus de simulation prenant en compte les paramètres suivants :

- Les conditions climatiques, définies au niveau local d'après les données de la NSRDB (National Solar Radiation Data Base), collectées entre 1961 et 2005 (NREL, 2005).
- Les caractéristiques définissant localement les caractéristiques d'un foyer moyen, tant en termes de bâti que d'équipement, provenant des résultats de l'enquête RECS (*Residential Energy Consumption Survey*) de 2005 (EIA, 2005).

Après comparaison des profils de charge de différentes villes de la banque de données, la ville de Chicago, dans l'Illinois, a été retenue comme cas d'étude. Présentant des hivers froids et des étés chauds, cette mégapole présente en effet un profil de consommation tout à fait typique, possédant des caractéristiques communes avec des villes au climat plus chaud comme avec des villes au climat plus rigoureux. Le profil de charge annuel de Chicago présente ainsi des pointes de consommation lors des mois d'hiver comme lors des mois d'été.

Figure 1 – Consommation quotidienne moyenne au long d'une année type pour un consommateur résidentiel moyen dans 7 villes américaines
Source : (EERE, 2018)



En dehors des variations saisonnières, l'ensemble des villes américaines examinées présentent de toute façon des profils de charge quotidiens moyens tout à fait comparables.

Figure 2 - Profil de charge quotidien moyen pour un consommateur résidentiel dans 7 villes américaines
Source : (EERE, 2018), conception par l'auteur

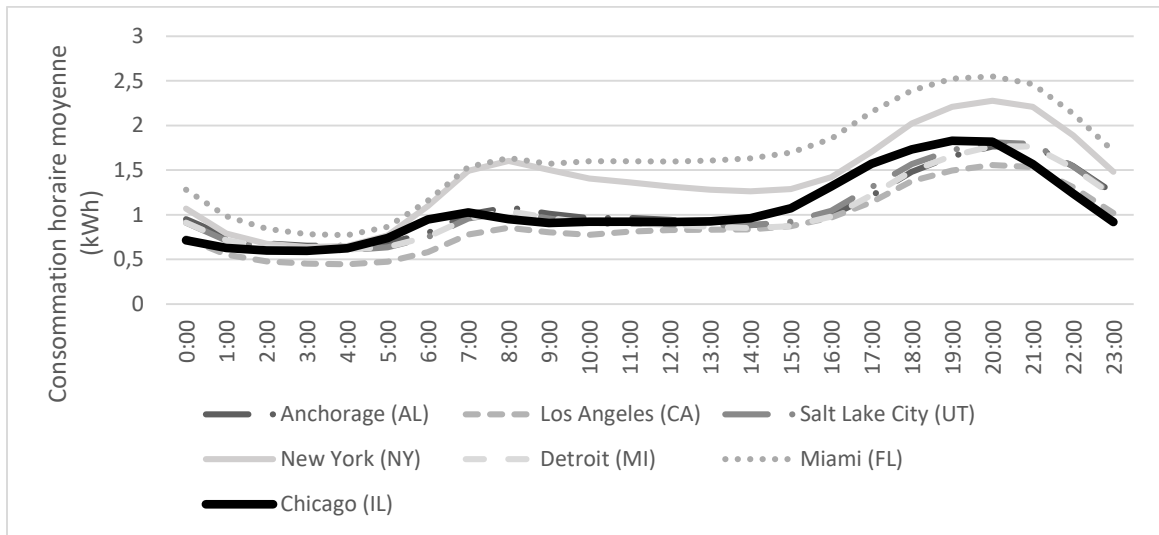


Tableau 1 - Comparaison du pic de consommation maximal dans 7 villes américaines, en moyenne sur les 10 plus gros pics de consommation observés
Source : (EERE, 2018)

Ville	Pic de consommation annuel (kW)
Anchorage (AL)	2,35 kW
Los Angeles (CA)	1,88 kW
Salt Lake City (UT)	1,97 kW
New York (NY)	2,22 kW
Detroit (MI)	1,72 kW
Miami (FL)	1,77 kW
Chicago (IL)	2,4 kW

La méthode suivante est utilisée pour simuler l'impact des différents scénarii technologiques sur le profil de consommation moyen. Pour les facteurs E et g, un profil journalier moyen est calculé en moyennant pour chaque heure de la journée la consommation de chaque jour de l'année. Les profils de consommation EV et la production PV quotidiennes moyennes sont ensuite superposés à ce profil de consommation, et les résultats extrapolés sur l'année. Concernant le facteur P, sa nature ponctuelle empêche de le simuler à partir d'une journée moyenne. L'appel en puissance maximal est donc obtenu en superposant les données de consommation et de production EV et PV à un profil de charge « de pointe », correspondant au profil de charge moyen des 10 journées donnant lieu au plus haut pic de consommation annuellement.

Une fois les facteurs P, E et g obtenus pour chaque scénario, le revenu associé à un consommateur moyen est calculé d'après la formule suivante :

$$R = f + d.P + E.(G.(p_{Hp} - p_{Hc}) + p_{Hp})$$

Les notations étant définies dans le tableau suivant.

Tableau 2 - Paramètres du modèle

Notation	Description	Unité
R	Revenu	Unité monétaire/an
P	Puissance maximale annuelle	kW
E	Consommation d'énergie annuelle	kWh/an
G	Part d'énergie consommée en heure de pointe	
f	Prix de la composante fixe	Unité monétaire/an
d	Prix lié à la demande maximale	Unité monétaire/kW/an
p_{hp}	Prix volumétrique en heure de pointe	Unité monétaire/kWh
p_{hc}	Prix volumétrique en heure creuse	Unité monétaire/kWh

Notre modèle ne fait pas de distinction entre la demande souscrite et la demande mesurée. Dans les faits, la plupart des pays où les tarifs incluent une composante en demande, celle-ci est souscrite. Un disjoncteur est alors installé chez l'utilisateur, de sorte que lorsque la puissance appelée dépasse le seuil souscrit, le courant est automatiquement coupé. Ce mode de tarification est très répandu en Europe (Beaufils, 2018). Cela implique que le niveau de

puissance payé par le consommateur n'est pas nécessairement atteint. Le revenu moyen est ainsi supérieur au cas où c'est la demande mesurée qui est facturée.

Sélection des structures tarifaires

Pour un résumé des principes de tarification de l'électricité, une description des modes de tarification possibles et un exposé de leurs caractéristiques principales, il est conseillé de se référer à la revue tarifaire associée à ce rapport (Beaufils, 2018). Dans cette étude, nous nous limitons à l'examen des structures tarifaires simples, susceptibles d'être appliquées par défaut à l'ensemble de la clientèle résidentielle d'un distributeur. Les modes de tarification les plus complexes, comme le *Real Time Pricing* (RTP) ou le *Critical Peak Pricing* (CPP) ne sont pas considérées. Deux composantes caractérisent les structures tarifaires étudiées :

- Volumétrique (statique ou dynamique) : dépendant de la consommation annuelle d'énergie (en kWh). Lorsque le tarif est statique, le prix de l'électricité est constant quelle que soit l'heure. Dans l'option dynamique, un tarif bihoraire est appliqué : entre 17h et 22h (heures de pointe), le prix de l'électricité est doublé par rapport au reste de la journée. Dans ce cas, le prix de l'électricité est d'autant réduit en heure creuse, de sorte que la facture d'un consommateur moyen reste constante.
- En puissance : en fonction de la demande maximale annuelle en puissance (en kW). Afin de limiter l'influence de phénomènes climatiques extrêmes sur les données, la puissance maximale retenue est en fait la valeur en moyennant la valeur des 10 pics de consommation les plus importants de l'année.

L'influence des charges fixes sur la stabilité des revenus n'a pas été pris en compte dans la simulation, car elles ont un comportement très simple. En effet, les charges fixes ne dépendent pas de la consommation. Appliquées seules, elles procurent un revenu constant quelle que soit la consommation. Elles sont donc très peu efficaces et réfléchies des coûts. Conjuguées à d'autres charges, elles réduisent simplement la sensibilité du revenu à l'évolution de la consommation. Cela peut permettre de limiter l'érosion du revenu, mais ralentit également l'augmentation de la contribution du consommateur lorsque son coût sur le réseau augmente.

Six structures tarifaires ont été retenues, basées sur des composantes en puissance et/ou volumétrique, horaires ou non. Chaque composante de tarification est testée seule, et 3 structures associant charge volumétrique et charge en puissance sont examinées, avec un poids respectif différent de l'une à l'autre. La composition précise de chacun des tarifs est proposée en annexe.

Tableau 3 - Synthèse des structures tarifaires étudiées

Tarif	Sigle	Paramètres utilisés pour la facturation			Part du revenu liée au volume d'énergie consommé ¹
		Puissance max	Energie totale	Sensibilité horaire	
En demande	P	X			0%
Volumétrique statique	V		X		100%
Volumétrique dynamique	ToU			X	100%
Mixte statique	P+V I	X	X		20%
Mixte dynamique	P+ToU	X		X	20%
Mixte statique renforcé	P+V II	X	X		40%

Les trois premiers tarifs permettent d'illustrer le comportement isolé de chaque type de composante. Pour, les tarifs P+V I et P+V II diffèrent par la part relative de la composante volumétrique dans le tarif. Calculée sur le profil de consommation initiale, la part volumétrique du tarif P+V I correspond à 20% du prix total. Dans le second cas, elle représente 40% du prix. La comparaison entre ces deux options permet d'observer le rôle du ratio entre part en puissance et part volumétrique. Le tarif P+ToU a également été calibré de sorte à ce que la part volumétrique du tarif dans le cas initial soit de 20%. De sorte, nous pouvons comparer la différence entre le tarif volumétrique statique et le tarif volumétrique dynamique, avec ou sans composante en puissance.

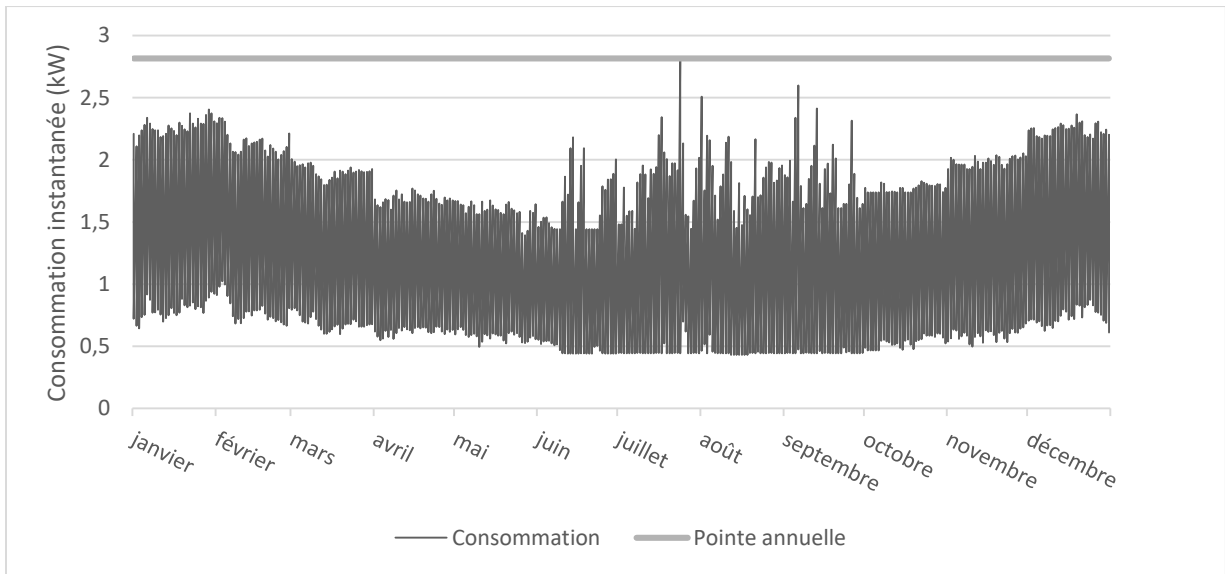
Données d'évolution de la demande

Caractéristiques initiales

Pour un foyer moyen, on observe d'importantes variations annuelles, principalement dues aux conditions météorologiques. En effet, les appareils de contrôle de température (radiateur électrique ou climatiseur), sont particulièrement énergivores, et sont utilisés sur de longues périodes. La ville de Chicago est caractérisée par un climat continental, avec des hivers froids et des étés chauds. Ce climat entraîne autant des besoins de chauffage importants en hiver que de climatisation en été.

¹ Dans le scénario de consommation initial

Figure 3 - Profil de consommation annuel pour un consommateur résidentiel moyen à Chicago
 Source : (EERE, 2018)



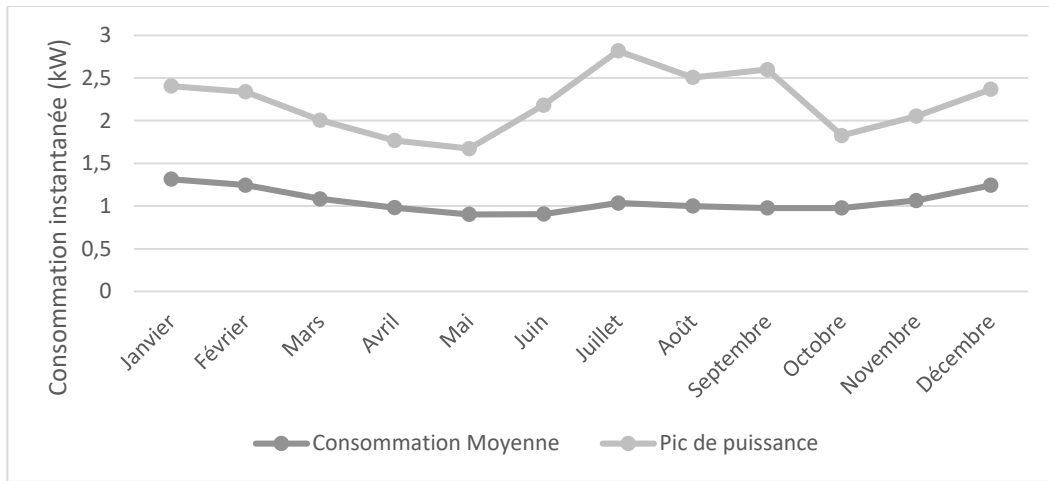
La tendance globale semble indiquer des niveaux de consommations moyens plus importants lors des mois d'hiver (de décembre à février) que le reste de l'année. En été, alors que la consommation moyenne est plus faible, on observe des pointes de consommation très importantes, mais moins régulières qu'en hiver. Le pic annuel est atteint le 24 juillet à 21h, avec une pointe à 2,82 kW. La consommation annuelle moyenne est estimée à 9 294 kWh, dont 33% se fait en heure de pointe. Rappelons que l'heure de pointe est ici définie comme le créneau horaire 17h-22h, et couvre donc environ 20% de la journée.

Tableau 4 - Données de consommation pour un consommateur résidentiel typique à Chicago

Consommation quotidienne moyenne	25.4 kWh
Consommation quotidienne maximale ¹	34 kWh
Pic de puissance maximal (moyenne des 10 pics annuels)	2.4 kW
Facteur de charge moyen	44%
Facteur de charge lors d'une journée de pointe ¹	50%

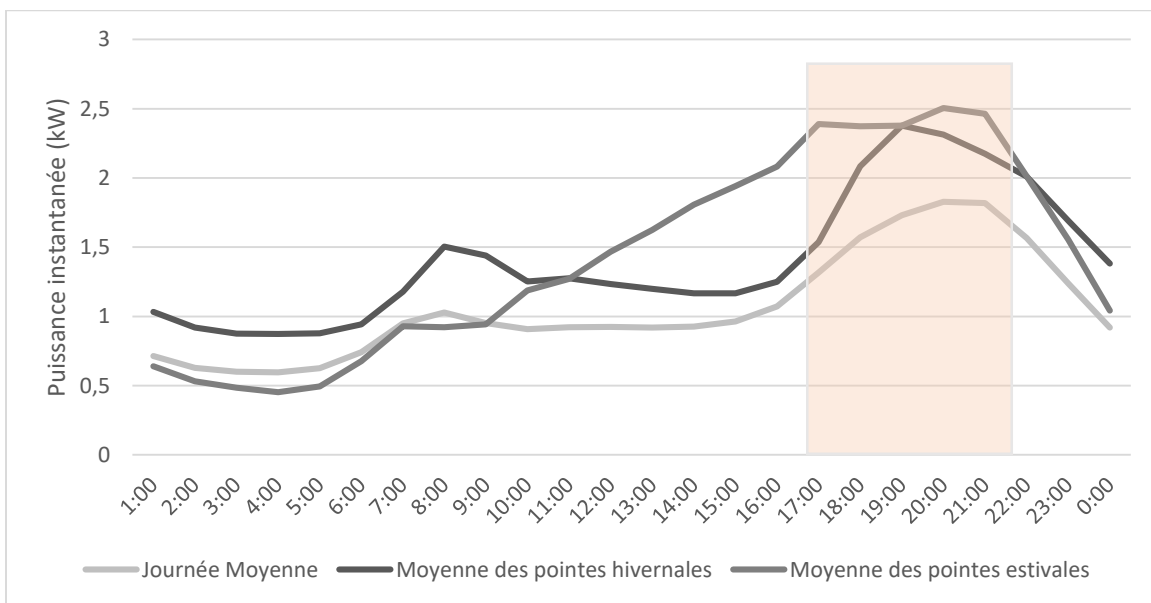
¹ En moyenne sur les 10 plus grosses journées

Figure 4 - Caractéristiques de consommation mensuelles pour un consommateur résidentiel typique à Chicago



La consommation horaire moyenne est sensiblement plus élevée en hiver que les autres mois de l'année. Elle atteint ainsi près de 1.3 kWh en janvier, contre 0.9 kWh au Printemps (mai-juin). Cela s'explique principalement par l'augmentation des besoins de chauffage. En été, la climatisation n'entraîne pas une augmentation aussi importante de la consommation électrique ; la moyenne horaire mensuelle plafonne à 1 kWh tout l'été. On observe cependant des pics de consommation très importants en été, avec le maxima annuel atteint en juillet, à 2.82 kW. Cela est lié à l'utilisation intermittente et ponctuelle de la climatisation, qui cause des pics de consommation importants sans augmenter significativement la consommation énergétique globale. Au contraire, un chauffage électrique à une consommation grossièrement constante sur la journée, et réhausse de la même valeur la consommation moyenne et le pic de consommation. L'analyse du profil journalier moyen des pointes de consommation hivernales et estivales fournit des éléments de compréhension supplémentaires.

Figure 5 - Profil de charge quotidien pour un consommateur résidentiel moyen à Chicago lors d'une journée de pointe



Le profil de consommation d'une journée moyenne est caractérisé par un pic de consommation atteint en fin de journée, entre 18h et 22h. Ce pic est lié au retour du travail, marqué notamment par l'utilisation d'appareils de forte puissance pour la préparation des repas. Le reste de la journée, la consommation électrique est habituellement plus faible, et atteint son minimum au milieu de la nuit.

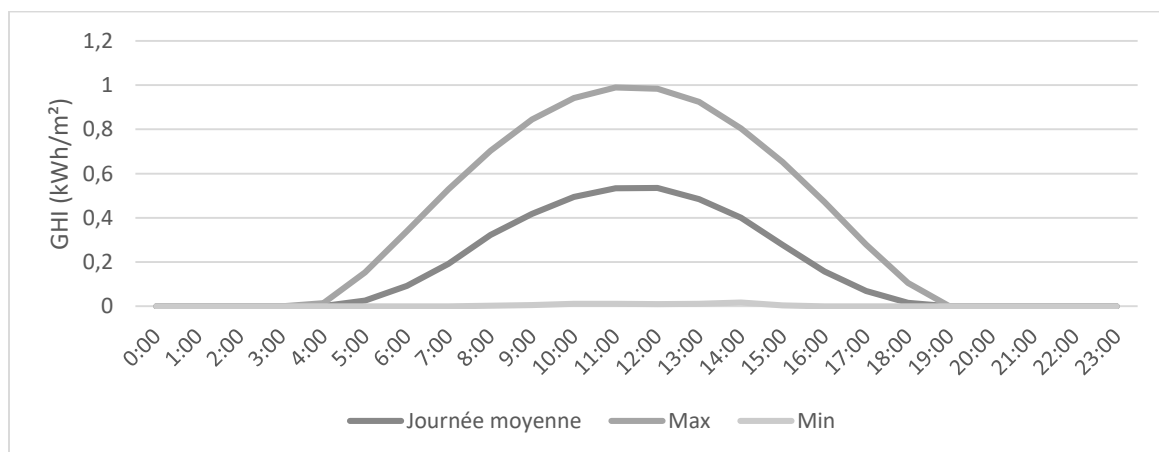
Les journées de pointe hivernales se distinguent par un profil similaire, mais à un niveau de consommation moyen supérieur. Cette augmentation globale de la consommation peut s'expliquer par des besoins de chauffage plus importants. Ceux-ci sont autant nécessaires durant la nuit que pendant la journée, d'où un rehaussement global du profil de charge par rapport à une journée moyenne. Au contraire, la chaleur estivale entraîne des besoins de climatisation principalement concentrés dans les journées, plus chaudes que les nuits. Cela explique la différence d'allure entre un profil estival et un profil moyen. De plus, l'utilisation de la climatisation est intermittente. L'augmentation de la consommation globale d'énergie est donc bien moins importante qu'en hiver, et on observe une relative décorrélation entre la quantité d'énergie consommée et le maximum de puissance atteint.

Scenarii d'évolution de la demande

Panneaux photovoltaïque (PV)

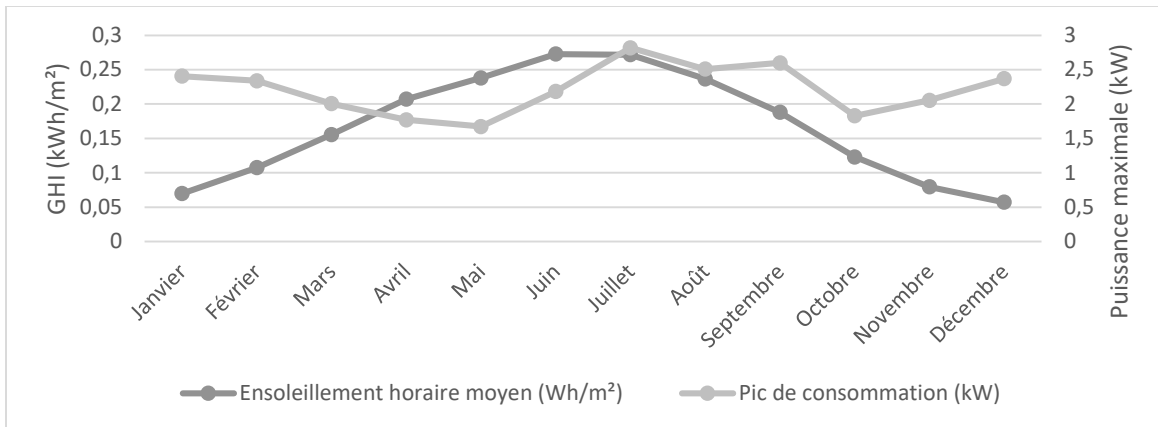
Le photovoltaïque désigne un ensemble de technologies permettant de produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire. La production PV dépend donc directement des conditions météorologiques locales. Pour notre étude, nous avons considéré les données d'ensoleillement sur une année de référence, fournies par le laboratoire américain des énergies renouvelables (NREL, 2018). On considèrera une installation horizontale. L'irradiation horizontale globale (GHI) est le paramètre qui mesure la quantité d'énergie reçue chaque heure par unité de surface, en Wh/m².

Figure 6 - Irradiation Horizontale Globale pour une journée moyenne à Chicago
Source : (NREL, 2018)



La valeur de l'ensoleillement dépend de la saison, de l'heure de la journée et des conditions météorologiques locales. En moyenne, il est maximal lorsque le soleil est au plus haut, et plus particulièrement l'été. Au contraire, il est plus faible en hiver. De même, la durée d'ensoleillement dépend de la saison.

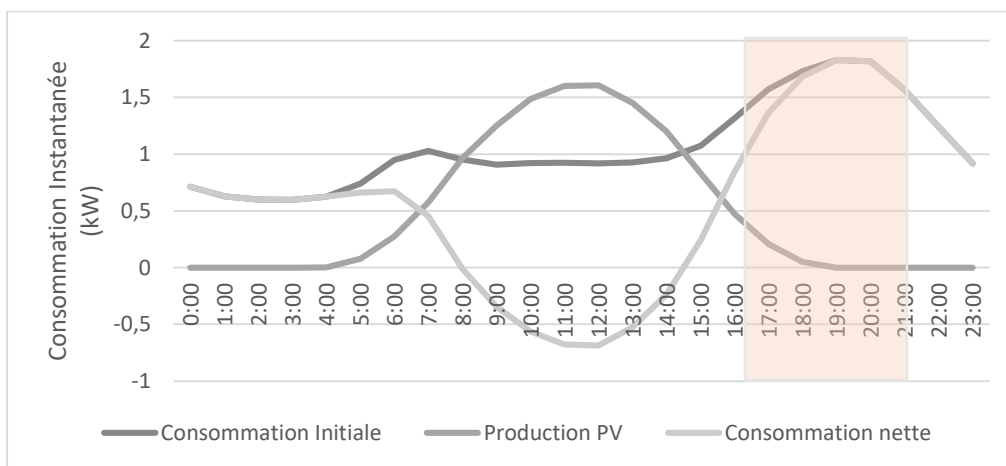
Figure 7 - Pics de consommation et pics d'ensoleillement mensuels



De manière très globale, on constate que les caractéristiques de production PV varient largement durant l'année. En été, l'ensoleillement PV est maximal et coïncide avec les pics de consommation importants liés aux journées de forte chaleur. Au contraire, en hiver, l'ensoleillement est très faible. On assiste néanmoins à des pics de consommation importants. La technologie PV semble donc a priori susceptible de réduire les pics de consommation en été, mais pas en hiver. Même l'été, cependant, le pic de consommation survient entre 17 et 22h (figure 5), à des heures où la production PV est quasi-nulle.

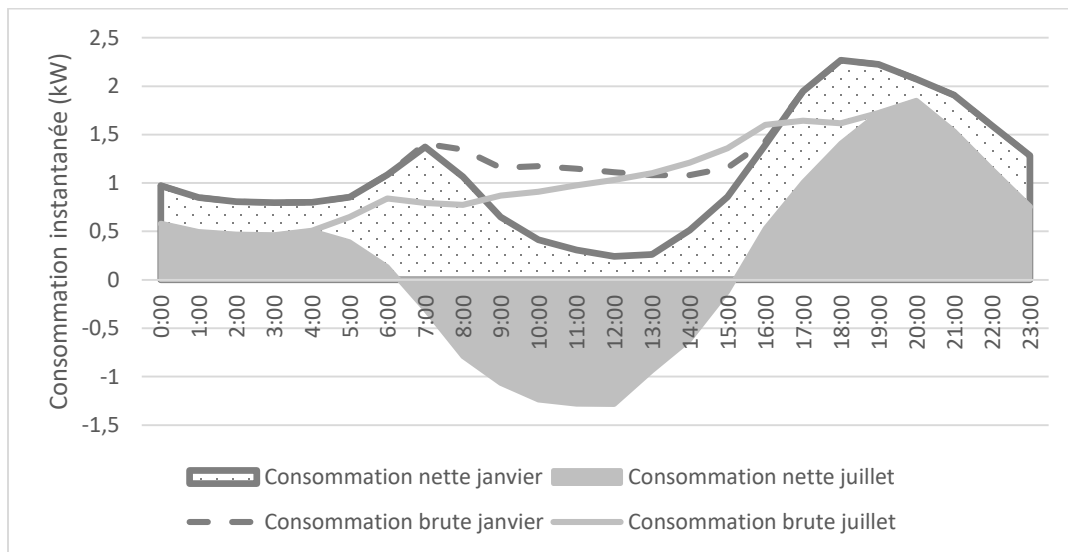
Dans ce scénario, nous supposons que la production PV excédentaire est réinjectée sur le réseau sur le principe du *net metering*. La production PV sera en priorité soustraite à la consommation électrique de l'utilisateur. En cas de production instantanée excédant les besoins la consommation, le supplément sera soustrait à la consommation annuelle. En Amérique du Nord, la taille d'une installation moyenne est de 6 kW_{DC} (Sherwood, 2013). Dans ce qui suit, nous limiterons cependant la puissance de l'installation à 3 kW_{DC}. En effet, une installation de 6 kW_{DC} présente un impact démesuré sur le profil de consommation moyen. Nous discuterons à la fin de ce rapport des implications de cette limitation de puissance.

Figure 8 - Profil de charge moyen - Scénario PV



Lors d'une journée moyenne, la production PV permet de réduire fortement le volume d'énergie consommée. De 8h à 14h, la production PV est même supérieure à la consommation moyenne. L'énergie excédentaire produite sur cette plage horaire est donc comptée négativement. Sur une journée, un panneau solaire de 3 kW produit ainsi en moyenne 12 kWh, pour l'essentiel en heure creuse. La consommation nette est donc diminuée de près de 50%. En raison de la diminution de la quantité d'énergie consommée en heure creuse, la part de l'énergie consommée en heure de pointe augmente de 28 points de pourcentage, pour atteindre 62%.

Figure 9 - Profil de charge en journée de pointe - Scénario PV



Cet impact moyen de la production PV sur la consommation varie fortement d'une saison à une autre. Ainsi, en hiver, la production photovoltaïque est très faible, et fortement concentrée au milieu de la journée. En conséquence, la production PV n'a aucune influence sur le pic de consommation. En été, l'ensoleillement est plus largement réparti sur la journée. Il est donc possible que la production PV permette ponctuellement de réduire légèrement l'amplitude du pic de consommation. Cependant, le potentiel de production PV reste globalement faible en fin de journée, et présente en moyenne une influence nulle sur la pointe de consommation. On considérera donc en toute généralité que l'installation d'une technologie PV n'a pas d'impact sur la puissance maximale annuelle.

En conclusion, l'impact du PV sur la demande d'un consommateur moyen se traduit par une diminution importante du volume d'énergie consommé, principalement en heure creuse. Cependant, les dispositifs PV n'ont pas d'impact significatif sur la consommation en heure de pointe. A court terme, la production PV ne semble donc pas être de mesure de réduire les coûts reposant sur le réseau de distribution, car l'appel en puissance maximal ne diminue pas.

Véhicule électrique (EV)

Souvent présentés comme une solution aux problèmes de pollution atmosphérique et de dépendance aux énergies fossiles, les véhicules électriques sont aujourd'hui une réalité, et leur pénétration dans le parc automobile pourrait modifier de façon importante les profils de

consommation. Pour notre modèle, nous utiliserons les données standards de recharges fournies par Hydro-Québec (HydroQuebec, 2015). Nous supposerons une recharge quotidienne du véhicule, dans le cadre d'une utilisation moyenne, de l'ordre de 18.000 km par an, soit 50 km par jour, ce qui correspond à une consommation quotidienne de 10,4 kWh, pertes incluses. Il est à noter que les pertes sont supposées constantes quel que soit le niveau de recharge retenu.

Techniquement, en Amérique du Nord, 3 niveaux de recharge sont envisageables.

*Tableau 5 - Caractéristiques des bornes de recharges EV proposées au Québec
Source : (HydroQuebec, 2015)*

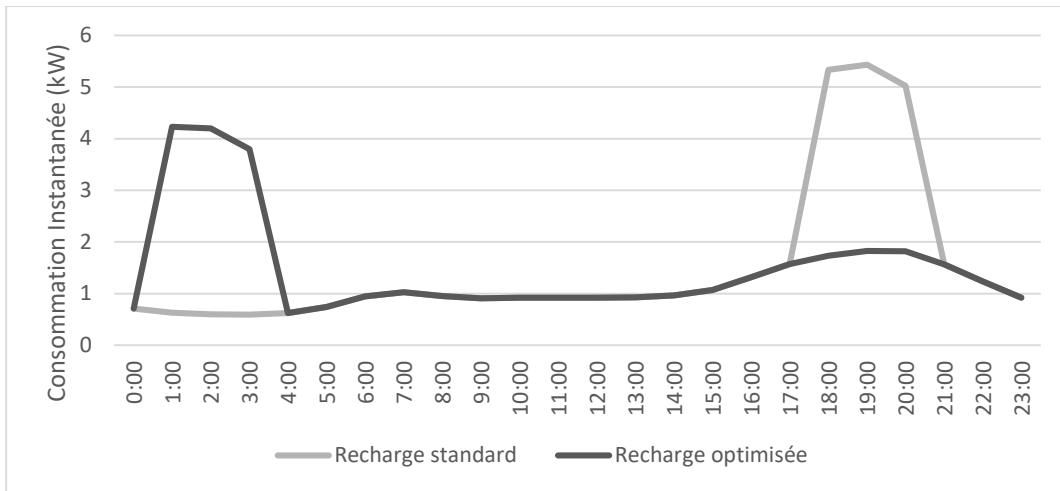
Niveau de recharge	Caractéristique de la prise	Equipement nécessaire	Energie consommée (kWh/jour)	Puissance de la borne (kW)	Temps de recharge approximatif ¹
Niveau 1	120 V – 12 A (Prise standard)	Câble	10.4	1.4	8 heures
Niveau 2	240 V – 15 A			3.6	3 heures
	240 V - 30 A			7.2	1 heure 30
Recharge rapide	Variable	Borne		40	16 minutes

Les différents types de recharges présentent des caractéristiques très variables, et auront donc des impacts différents sur le profil de consommation. Les niveaux 1 et 2 ne nécessitent pas d'infrastructures particulières, puisqu'elles peuvent être effectuées à l'aide d'un câble adapté. Une recharge de niveau 2 nécessite cependant l'intervention d'un professionnel pour adapter le réseau électrique domestique. Si le niveau 1 propose un temps de recharge particulièrement long, les bornes de niveau 2 permettent une rapidité de la recharge qui paraît tout à fait convenable. La recharge rapide semble au contraire peu pertinente pour un usager résidentiel. L'installation d'une borne est une opération compliquée, et relativement coûteuse. En outre, l'accès à un temps de charge aussi court ne présente à priori que peu d'intérêt pour l'usage considéré ici.

Etant données les caractéristiques des différents types de recharge, c'est la recharge de niveau 2 qui semble la plus compatible avec un usage résidentiel. Nous considérerons ici une prise de 15 A, qui a un impact plus modéré sur le pic de consommation. Nous modéliserons deux cas de recharge différents. Dans le cas standard, nous supposerons que la recharge du véhicule se fait au retour du travail, à 18h. Le second cas sera un cas optimisé, où la recharge a lieu lors du creux de consommation, à partir de 1h. Il est en effet probable que dans les régions où des tarifs dynamiques sont en application, les possesseurs de voiture électrique préfèrent reporter la charge en heure creuse, afin de profiter de tarifs plus avantageux. Nissan propose par exemple une application permettant d'automatiser la recharge d'un véhicule lors de la nuit (Nissan, 2018).

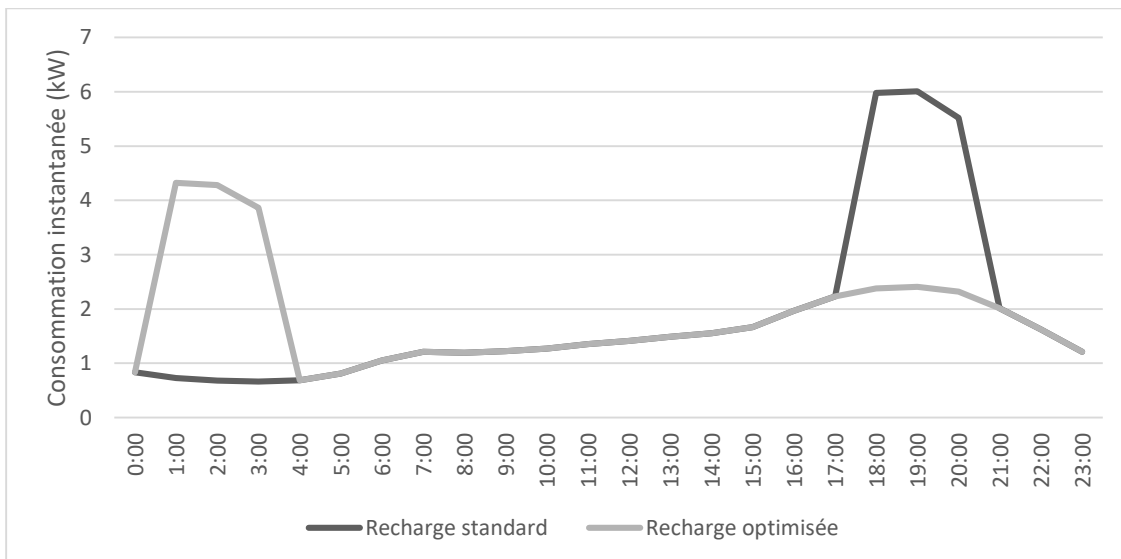
¹ Dans l'hypothèse d'une utilisation quotidienne pour 50 km

Figure 10 - Profils de charge moyen – Scenarii EV



Malgré le choix d'un mode de recharge relativement raisonnable en termes de puissance, la recharge EV a dans les deux cas un impact massif sur le profil de charge d'un utilisateur moyen. La consommation annuelle augmente de l'ordre de 3.8 MWh, soit de 41% par rapport au consommateur moyen. Dans le cas standard, la recharge se fait intégralement en heure de pointe. On a ainsi une augmentation de 19 points de pourcentage de la part d'énergie consommée en heure pleine. Au contraire, lorsque la recharge a lieu en heure creuse, on observe une diminution de 10 points de pourcentage du même facteur, qui atteint alors 24%. L'optimisation de la recharge EV entraîne donc un report significatif de consommation vers les heures creuses.

Figure 11 - Profils de charge en journée de pointe – Scenarii EV



En période de pointe, si la recharge du véhicule électrique n'est pas optimisée, elle se combine avec le pic de consommation préexistant et augmente d'un facteur 1.5 la puissance maximale soutirée au réseau. Le pic de consommation annuel passe ainsi de 2,4 à 6 kW. Même

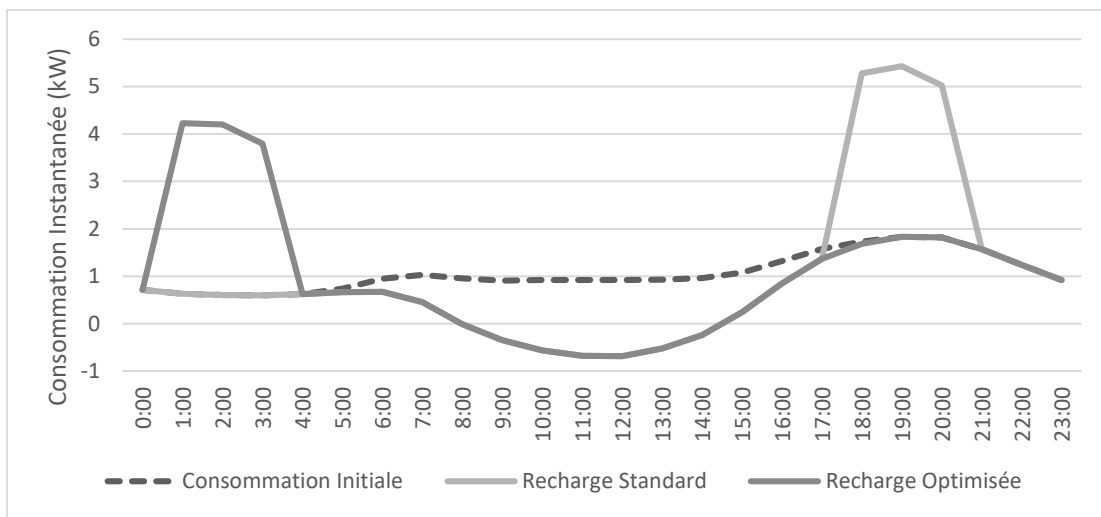
lorsque la recharge est optimisée, la puissance requise pour la recharge seule du véhicule électrique entraîne une augmentation de 80% du maximum de puissance absolu, désormais estimé à 4.3 kW.

Ainsi, que la recharge soit optimisée ou non, les pratiques de recharge à domicile des véhicules électriques transforment profondément le profil de consommation des usagers qui l'adoptent. De plus, si les technologies d'optimisation de la recharge permettent de limiter le pic de consommation en fin de journée, elles sont en fait susceptibles de créer dans un nouveau pic de consommation nocturne, d'importance comparable ou supérieure au pic de fin de journée. Les pratiques d'optimisation de la charge pourraient d'ailleurs être favorisées par les structures tarifaires dynamiques. En effet, un tarif plus attractif en heure creuse encourage largement l'utilisateur à reporter sa recharge. Dans les deux cas, l'ampleur de l'augmentation du pic de puissance entraînera vraisemblablement des coûts supplémentaires pour le distributeur.

EV + PV

Enfin, deux scenarii ont été considérés, simulant des consommateurs utilisant en même temps les technologies PV et EV. Les données utilisées correspondent à la combinaison des cas présentés précédemment. De nouveau, les cas de recharge optimisés ou non ont été distingués.

Figure 12 - Profil de charge moyen - Scenarii EV+PV



En termes de volume d'énergie consommée, dans les hypothèses retenues, la production PV totale compense intégralement les besoins supplémentaires induits par la recharge EV. Elle l'excède même, de sorte que la consommation annuelle diminue de l'ordre de 600 kWh, soit -6% par rapport à la consommation initiale. Dans le cas de recharge standard, la diminution de la consommation en heure creuse permise par la production PV se combine à l'augmentation liée à la recharge en heure de pointe. Ainsi, le taux de partage de la consommation entre heure de pointe et heure creuse augmente de 45 points de pourcentage : 78% de la consommation quotidienne a alors lieu lors des 5 heures qui constituent l'heure de pointe. Cependant, la production PV ne se superpose que très marginalement à la recharge EV. On retrouve donc le pic de puissance à 6 kW du cas EV standard.

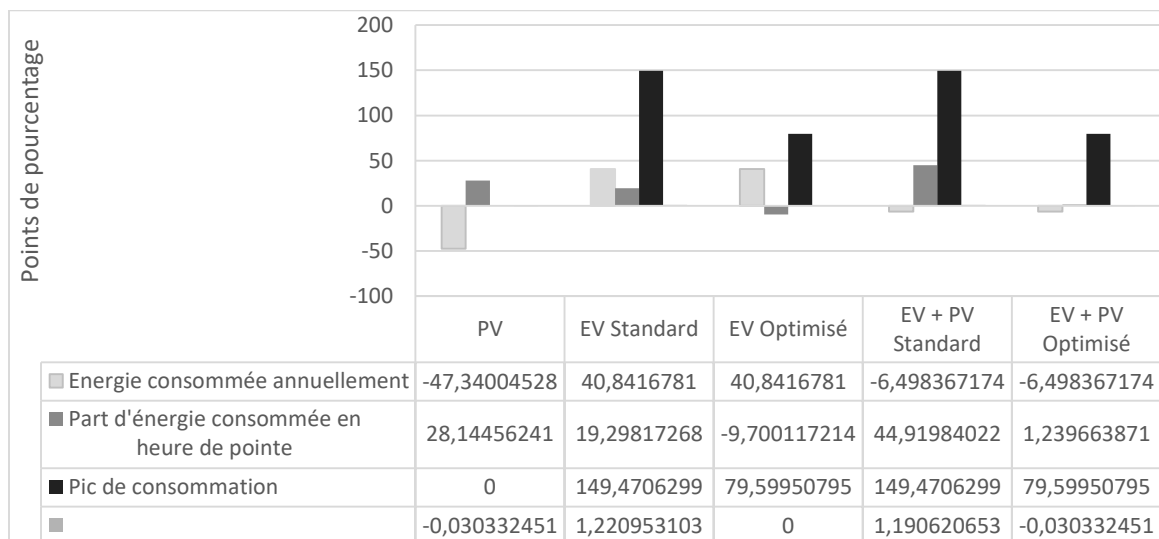
Lorsque la recharge est optimisée, les effets sur la part de la consommation d'énergie en heure de pointe de la production PV et de la recharge EV se compensent. Le taux de partage reste donc stable, avec une augmentation minimale d'un point de pourcentage. En revanche, comme pour le cas EV optimisé, le pic de consommation augmente de près de 80%.

Les cas EV + PV font apparaître des distorsions très conséquentes du profil de consommation. Alors que la consommation électrique globale reste à peu près stable, le pic de demande augmente de façon extrêmement conséquente, même si la recharge du véhicule est optimisée. Dans le cas standard, la combinaison se traduit par une concentration de la consommation dans l'heure de pointe. Au contraire, l'optimisation de la recharge amène à la création d'un second pic de consommation, en heure creuse.

Synthèse

Finalement, 5 scénarii d'évolution de la consommation ont été retenus : PV, EV non optimisé, EV optimisé, PV + EV non optimisé, PV + EV Optimisé. Le graphique suivant présente, pour chaque scénario, l'évolution en points de pourcentage de chacun des paramètres.

Figure 13 - Impact des scénarii sur les paramètres de la demande



Tous les cas étudiés impliquant la technologie PV ont pour conséquence une diminution de la consommation énergétique annuelle. Cette diminution se concentrant sur des heures creuses, elle amène une augmentation de la concentration de la consommation dans les heures de pointe.

Au contraire, les scénarii EV impliquent une augmentation importante de la consommation annuelle d'énergie, d'un ordre de grandeur comparable à la diminution liée à la production PV. Cette augmentation de la quantité d'énergie consommée s'accompagne d'une augmentation plus importante encore du pic de consommation. La puissance maximale appelée augmente d'un facteur 1.5 lorsque la recharge n'est pas optimisée, et de 80% lorsque la recharge a lieu pendant la nuit. Ce dernier cas implique également une diminution relative de la quantité d'énergie consommée en heure de pointe, et cause l'apparition d'un nouveau pic de consommation au milieu de la nuit.

Dans les scénarii combinés, la quantité d'électricité PV produite compense l'augmentation de la consommation induite par la recharge d'un véhicule électrique. Ce jeu à somme quasiment nulle masque cependant la très forte augmentation des pics de consommation. En effet, les périodes de production PV ne se superposent pas avec les périodes de recharges EV, et ne permettent donc pas de limiter les appels en puissance. La combinaison de ces deux technologies augmente donc l'asymétrie de la demande, en renforçant les pics de consommation et en affaiblissant les creux. A l'exception du volume d'énergie total, le cas de recharge standard augmente significativement toutes les grandeurs caractéristiques de la consommation. Au contraire, dans le cas optimisé, seule la puissance maximale augmente de façon substantielle.

Finalement, les technologies EV et PV sont susceptibles de modifier fondamentalement les caractéristiques de consommation des usagers résidentiels. Deux phénomènes effets semblent entrer en compte : d'une part, les variations de la puissance maximale ont une amplitude largement plus importante que celles des autres grandeurs. D'autre part, les cas impliquant l'optimisation de la recharge EV impliquent la création d'un nouveau pic de consommation en dehors de l'heure de pointe, et donc un report relatif de la consommation vers les heures creuses.

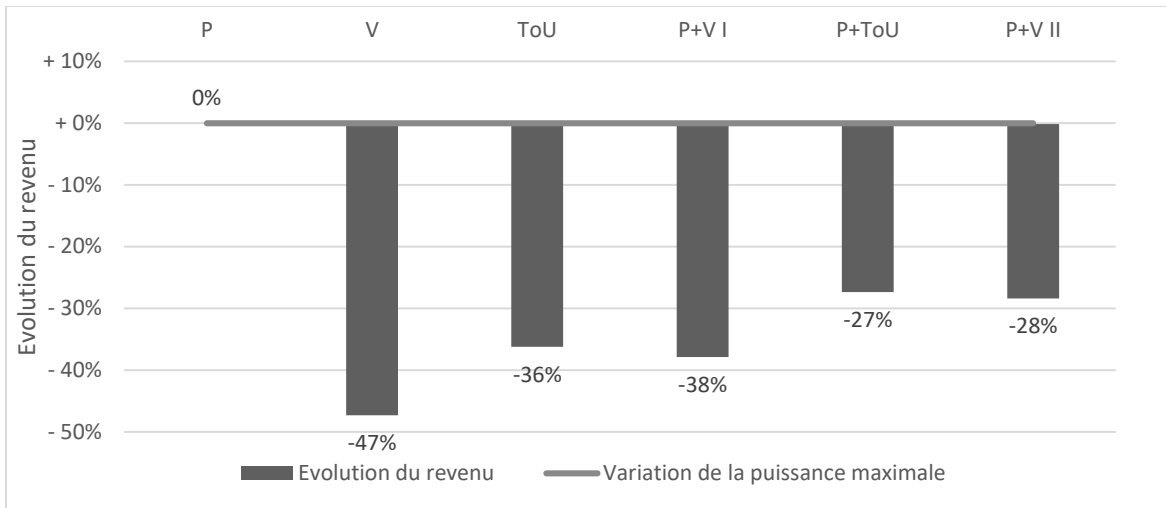
Résultats

Avant d'étudier l'évolution des revenus du distributeur dans les différents scénarii technologiques, il convient de rappeler deux éléments. Le premier est que par définition, l'évolution du revenu du distributeur est égale à l'évolution du coût payé par l'utilisateur. L'augmentation du revenu du distributeur se traduit donc par une l'augmentation de la facture du consommateur, et influence ses décisions d'investissement. Le second point est que nous nous intéressons ici uniquement à la part du prix de l'électricité liée au réseau de distribution. En fonction de la politique d'intégration des prix sur l'ensemble de la chaîne de valeur, les signaux de prix donnés par les tarifs étudiés peuvent être complétés, compensés ou même annulés par les autres composantes du prix.

PV

Le scénario de démocratisation du PV correspond au phénomène observé de « spirale de la mort ». Il se caractérise par une diminution importante de la quantité d'énergie consommée sur le réseau, sans diminution de la pointe de consommation en puissance. En outre, cette diminution du volume d'énergie consommée se concentre en heure creuse, de sorte que la part d'énergie consommée en heure de pointe augmente.

Figure 14 - Évolution des revenus - Scenario PV



Dans le scénario PV, la diminution massive de la quantité d'énergie soutirée entraîne une diminution très importante du revenu pour les structures tarifaires volumétriques. La diminution du revenu est directement liée à la part du tarif dépendant du volume d'énergie consommée. Ainsi, le doublement de la part de la composante en demande entre le tarif P+V II et P+V I permet de limiter de 10 points de pourcentage le phénomène de réduction des revenus.

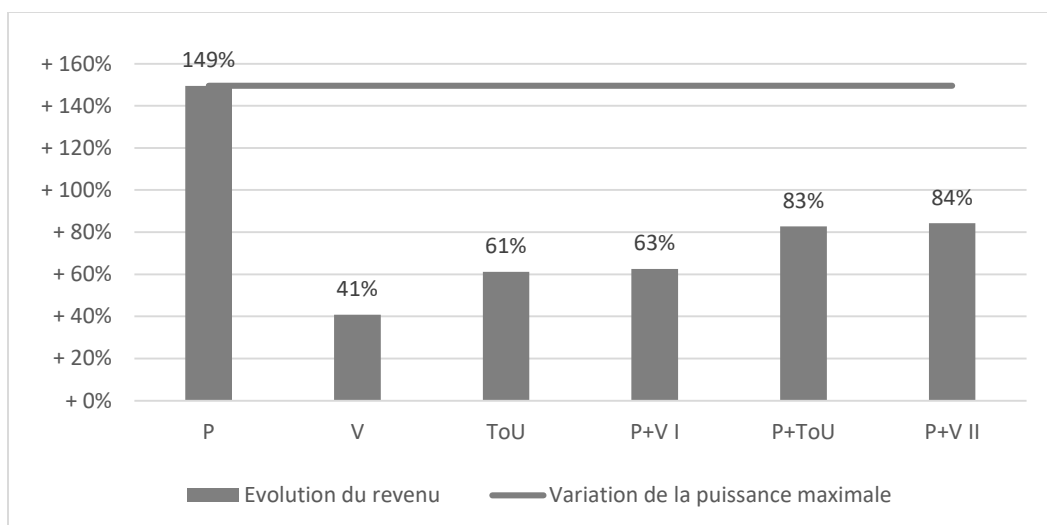
La concentration de la consommation dans les heures de pointe permet aux tarifs dynamiques d'être relativement beaucoup plus performants que les tarifs volumétriques statiques. Alors que le tarif V entraîne une diminution de 47% du revenu, le tarif ToU limite l'érosion à -36%, à un niveau comparable au tarif P+V I. La combinaison d'une part en puissance et d'une part volumétrique horaire semble particulièrement performante, la baisse de revenu étant circonscrite à 27% du revenu initial.

Rappelons tout de même que dans le scénario PV, la puissance maximale soutirée ne diminue pas. Dans l'absolu, le coût supporté par l'usage au réseau restera à priori similaire à ce qu'il était initialement. Ici, le tarif P semble ainsi le plus représentatif des coûts réels.

EV

Les scénarii mettant en jeu un véhicule électrique sont caractérisés par une augmentation importante de la quantité d'énergie consommée, mais aussi et surtout par la très forte augmentation du pic de consommation, en heure de pointe dans le cas standard, et en heure creuse dans le cas optimisé.

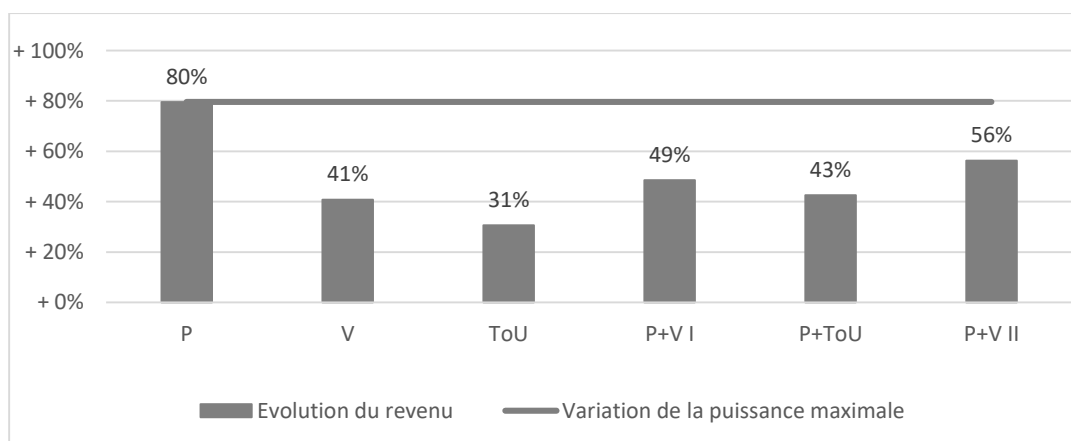
Figure 15 - Évolution du revenu - Scenario EV Standard



Lorsque la recharge a lieu en heure de pointe, le pic de puissance est multiplié par 1.5. Il est probable que cette situation entraîne une augmentation substantielle des coûts pour le distributeur. La consommation totale d'énergie augmente également, mais d'un facteur de l'ordre de 4 fois moins grand que le pic de puissance. En conséquence, le tarif V collecte un revenu qui paraît très insuffisant. L'adjonction d'une composante en demande permet d'augmenter sensiblement le revenu, et ce d'autant plus que la composante en puissance est importante. De plus, similairement à ce qui était observé dans le cas PV, ce scénario entraîne une concentration de la consommation dans les heures de pointe. En conséquence, le tarif ToU présente un revenu bien plus conséquent que V, avec 20 points de pourcentage de croissance en plus. Dans ce cas, l'utilisation d'un tarif ToU semble équivalente à l'adjonction d'une composante en puissance de l'ordre de 20% du tarif total.

Dans le cas d'un ToU, le coût supplémentaire est très conséquent pour le consommateur. Ce dernier est donc fortement incité à reporter la recharge EV en heure creuse.

Figure 16 - Évolution du revenu - Scenario EV Optimisé



Lorsque la recharge EV est optimisée, le pic de consommation a lieu en heure creuse. Si la valeur de demande maximale augmente moins fortement que dans le cas standard, on constate encore un pic tout de même 80% plus important que dans le cas initial, soit deux fois plus important que l'augmentation du volume d'énergie consommé. Une fois encore, il est probable que ce nouveau pic entraîne des coûts supplémentaires conséquents pour le distributeur.

Le pic de consommation étant moins élevé dans ce cas, la décorrélation entre l'augmentation de la puissance maximale et de l'énergie consommée est moins importante que dans le cas précédent. Ainsi, le tarif V amène un revenu plus satisfaisant par rapport à l'usage que pour la recharge standard. De nouveau, l'adjonction d'une composante en puissance amène une augmentation du revenu conséquente. Il est à noter que pour le tarif V, le revenu est le même que la recharge soit optimisée ou non. En revanche, pour les tarifs mixtes, l'optimisation de la charge réduit la facture par rapport au cas de recharge standard : de 15 points de pourcentage avec le tarif P+V I, et de 28 points de pourcentage dans le tarif P+V II. C'est le cas parce que le pic de consommation est à un niveau absolu inférieur au scénario précédent.

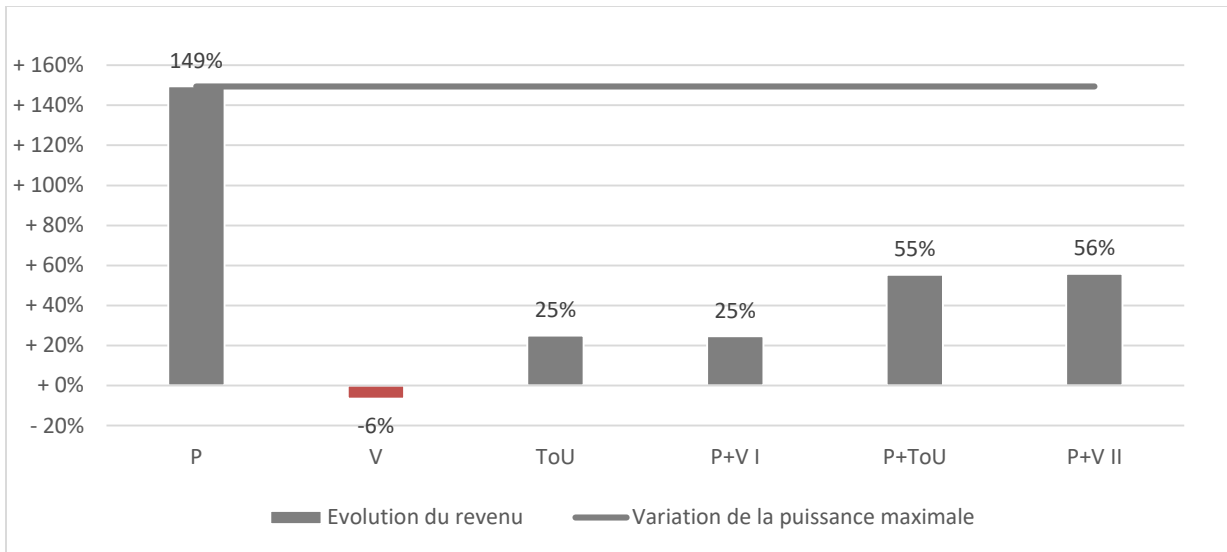
De plus, ici, l'optimisation de la recharge entraîne une diminution de la part d'énergie consommée en heure de pointe. En conséquence, les tarifs incluant une composante volumétrique horaire présentent cette fois un revenu sensiblement inférieur aux tarifs volumétriques simples. Le tarif ToU entraîne une augmentation de revenu de 10 points de pourcentage inférieure au tarif V. Le tarif P+ToU permet une rémunération à comparable au tarif V : l'introduction d'une composante en demande de l'ordre de 20% du tarif compense à peine le fait que la plus grande partie de l'électricité est alors consommée en tarif réduit.

Pour résumer, les scénarii EV sont caractérisés par une augmentation sensible de l'énergie consommée, mais nettement inférieure à l'augmentation du pic de puissance. Les tarifs basés sur une composante volumétrique simple autorisent une rémunération qui semble insuffisante au regard de l'augmentation probable des coûts induits sur le réseau. L'introduction d'une composante en puissance ou de plages horaires différenciées permet de rendre le revenu plus conforme à l'augmentation de puissance. Cependant, les modes de tarification dynamiques entraînent un effet pervers : lorsque la recharge est optimisée, l'effet du ToU s'inverse, et le revenu du distributeur reste très limité par rapport à l'augmentation de la charge sur le réseau.

EV + PV

Lorsque les technologies EV et PV sont équipées simultanément, l'énergie consommée par l'utilisateur diminue légèrement, alors que la demande en puissance maximale augmente fortement.

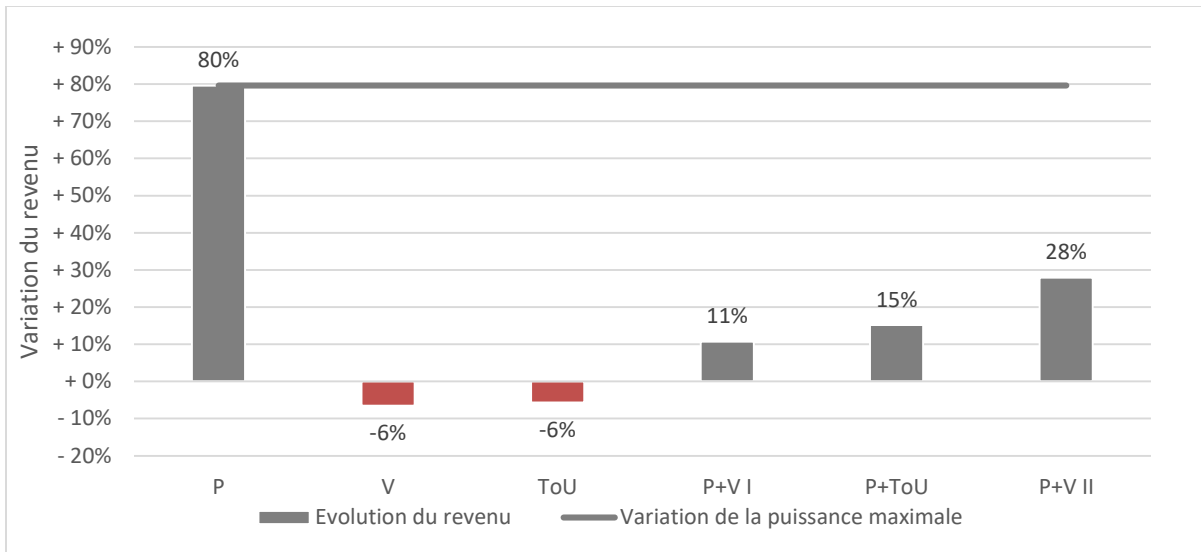
Figure 17 - Évolution du revenu - Scenario EV+PV Standard



Dans le cas de recharge standard, la puissance augmente d'un facteur 1.5. Cependant, comme le volume d'énergie consommée diminue légèrement, le revenu perçu par le tarif V est moins élevé de 6% dans ce cas que pour le consommateur initial. Cette diminution du revenu entre en contradiction avec l'augmentation attendue des coûts liés au pic de puissance. L'introduction d'une composante en demande à hauteur de 20% du tarif initial permet cependant de compenser en partie la perte de revenu liée à la diminution du volume consommée. De même l'introduction d'un tarif ToU donne des résultats comparables. En effet, dans ce cas, la production PV diminue la consommation en heure creuse, et la recharge EV augmente la quantité d'énergie consommée en heure pleine. Ainsi, sans composante en puissance, le tarif ToU aboutit à un revenu équivalent au P+V I.

Comme dans le cas EV standard, l'introduction d'une composante en puissance ou d'un ToU semble équivalent pour limiter la sous-rémunération du réseau. Cependant, l'écart entre l'augmentation de la puissance et l'augmentation permise par les tarifs à dominante volumétrique est ici bien supérieur au cas EV standard.

Figure 18 - Évolution du revenu - Scenario EV+PV Optimisé



Cependant, quand la recharge est optimisée, la tarification dynamique perd de son intérêt. En effet, dans ce cas, le taux de partage de la consommation entre heure de pointe et heure creuse reste constant, car la recharge EV compense la production PV. Dans ce cas, le tarif ToU aboutit à un revenu équivalent au tarif volumétrique statique. Dans ce cas, les tarifs sans composante en puissance entraînent tous une diminution du revenu perçu par le distributeur, quand bien même la puissance maximale soutirée sur le réseau augmente de près de 80%.

En conclusion, dans les cas EV + PV, la décorrélation totale entre l'énergie consommée et la puissance maximale appelée entraîne une sous-rémunération du distributeur lorsque les tarifs sont majoritairement basés sur le volume d'énergie. Comme dans les cas EV, les outils de tarification dynamiques semblent à double tranchant. Par rapport à un tarif statique, ils permettent d'optimiser le revenu dans les cas standards et ont un effet quantitatif comparable à l'introduction d'une composante en puissance. Mais cette structure tarifaire incite fortement les utilisateurs à décaler la recharge de leur véhicule pendant la nuit. Or, lorsque la recharge est optimisée, le ToU ne permet pas d'assurer des revenus plus conséquents qu'un tarif volumétrique statique.

Synthèse

Les scénarii menés dans notre étude nous amènent à formuler un certain nombre d'observations sur le comportement des revenus des distributeurs en fonction de l'adoption de l'une ou l'autre des technologies par un utilisateur. Dans l'ensemble des scénarii, une première difficulté est posée par la décorrélation entre le volume d'énergie consommé et le pic de consommation. La technologie PV permet en effet une diminution de la quantité d'énergie consommée, sans réduction du pic de consommation ; et la recharge EV aboutit à une augmentation très importante du pic en puissance, combinée à une augmentation plus modérée de la consommation globale d'électricité. Finalement, la combinaison des deux technologies associe un niveau de puissance maximal sensiblement plus élevé à une diminution faible du volume d'énergie consommé. Dans ce contexte, les structures tarifaires basées uniquement sur une composante volumétrique statique présentent dans chaque cas un risque important de

sous-rémunération. L'introduction d'une sensibilité horaire ou d'une composante en puissance semblent au premier abord permettre d'augmenter la sensibilité du revenu au coût imposé au réseau.

Cependant, ces solutions ne sont pas pour autant équivalentes. Dans les cas standards, les tarifs incluant une composante horaire présentent des revenus conséquents, car la consommation électrique se concentre en période de pointe. Or, les méthodes d'optimisation de la recharge EV permettent de reporter la consommation dans les heures creuses. Dans ces cas, les tarifs dynamiques semblent au contraire avoir un effet contre-productif. A l'heure de pointe standard est alors ajoutée un nouveau pic de consommation, d'amplitude supérieure au premier et facturé en heure creuse. Ce phénomène de report de la charge paraît tout à fait plausible, et possède de nombreuses similitudes avec la « spirale de la mort » : on constate en effet que l'utilisateur peut augmenter fortement son impact sur le réseau, sans que sa facture n'augmente en conséquence.

Le tableau suivant synthétise les résultats pour chacun des cas étudiés. La teinte se rapporte à l'adéquation entre le revenu et l'amplitude du pic de puissance. L'intensité de la teinte verte indique une évolution de revenu compatible avec l'évolution de la demande maximale. Au contraire, plus la case est rouge, moins le tarif est compatible avec le niveau de puissance constaté.

Tableau 6 - Synthèse qualitative des résultats obtenus

Scénario	P	V	ToU	P+V I	P+ToU	P+V II
PV						
EV Standard						
EV Optimisé						
EV + PV Standard						
EV + PV Optimisé						

Finalement, seule l'introduction d'une composante en demande semble susceptible d'assurer dans tous les cas un revenu suffisant quelle que soit l'évolution future de la demande. Cette charge peut s'envisager seule, ou associée à une composante volumétrique. Dans ce second cas, plus la composante en puissance est importante, plus le revenu est fidèle au coût imposé au réseau.

Discussion

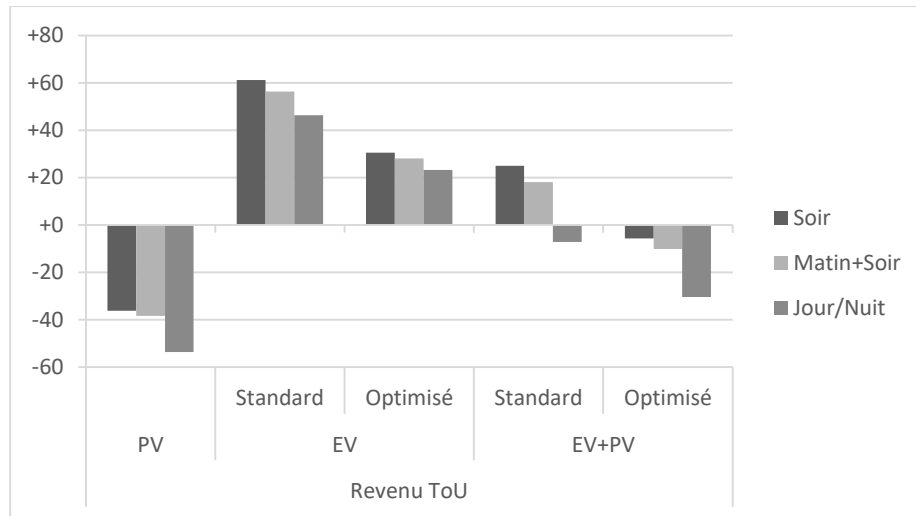
Les simulations effectuées précédemment mettent en évidence un risque important lié à l'association d'une tarification horaire dynamique à des technologies intermittentes et à fort impact sur le profil de charge. Dans ce qui suit, des hypothèses liées à la structure tarifaire retenue et aux arbitrages technologiques effectués pour cette simulation sont testées.

Heures de pointe et heures creuses

Dans les résultats présentés ci-dessus, la période de 17h à 22h était considérée comme heure de pointe. Le choix des heures auxquelles l'électricité est vendue au tarif de pointe peut

avoir une influence importante sur l'efficacité d'un tarif de type ToU. Dans les figure 19, trois types de plages horaires ont été étudiées. Dans le cas « Soir », l'heure de pointe est définie entre 17h et 22h. Dans le cas Matin+Soir, la pointe du matin, entre 6h et 9h, est également prise en compte. Enfin, sous une formule Jour/Nuit, toutes les heures de la journée, entre 6h et 22h, sont considérées comme des heures de pointe, et les heures nocturnes sont comptées comme heure creuse.

Figure 19 - Variation du revenu sous un ToU pur en fonction du type de plage horaire retenu comme heure de pointe



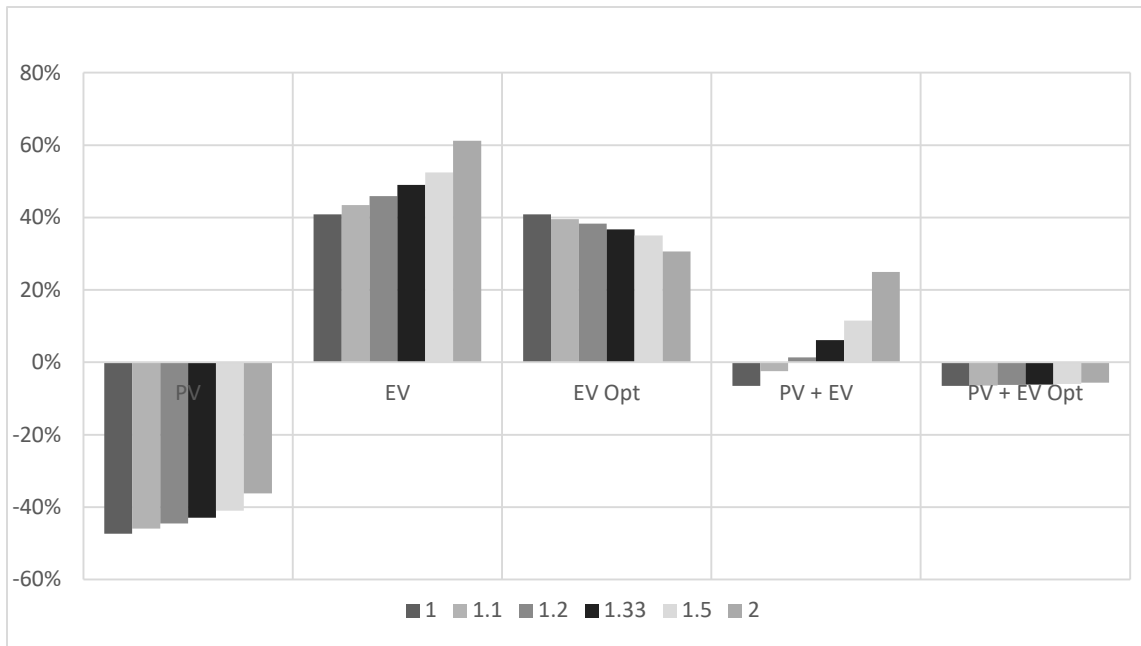
On constate dans tous les cas une diminution du revenu lorsque la taille de la plage horaire de pointe augmente. En particulier, dans le cas Jour/Nuit, la production PV est intégralement décomptée des heures de pointe. Les scénarii mettant en jeu une installation PV et une structure tarifaire horaire de type Jour/Nuit paraissent ainsi particulièrement problématiques, entraînant une diminution de revenu de 54% dans le scénario PV, et de 25% dans le cas PV+EV, quand bien même l'appel de puissance maximal augmente ici de 80%. La prise en compte de la pointe du matin diminue également le revenu collecté, mais avec une amplitude inférieure au cas Jour/Nuit.

Il apparaît donc que plus la plage horaire de pointe est définie finement, moins l'impact de l'adoption des technologies EV ou PV est important sur les revenus du distributeur.

Différence entre prix de pointe et prix creux

Dans le modèle étudié, un facteur 2 est appliqué au prix du kWh lors des périodes de pointe dès qu'une charge volumétrique dynamique est appliquée. Dans les faits, le rapport entre le prix de l'électricité en heure de pointe et le prix de l'électricité en heure creuse peut être inférieur à cette valeur. La figure suivante présente, pour différents rapports entre le prix en heure de pointe et le prix en heure creuse, l'évolution du revenu dans les différents scénarii. Les alternatives sont étiquetées selon le rapport retenu, 1 correspondant à une structure volumétrique statique, 2 correspondant à la structure retenue pour l'étude.

Figure 20 - Évolution du revenu sous une tarification ToU pure pour différents rapports de prix entre heure de pointe et heure creuse

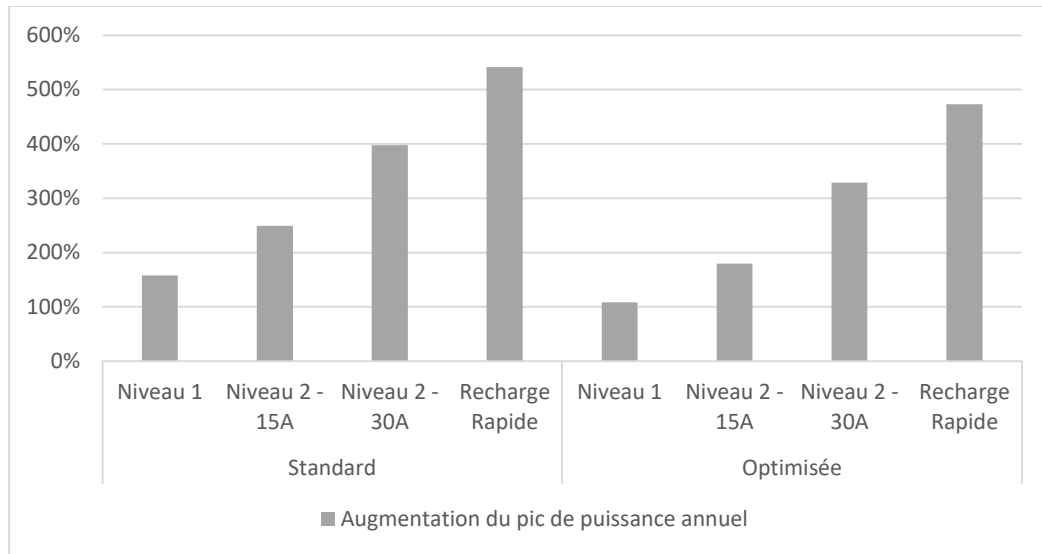


On constate que le rapport choisi entre le coût de l'électricité en pointe et en heure creuse a une influence non négligeable sur le niveau d'affectation du revenu, mais ne change pas significativement le sens des résultats observés. Globalement, l'augmentation du rapport se traduit par des revenus supérieurs lorsqu'il n'y a pas optimisation de la recharge EV, mais par des revenus inférieurs lorsque la recharge EV se fait en heure creuse. En effet, un prix de l'électricité plus important en heure de pointe se traduit par une diminution corrélée du prix de l'électricité en heure creuse. Ainsi, l'augmentation de la quantité d'énergie consommée en heure de pointe a plus d'impact sur le revenu lorsque le rapport est important. En revanche, lorsque la consommation est reportée vers les heures creuses, l'érosion relative du revenu est d'autant plus importante que le rapport est important.

Type de recharge électrique

Parmi les niveaux de charges possibles pour la recharge d'un véhicule, le niveau 2 – 15A a été retenu pour les simulations précédentes. L'impact des différents niveaux de charge sur le pic de consommation annuel est présenté dans la figure suivante.

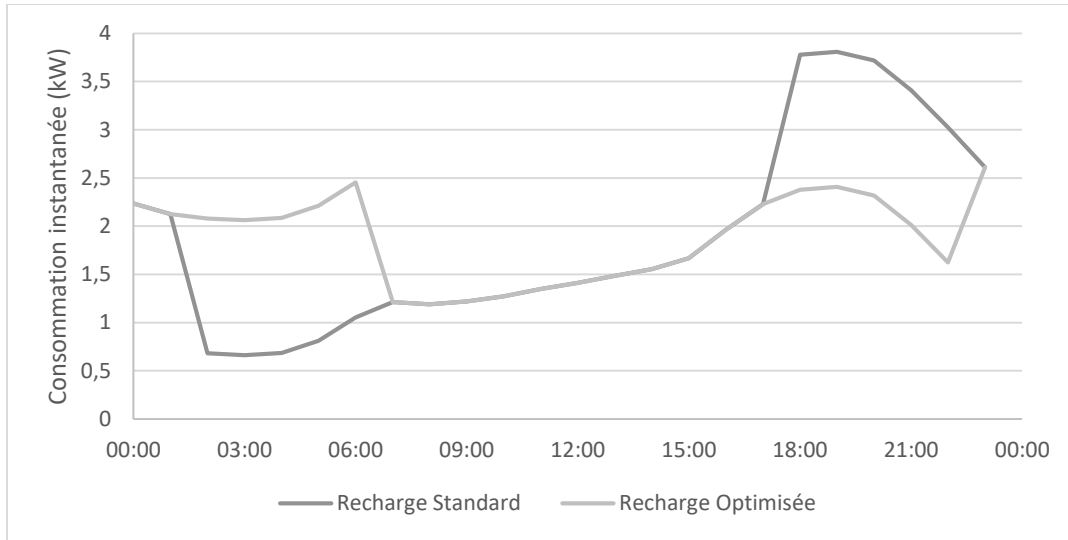
Figure 21 - Variation du pic de puissance annuel en fonction du type de chargeur utilisé



Le cas retenu pour l'étude fait partie de la fourchette basse au regard des autres technologies de recharge disponibles sur le marché. Ainsi, l'utilisation d'un dispositif de recharge rapide multiplie d'un facteur 5 le pic de consommation horaire, même si la recharge est optimisée. Il est d'ailleurs à noter que le pic de puissance absolu est à multiplier d'un facteur 4, car la recharge rapide s'effectue en environ un quart d'heure. En dehors du niveau 1, l'utilisation de l'un ou l'autre des dispositifs de recharge ne change pas les autres paramètres de consommation, tels que la quantité totale d'énergie consommée ou la part d'énergie consommée en heure de pointe. Ainsi, en l'absence de composante liée à la demande maximale dans le prix, un distributeur collecte le même revenu toute chose égale par ailleurs d'un consommateur équipé d'une recharge de niveau 2 ou rapide, malgré des impacts très différents sur la puissance maximale.

Les dispositifs de recharge de niveau 1 ont un impact plus modeste sur la demande électrique. Dans le cas standard, l'augmentation du pic de puissance annuel est de l'ordre de +50%. Dans le cas optimisé, le pic de consommation augmente seulement de 8%.

Figure 22 - Profil de charge d'un consommateur résidentiel équipé d'une borne de recharge EV de niveau 1



Dans le cas d'une recharge de niveau 1, le report de la recharge EV vers les heures creuses aboutit ainsi à une augmentation négligeable du pic de consommation. Cependant, tous les autres cas aboutissent à un accroissement conséquent du pic de demande individuel, pouvant nécessiter des investissements sur le réseau, même si la recharge est optimisée.

Autres paramètres d'évolution de la demande

Cette étude se concentre sur l'impact de deux technologies (EV et PV) sur les profils de charge résidentiels. Or, d'autres paramètres sont susceptibles de rentrer en compte, et pourraient renforcer les effets observés ici. Ainsi, le dérèglement climatique pourrait causer des épisodes climatiques extrêmes plus fréquents et plus intenses, susceptibles d'augmenter conséquemment les pics de consommation en ayant un impact limité sur la consommation totale d'énergie.

Les technologies de report de charge et de stockage domestique pourraient aussi renforcer les phénomènes de report du pic de consommation vers les heures creuses. Un signal de prix de type ToU incite les consommateurs à limiter leur consommation lors des heures de pointe, en faveur des heures creuses. Le report des usages vers les heures nocturnes pourrait ainsi participer à la formation d'un pic de consommation majeur en heure creuse, similaire à celui apparaissant dans le scénario de recharge EV optimisé. De même, l'utilisation de batteries de stockage pourrait permettre aux consommateurs résidentiels de réduire drastiquement leur consommation en heure de pointe, au prix de l'apparition d'un nouveau pic de consommation en heure creuse (Pimm, Cockerill, & Taylor, 2018; Yan, Gu, Li, & Xiang, 2018). Sous une tarification volumétrique dynamique, ce type d'usage pourrait entraîner une diminution importante du revenu pour les opérateurs de distribution, de l'ordre du phénomène observé dans le scénario PV+EV Optimisé.

Enfin, un dernier paramètre essentiel vient des besoins de tarification des autres segments de la fourniture de l'électricité. La structure particulière des coûts de production de l'électricité pourrait nécessiter la mise en place de structures tarifaires sous-optimales du point

de vue de la rémunération des gestionnaires de réseau. Dans ce contexte, la séparation des différentes composantes de la fourniture dans la formation du prix final de l'électricité pourrait devenir absolument nécessaire.

Conclusion et enseignements

Les technologies décentralisées que sont la production PV ou la recharge domestique EV pourraient modifier substantiellement les caractéristiques des profils de charge des consommateurs résidentiels d'électricité. D'une part, elles permettent la décorrélation entre l'énergie consommée et le maximum de puissance appelé. D'autre, pouvant facilement être optimisée dans le temps, la recharge EV remet en question la pertinence d'heures de pointe, puisque l'utilisation seule de cette technologie suffit à créer un pic de consommation important quelle que soit l'heure à laquelle elle est utilisée.

Il apparaît donc que les structures tarifaires traditionnelles, basées sur la quantité d'énergie consommée, sont particulièrement inadaptées à l'émergence de ces nouveaux profils de consommation. Les tarifs horaires apparaissent à première vue comme une solution satisfaisante, mais sont en fait à double tranchant : si les incitations de report entraînent un déplacement effectif du pic de consommation en heures auparavant creuses, le revenu permis par ce type de structure tarifaire devient alors très insuffisant. L'augmentation de la part fixe du tarif n'est pas non plus une solution satisfaisante, puisqu'elle réduit simplement la sensibilité du revenu à toute évolution de la consommation. Elle est donc susceptible de devenir un obstacle en cas d'augmentation de la demande.

Au contraire, une tarification basée majoritairement sur la puissance maximale semble plus représentative des coûts des nouveaux usages pour le réseau. Si ce type de structure n'offre pas des signaux de prix évidents au consommateur, il a l'avantage d'assurer le recouvrement total des frais de distribution, quelle que soit l'évolution de la consommation. Rappelons aussi que les coûts de distribution ne représentent qu'une fraction du prix final de l'électricité. Le mécanisme de formation du prix global de l'électricité a donc fondamentalement plus d'importance en termes de signaux de prix que le choix de la structure tarifaire pour le réseau.

Finalement, loin d'être un épiphénomène, le risque de spirale de la mort semble être susceptible de se renforcer avec l'adoption de nouveaux usages, liés à minima à l'autoproduction photovoltaïque et à la généralisation des voitures électriques. Les profondes mutations des caractéristiques de consommation induites par ces usages rendent profondément inefficaces les structures tarifaires volumétriques. De plus, les caractéristiques particulières de la recharge EV (puissance importante et facilité d'optimisation) laissent apparaître un risque de *super-spirale de la mort* lorsque des tarifs horaires sont appliqués, en favorisant l'apparition de pics de consommation conséquents en heure creuse. Ainsi, alors que le rôle central des réseaux de distribution se renforce, la transition vers des modes de rémunération basés sur la puissance consommée semble nécessaire pour permettre un développement optimal des réseaux de distribution. Autrement, les phénomènes d'instabilité des prix et d'inégalité entre les usagers aperçus dans certains pays pourraient se généraliser et s'amplifier.

Les alternatives aux hypothèses utilisées pour la simulation semblent confirmer la relative généralité du phénomène observé. En dehors des bornes de recharge de niveau 1, tous les niveaux de recharge d'un véhicule électrique sont susceptibles d'avoir un effet déstabilisateur massif sur la représentativité entre les revenus perçus par les opérateurs et les coûts causés par les usages. Cependant, plusieurs perspectives pourraient être explorées pour quantifier plus précisément les risques liés à l'application de tarifs dynamiques sur de nouveaux usages intermittents. Notre étude prend uniquement en compte un profil de charge moyen individuel. Or, le profil de consommation d'un usager résidentiel peut fortement varier d'un utilisateur à l'autre, en fonction notamment des équipements électriques installés et de données socio-économiques (Hayn, Bertsch, & Fichtner, 2014; McKenna, Hofmann, Merkel, Fichtner, & Strachan, 2016). Il serait donc pertinent d'évaluer l'impact des technologies EV et PV sur une variété de profils de charge différents, pour constater d'une part si certains types d'utilisateurs sont plus vulnérables que d'autres, et d'autre part si des phénomènes de compensation ou d'amplification pourraient apparaître du cumul local des différents profils de consommation. On pourrait aussi prendre en compte l'adoption d'autres technologies, comme l'utilisation de chauffage électrique, d'une pompe à chaleur, de batteries de stockages domestique, ou encore la réponse de l'utilisateur aux signaux de prix, en particulier en prenant en compte les autres composantes du prix de l'électricité.

Plus globalement, cette étude considère en premier approche la puissance maximale comme un indicateur des coûts de distribution. Une analyse plus approfondie de la répartition des coûts et de la manière dont s'agrègent les profils individuels renseignerait sur la potentielle gravité du phénomène observé ici. On pourrait ici s'inspirer des études effectuées sur la répartition des recharges EV dans le temps et dans l'espace (Brady & O'Mahony, 2016; Liu, Roberts, & Sioshansi, 2017).

Références

- Abdelmottaleb, I., Gomez, T., Chaves Avila, J. P., & Reneses, J. (2018, January 15). Designing efficient distribution network charges in the context of active customers. *Applied Energy*, 210, pp. 816-826. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.103
- AF-Mercados, REF-E, Indra. (2015). *Study on tariff design for distribution systems*. European Commission, Directorate-General for Energy; Directorate B-Internal Energy Market.
- ARERA. (2018, March 14). *Potenza del Contatore, Agevolazioni e Maggiore Scelta*. Retrieved from <https://www.arera.it/allegati/consumatori/17potenzacont.pdf>
- Beaufils, T. (2018). *Structures tarifaires et Spirale de la mort, Etat des lieux des pratiques de tarification dans la distribution d'électricité résidentielle*. Montréal: Chaire Energie - HEC Montréal.
- Boîteux, M., & Stasi, P. (1952). Sur la détermination des prix de revient de développement dans un système interconnecté de production-distribution. *Union Internationale des Producteurs et Distributeurs de l'Energie Electricque*.
- Bonbright, J., Danielsen, A., & Kamerschen, D. (1988). *Principles of Public Utility Rates, Second Edition*. Arlington, Virginia: Public Utilities Reports Inc.
- Brady, J., & O'Mahony, M. (2016, October). Modeling charging profiles of electric vehicles based on real-world electric vehicle charging data. *Sustainable Cities and Society*(26), pp. 203-216. doi:10.1016/j.scs.2016.06.014
- Brown, T., Faruqui, A., & Grausz, L. (2015, December). Efficient tariff structures for distribution network services. *Economic Analysis and Policy*, 48, pp. 139-149. doi:10.1016/j.eap.2015.11.010
- Castaneda, M., Franco, C. J., & Dyer, I. (2017, December). Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, pp. 341-351. doi:10.1016/j.rser.2017.05.179
- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C. J., & Dyer, I. (2017, November). Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy*, 110, pp. 105-116. doi:10.1016/j.enpol.2017.07.063
- CEZ. (2018, April 12). *Electricity Prices For Distribution*. Retrieved from CEZ: <http://www.cez.bg/en/prices/electricity-prices/for-distribution.html>
- E-Control. (2018, April 16). *Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich*. Retrieved from https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA_2017_II_398.pdf/0c950677-bb80-ef7d-66d3-a3c1b3f33abf
- EERE. (2018). *Commercial and Residential Hourly Load Profiles for all TMY3 Locations in the United States*. Retrieved from OpenEI: <https://openei.org/datasets/dataset/commercial-and-residential-hourly-load-profiles-for-all-tmy3-locations-in-the-united-states>

- EIA. (2005). *2005 RECS Survey Data*. Retrieved from <https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2005/>
- ENEDIS. (2018, March 15). *Plaque tarifaire TURPE 5*. Retrieved from http://www.enedis.fr/sites/default/files/plaque_tarifaire_turpe-5.pdf
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2010, October). Household Response to Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of 15 Experiments. *Journal of Regulatory Economics*, 193-225.
- Fridgen, G., Kahlen, M., Ketter, W., Rieger, A., & Thimmel, M. (2018, January 15). One rate does not fit all: An empirical analysis of electricity tariffs for residential microgrids. *Applied Energy*, 210, pp. 800-814. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.138
- Hayn, M., Bertsch, V., & Fichtner, W. (2014, September). Electricity load profiles in Europe: The importance of household segmentation. *Energy Research & Social Science*(3), pp. 30-45. doi:10.1016/j.erss.2014.07.002
- Hopkinson, J. (1892). *On the cost of electric supply*. The Edison Illuminating Company of Detroit.
- Hutchinson, J., Gibson, E., & Phaweni, T. (2016). Utility Pricing Death Spiral. *Mathematics in Industry Study Group* (pp. 53-71). Johannesburg: University of Witwatersrand.
- HydroQuebec. (2015, Août). *Bornes de recharge pour véhicules électriques - Guide technique d'installation*. Retrieved from <http://www.hydroquebec.com/data/electrification-transport/pdf/guide-technique.pdf>
- HydroQuebec. (2018). *Grille Tarifaire*. Retrieved from <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/grille-tarifaire.pdf>
- IDAE. (2018, April). *Informe de precios energeticos regulados*. Retrieved from http://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_abril_2018.pdf
- Liu, X., Roberts, M., & Sioshansi, R. (2017, May). Spatial effects on hybrid electric vehicle adoption. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*(52), pp. 85-97. doi:10.1016/j.trd.2017.02.014
- McKenna, R., Hofmann, L., Merkel, E., Fichtner, W., & Strachan, N. (2016, October). Analysing socioeconomic diversity and scaling effects on residential electricity load profiles in the context of low carbon technology uptake. *Energy Policy*, 97, pp. 13-26. doi:10.1016/j.enpol.2016.06.042
- Nieto, A. (2016). Optimizing prices for small-scale distributed generation resources: A review of principles and design elements. *The Electricity Journal*(29), pp. 31-41. doi:10.1016/j.tej.2016.03.004
- Nijhuis, M., Gibescu, M., & Cobben, J. (2017, October). Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. *Energy Policy*, 109, pp. 631-641. doi:10.1016/j.enpol.2017.07.049

- Nissan. (2018). *Brochure Numérique Nissan Leaf 2018*. Retrieved from <https://www.nissan.ca/content/dam/nissan/ca/request-brochure/fr/2018/pdf/2018-nissan-nissan-leaf-fr.pdf>
- NREL. (2005). *National Solar Radiation Data Base*. Retrieved from http://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/1991-2005/tmy3/
- NREL. (2018, May 14). *NSRDB Data Viewer*. Retrieved from <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%268VWYIh%255Bv%255D%3Dt%268VWYIh%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=8VWYIh.0.0.1%255Ba%255D%3Df%268VWYIh.0.0.2%255Ba%255D%3Df%268VWYIh.0.0.3%255Ba%255D%3Df%268VWYIh.0.0.4%255Ba%255D%3Df%268VWYIh.0.0.5%2>
- Ontario Energy Board. (2018, April 18). *Understanding your electricity bill*. Retrieved from <https://www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates/understanding-your-electricity-bill>
- Passey, R., Haghdadi, N., Bruce, A., & MacGill, I. (2017, October). Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. *Energy Policy*(109), pp. 642-649. doi:10.1016/j.enpol.2017.07.045
- Pérez-Arriaga, I., & Bharatkumar, A. (2014). *A Framework for Redesigning Distribution Network Use of System Charges Under High Penetration of Distributed Energy Resources: New Principles for New Problems*. Boston: CEEPR MIT.
- Pimm, A. J., Cockerill, T. T., & Taylor, P. G. (2018, August). Time-of-use and time-of-export tariffs for home batteries: Effects on low voltage distribution networks. *Journal of Energy Storage*, 18, pp. 447-458. doi:10.1016/j.est.2018.06.008
- Pineau, P.-O., & Langlois-Bertrand, S. (2016). *Balisage des structures et options tarifaires des distributeurs d'électricité et pistes de solution*. Régie de l'Énergie. Montréal, Québec: HEC Montréal.
- Schittekatte, T., Momber, I., & Meeus, L. (2018, February). Future-proof tariff design; Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. *Energy Economics*, 70, pp. 484-498. doi:10.1016/j.eneco.2018.01.028
- Sherwood, L. (2013). *Annual U.S. Solar Market Trends Report*. IREC.
- Sibelga. (2018, April 25). *Tarifs électricité 2015-2019*. Retrieved from <https://www.brugel.brussels/publication/document/notype/2015/fr/Conditions-application-tarifs-Elec-2015-2019.pdf>
- Stokke, A. V., Doorman, G. L., & Torgeir, E. (2009). *An Analysis of a Demand Charge Electricity Grid Tariff in the Residential Sector*. Discussion Papers N°574, Statistics Norway, Research Department.
- Tenne-T. (2018, April 13). Retrieved from Tariffs: <https://www.tennet.eu/electricity-market/dutch-market/tariffs/>

- Ul-Haq, A., Cecati, C., & El-Saadany, E. (2018, April). Probabilistic modeling of electric vehicle charging pattern in a residential distribution network. *Electric Power Systems Research*, pp. 126-133. doi:10.1016/j.espr.2017.12.005
- Yan, X., Gu, C., Li, F., & Xiang, Y. (2018, February 15). Network pricing for customer-operated energy storage in distribution networks. *Applied Energy*(212), pp. 283-292. doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.060

Annexes

Description détaillée des structures tarifaires retenues

Tarif	Composante en demande (U.M/kW/an)	Prix du kWh en heure creuse (U.M/kWh)	Prix du kWh en heure de pointe (U.M/kWh)	Part du volume dans le revenu initial
P	41.5			0%
V		0.01076	0.01076	100%
ToU		0.01248	0.00624	100%
P+V I	8.3	0.0086	0.086	80%
P+ToU	8.3	0.00499	0.00998	80%
P+V II	16.6	0.00646	0.00646	60%

Exemple de structures tarifaires en application

Le tableau suivant présente une série de structures tarifaires en application dans divers pays autour du monde. La colonne secteur décrit les acteurs de la chaîne de distribution rémunérés par ce tarif. D décrira donc la rémunération du gestionnaire de distribution, T du gestionnaire de transport, et F du fournisseur. Dès lors qu'au moins deux composantes s'appliquent sur le prix, les différentes composantes du prix s'expriment dans la monnaie locale. Les parts fixes (F) sont calculées par an, les parts volumétriques (Hp et Hc) par unité/kWh, et les parts liées à la puissance (Ds et Dm) en unité/kW/an.

Tarif	Pays	Rémunération	F	Hp	Hc	Ds	Dm
F	Canada (Ontario) ¹	D	1				
Ds	Pays-Bas	D				1	
Ds + F	Italie	D	19.32			21.24	
Dm	/	/					1
V	Bulgarie	D		0.00505	0.00505		
V+F	Canada (Quebec)	T+D+F	148.336	0.0591	0.0591		
ToU	Belgique (Bruxelles)	D		0.05508	0.033048		
ToU + F	Autriche ² (Steiermark)	D	30	0.0593	0.0298		
Ds + V	Espagne ³	D		0.044027	0.044027	38.04343	
Ds + V + F	Italie	D+T	19.32	0.00712	0.00712	21.24	

¹ Les coûts de distribution seront recouverts en Ontario par une composante fixe à partir de 2019. Au moment de notre étude, le coût de cette contribution n'avait pas encore été publié.

² En l'absence de dispositif de mesure de la puissance

³ En l'absence de compteur avancé

Ds + ToU	Espagne ¹	D		0.062012	0.002215	38.04343	
Ds + ToU + F	France	T+D	14.88	0.0736	0.0367	3.72	
Dm + V	Autriche ⁴ (Burgenland)	Dm + V		0.0285	0.0285		53.04
Dm + ToU	Autriche ⁴ (Linz)	Dm + ToU		0.018	0.01		37.2

SOURCES : (Ontario Energy Board, 2018) (ARERA, 2018) (CEZ, 2018) (E-Control, 2018) (Tenne-T, 2018) (ENEDIS, 2018) (HydroQuebec, 2018) (IDAE, 2018) (Sibelga, 2018)

¹ Avec un compteur avancé