Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

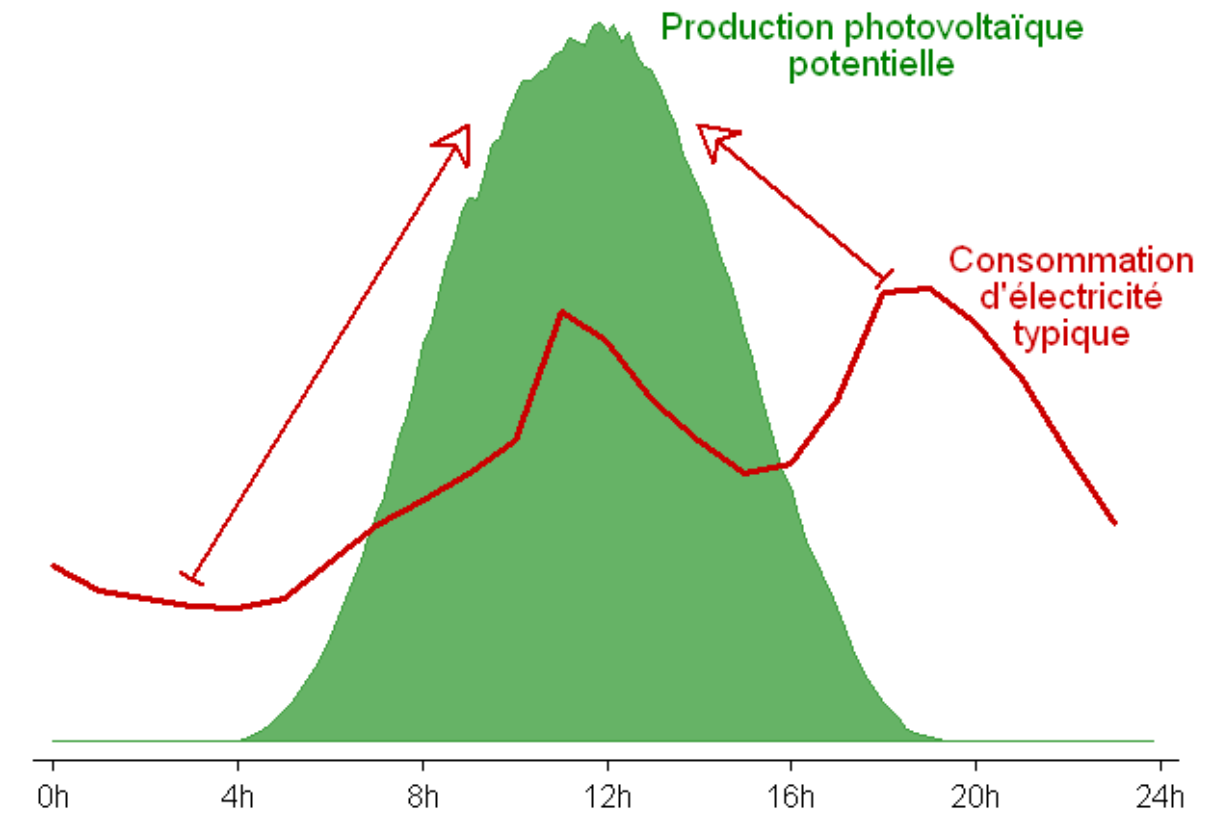
Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Recherche énergétique

Rapport final

Flexi 2

Déterminer le potentiel de flexibilisation de la demande d'électricité des ménages



Date : 15.12.2018

Lieu : Neuchâtel

Mandant :
Office fédéral de l'énergie OFEN
Programme de recherche Énergie - économie - société (EES)
CH-3003 Bern
www.ofen.admin.ch
energieforschung@bfe.admin.ch

Mandataires :
Planair SA
Rue du Crêt 108A
CH-2314 La Sagne
www.planair.ch

Auteurs :
Lionel Perret, Planair SA, lionel.perret@planair.ch
Yves Chevillat, Planair SA, yves.chevillat@planair.ch
Nicolas Wyrsch, EPFL, nicolas.wyrsch@epfl.ch
Lionel Bloch, EPFL, lionel.bloch@epfl.ch
Jordan Holweger, EPFL, jordan.holweger@epfl.ch
Sylvain Weber, UniNE, sylvain.weber@unine.ch
Martin Péclat, UniNE, martin.peclat@unine.ch

Responsable de domaine OFEN : Anne Kathrin Faust, Anne-Kathrin.Faust@bfe.admin.ch
Chef de programme de l'OFEN : Anne Kathrin Faust, Anne-Kathrin.Faust@bfe.admin.ch
Numéro du contrat de l'OFEN : SI/501332-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Résumé

Ce rapport présente les résultats d'une expérience de terrain, dans laquelle la consommation d'électricité d'environ 600 ménages a été analysée sur une période de plus de 3 ans. Les courbes de charge ont été mises à disposition par la Société des Forces Électriques de La Goule, qui approvisionne environ 8'000 ménages de la région du Jura. Les compteurs intelligents, dont sont équipés l'ensemble des clients de La Goule, transmettent les consommations d'électricité chaque heure (voire quart d'heure), ce qui permet une analyse détaillée des habitudes de consommations intra-journalières.

La problématique traitée dans ce projet concerne le décalage entre consommation d'électricité par les ménages (qui atteint son maximum en soirée) et production d'énergie solaire (qui atteint son maximum en milieu de journée). Afin de réduire ce décalage, une solution envisagée est d'influencer la consommation d'électricité par des mesures dites de gestion de la demande. L'objectif du projet est ainsi d'évaluer la flexibilité de la consommation d'électricité par les ménages, afin de déterminer si la demande pourrait effectivement absorber une partie de l'électricité disponible lors des périodes de forte production d'énergie photovoltaïque. Pour ce faire, un "essai contrôlé randomisé" comprenant deux traitements a été mis en place durant plus d'une année. Dans le premier traitement, les ménages ont fait face à une tarification alternative dans laquelle le prix de l'électricité était réduit de 15 cts/kWh entre 11h et 15h par rapport au prix normal, alors que le prix était majoré de 4 cts/kWh le reste de la journée. Dans le second traitement, les ménages ont fait face à une tarification alternative impliquant les mêmes réductions et augmentations de prix, mais les périodes de bas et haut tarifs dépendaient des prévisions météorologiques d'ensoleillement. Chaque soir, ces ménages recevaient un SMS les informant des plages horaires de tarif réduit pour la journée du lendemain, qui s'étendaient potentiellement de 10h à 19h. Les deux traitements avaient donc pour objectif d'inciter financièrement les ménages à déplacer leur consommation vers le milieu de la journée.

Des analyses d'ordre techniques et économétriques ont été effectuées. De manière générale, il apparaît que les réactions des ménages ont été relativement modestes. En effet, alors que le potentiel théorique de flexibilisation est évalué à 17% en moyenne, le déplacement effectif de consommation se monte à quelques points de pourcentage. Les ménages des groupes de traitement ont très légèrement augmenté leur consommation pendant les périodes de bas tarif, mais ne l'ont pas forcément adaptée dans les périodes de haut tarif. Des écarts importants de réactions existent cependant entre les ménages. Il faut, de plus, remarquer que malgré les variations importantes générées dans le prix de l'électricité avec les tarifications incitatives, les gains ou pertes potentiels des ménages s'élevaient tout au plus à quelques francs par mois. Il n'est donc pas si surprenant que les réactions n'aient pas été très marquées. Au final, les résultats du projet mettent en évidence que gérer la demande d'électricité uniquement au travers de tarifications dynamiques ne sera pas forcément chose aisée. Étant donné les niveaux de prix actuels en Suisse, des incitations uniquement monétaires pourraient s'avérer insuffisantes pour modifier les habitudes de consommation.

En revanche, un changement plus marqué des habitudes de consommation semble apparaître chez les ménages qui font le pas d'investir dans une installation solaire photovoltaïque pour s'approvisionner en électricité. Sans pour autant se déconnecter du réseau, les ménages ont tout intérêt à consommer leur énergie produite de sorte à réduire leur facture d'électricité. Une tendance à réduire la consommation en dehors des périodes de production PV a pu ainsi être observée chez les propriétaires d'installations solaires.

Zusammenfassung

Dieser Bericht stellt die Ergebnisse eines Feldversuchs vor, in dem der Stromverbrauch von rund 600 Haushalten über einen Zeitraum von mehr als 3 Jahren analysiert wurde. Die Lastkurven wurden von der *Société des Forces Électriques de La Goule* erstellt, die rund 8.000 Haushalte im Jura versorgt. Alle Kunden von La Goule sind mit intelligenten Zählern ausgestattet, die den Stromverbrauch jede Stunde (oder sogar 15 Minuten) übertragen. Diese Daten ermöglichen eine detaillierte Analyse der Intraday-Verbrauchsmuster.

Das in diesem Projekt behandelte Thema betrifft die Lücke zwischen dem Stromverbrauch der Haushalte (der abends sein Maximum erreicht) und der Solarenergieproduktion (der Mitte des Tages sein Maximum erreicht). Um diese Lücke zu schliessen, wird unter anderem die Beeinflussung des Stromverbrauchs durch so genannte Demand Management Massnahmen betrachtet. Ziel des Projekts ist es daher, die Flexibilität des Stromverbrauchs der Haushalte zu bewerten, um festzustellen, ob die Nachfrage tatsächlich einen Teil des verfügbaren Stroms in Zeiten hoher photovoltaischer Energieerzeugung aufnehmen könnte. Dazu wurde eine “randomisierte kontrollierte Studie” mit zwei Behandlungen für mehr als ein Jahr durchgeführt. In der ersten Behandlung sahen sich die Haushalte mit einem alternativen Preissystem konfrontiert, bei dem der Strompreis zwischen 11 und 15 Uhr gegenüber dem Normalpreis um 15 Rp/kWh gesenkt wurde, während der Preis für den Rest des Tages um 4 Rp/kWh erhöht wurde. In der zweiten Behandlung sahen sich die Haushalte mit alternativen Preisen konfrontiert, die mit den gleichen Preissenkungen und -erhöhungen verbunden waren, aber die Zeiten niedriger und hoher Preise hingen von den Wettervorhersagen für das Sonnenlicht ab. Jeden Abend erhielten diese Haushalte eine SMS, in der sie über die vergünstigten Zeitfenster für den Folgetag informiert wurden, die möglicherweise von 10 bis 19 Uhr lagen. Ziel beider Behandlungen war es daher, finanzielle Anreize für die Haushalte zu schaffen, ihren Konsum auf die Tagesmitte zu verlagern.

Es wurden technische und ökonometrische Analysen durchgeführt. Im Allgemeinen scheint es, dass die Reaktionen der Haushalte relativ bescheiden waren. Während das theoretische Flexibilitätspotenzial auf durchschnittlich 17% geschätzt wird, beträgt die tatsächliche Verschiebung des Verbrauchs einige Prozentpunkte. Die Haushalte in den Behandlungsgruppen erhöhten ihren Konsum in den Niedrigtarifphasen sehr leicht, passten ihn aber in den Hochtarifphasen nicht unbedingt an. Allerdings gibt es signifikante Unterschiede in den Reaktionen der Haushalte. Es ist auch zu beachten, dass trotz der erheblichen Schwankungen der Strompreise, die durch die Anreizpreisgestaltung erzeugt wurden, die potenziellen Gewinne oder Verluste für die Haushalte höchstens einige Franken pro Monat betrugen. Es ist daher nicht verwunderlich, dass die Reaktionen nicht sehr stark waren. Letztendlich zeigen die Projektergebnisse, dass die Steuerung der Stromnachfrage allein durch dynamische Preisgestaltung nicht unbedingt einfach sein wird. Angesichts des aktuellen Preisniveaus in der Schweiz reichen rein monetäre Anreize möglicherweise nicht aus, um das Konsumverhalten zu ändern.

Andererseits scheint sich bei den Haushalten, die den Sprung wagen, in eine Solar-Photovoltaikanlage zur Stromgewinnung zu investieren, eine deutlichere Veränderung des Verbrauchsverhaltens abzuzeichnen. Ohne den Netzanschluss zu unterbrechen, haben die Haushalte jedes Interesse daran, ihre erzeugte Energie so zu nutzen, dass ihre Stromrechnungen sinken. Bei den Eigentümern von Solaranlagen ist daher eine Tendenz zur Reduzierung des Verbrauchs außerhalb von PV-Produktionszeiten zu beobachten.

Summary

This report presents the results of a field experiment, in which the electricity consumption of about 600 households was analysed over a period of more than 3 years. The load curves were provided by the *Société des Forces Électriques de La Goule*, which supplies about 8,000 households in the Jura region. All customers of *La Goule* are equipped with smart-meters, which transmit electricity consumption every hour (or even 15 minutes). Such data allow a detailed analysis of intraday consumption patterns.

The issue addressed in this project concerns the mismatch between household electricity consumption (which reaches its maximum in the evening) and solar energy production (which reaches its maximum in the middle of the day). In order to reduce this gap, one solution considered is to influence electricity consumption through so-called demand-side management. The objective of the project is thus to assess the flexibility of household electricity consumption in order to determine whether demand could actually absorb part of the electricity available during peaks of photovoltaic energy production. To do this, a randomized controlled trial with two treatments was implemented for more than one year. In the first treatment, households faced an alternative pricing system in which the price of electricity was reduced by 15 cents/kWh between 11am and 3pm compared to the normal price, while the price was increased by 4 cents/kWh the rest of the day. In the second treatment, households faced alternative pricing involving the same price reductions and increases, but the periods of low and high prices depended on sunshine weather forecasts. Every night, these households received an SMS informing them of the reduced rate time slots for the following day, which potentially ranged from 10am to 7pm. The objective of both treatments was therefore to provide financial incentives for households to shift their consumption to the middle of the day.

Technical and econometric analyses were carried out. In general, it appears that household reactions have been relatively modest. Indeed, while the theoretical potential for flexibility is estimated at 17% on average, the actual displacement of consumption reaches a few percentage points. Households in the treatment groups actually increased their consumption very slightly during low tariff periods, but did not necessarily adjust it during high tariff periods. However, there are significant differences in reactions between households. It should also be noted that despite the significant variations in electricity prices generated with the incentive pricing, the potential gains or losses for households amounted to at most a few francs per month. It is therefore not surprising that the reactions were not very strong. In the end, the project results show that managing electricity demand solely through dynamic pricing will not be easy. Given current price levels in Switzerland, purely monetary incentives may not be sufficient to change consumption patterns.

On the other hand, a more marked change in consumption patterns seems to be appearing among households that are taking the plunge to invest in a solar photovoltaic installation to obtain electricity. Without disconnecting from the grid, households have every interest in consuming their energy produced in such a way as to reduce their electricity bills. A tendency to reduce consumption outside PV production periods has thus been observed among owners of solar installations.

Sommaire

Résumé **3**

Zusammenfassung **4**

Summary **5**

Sommaire **7**

Liste des abréviations **9**

1 Introduction **11**

1.1 Problématique et objectifs du projet 11
1.2 Différences avec la première phase du projet 12
1.2.1 Tarifs différenciés 13
1.2.2 Heures de production d'énergie solaire 14
1.2.3 Analyse des propriétaires PV 15
1.2.4 Taille des échantillons 15
1.3 Partenariat avec La Goule 15

2 Données **16**

2.1 Questionnaire 16
2.2 Questionnaire pour propriétaires d'installation photovoltaïque 19
2.3 Courbes de charge 19
2.3.1 Nettoyage des données non-plausibles 21
2.3.2 Remplissage des données manquantes 22
2.3.3 Validation de cette méthodologie 24
2.4 Difficultés rencontrées avec les données 25

3 Interventions **27**

3.1 Traitement 1 : horaires fixes 27
3.2 Traitement 2 : horaires flexibles 29

4 Méthodologie d'analyse **31**

4.1 Stratégie économétrique 31
4.2 Aspects techniques 32
4.2.1 Définition d'un score de flexibilité 32
4.2.2 La désagrégation comme outil pour étudier le potentiel théorique de flexibilité 33
4.2.3 Définition des périodes d'analyses 36

5 Résultats **37**

5.1 Analyse descriptive des factures 37
5.2 Analyse économétrique 44
5.2.1 Traitement 1 44
5.2.2 Traitement 2 48
5.2.3 Questionnaire de clôture 51

5.3 Analyse du potentiel théorique de flexibilisation 52
5.4 Analyse du potentiel pratique et atteint de la flexibilisation 55
5.4.1 Résultats Groupe T1 55
5.4.2 Résultats du groupe T2 61
5.4.3 Analyse du potentiel atteint de flexibilisation 67
5.5 Analyse d'impact de solutions techniques sur la flexibilisation 69
5.6 Analyse du changement de comportement des propriétaires d'installations PV 75
6 Conclusions et perspectives 84
7 Publications 86
8 Références 87
9 Annexes 90
9.1 Annexe 1 : Estimation des périodes de tarification favorable avant le début de l'expérience . 90
9.2 Annexe 2 : Profils horaires normalisés pour l'ensemble des types de jour Flexi 92
9.3 Annexe 3 : Questionnaire de début d'expérience 96
9.4 Annexe 4 : Questionnaire de clôture 110
9.5 Annexe 5 : Formulation du modèle d'optimisation linéaire avec nombres entiers 116
9.6 Annexe 6 : Questionnaire destiné aux propriétaires d'installations photovoltaïques 118

Liste des abréviations

GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
La Goule	Société des Forces Electriques de la Goule
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PV	Photovoltaïque
LCOE	Coût actualisé de l'énergie (*Levelized Cost of Energy*)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution

1 Introduction

1.1 Problématique et objectifs du projet

La capacité mondiale de production d'électricité renouvelable augmente à un rythme soutenu et représente actuellement environ un quart de la production mondiale d'électricité, la majeure partie étant constituée d'énergie hydraulique (IEA, 2018 ; IRENA, 2017). La Commission européenne (2014) a publié une directive sur les énergies renouvelables, avec pour objectif d'atteindre au moins 30% d'énergie renouvelable d'ici 2030. De même, la Suisse s'est engagée à faire passer la production moyenne d'électricité renouvelable hors hydraulique de 1'260 GWh en 2015 à 4'400 GWh en 2020 et à 11'400 GWh en 2035 (OFEN, 2018). Ces objectifs incluent donc une proportion considérable d'énergies renouvelables intermittentes, et en particulier d'énergie solaire. L'un des principaux défis liés à cette reconfiguration consiste dès lors à équilibrer l'offre et la demande afin d'absorber la part croissante d'énergie renouvelable intermittente dans le réseau. Les solutions techniques permettant de limiter l'écart entre production d'énergie renouvelable intermittente et consommation d'électricité (transport et stockage) sont souvent étudiées dans la littérature (voir par exemple Kondziella & Bruckner, 2016). Une solution alternative, visant à influencer la consommation d'électricité afin de l'adapter à la production plutôt que l'inverse, est nettement moins documentée.

Dans ce projet, un premier objectif est de quantifier la flexibilité de la consommation d'électricité par les ménages, afin de déterminer si la demande pourrait jouer le rôle de tampon lors des périodes de forte production d'énergie photovoltaïque. Un second objectif est d'induire un déplacement de la consommation d'électricité, et donc d'identifier les facteurs permettant d'influencer la flexibilité de la demande. Pour ce faire, deux structures tarifaires incitatives ont été mises en place afin d'inciter les ménages à déplacer leur consommation d'électricité vers les périodes pendant lesquelles l'énergie produite à partir de source solaire est abondante. Dans la première structure tarifaire, le prix de l'électricité a été abaissé entre 11h et 15h tous les jours. Dans la deuxième structure, le prix a été abaissé sur la base des périodes d'ensoleillement prévues un jour à l'avance. Ce projet contribue donc au débat sur la façon de réduire le déséquilibre entre demande d'électricité et production d'énergie solaire, qui constitue un obstacle à l'utilisation et à la diffusion à grande échelle des technologies photovoltaïques. En effet, la nature intermittente des nouvelles d'énergies renouvelables pourrait représenter un défi important pour atteindre les objectifs de la transition énergétique. À notre connaissance, malgré l'importance de ce sujet, notre étude est l'une des premières à cibler un déplacement de consommation d'électricité vers des heures précises et non une réduction de consommation.

Notre projet se situe à l'intersection de deux branches distinctes de littérature. Une première branche est constituée de contributions techniques, dont plusieurs sont décrites dans la revue de la littérature de Kondziella & Bruckner (2016). Cette branche de la littérature examine la faisabilité de l'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables intermittentes dans le réseau. Les solutions abordées sont de type technique et portent sur la gestion de l'offre. Il est en effet question de rendre l'approvisionnement en électricité flexible au moyen d'expansion du réseau et/ou de stockage, en faisant des hypothèses simplificatrices concernant le comportement des consommateurs. Par exemple, Denholm & Margolis (2007) évaluent des scénarios dans lesquels jusqu'à 10% de la demande sont arbitrairement déplacés de manière à absorber la production d'électricité photovoltaïque excédentaire. Steinke et al. (2013) utilisent quant à eux une demande constante. Pina et al. (2012) supposent que puisque les lave-linges, sèche-linges et machines à laver la vaisselle peuvent facilement être programmés, ces appareils seront effectivement programmés pour fonctionner lorsque la production d'électricité renouvelable est élevée. Dans certains de leurs scénarios, autour de 40% de ces activités seraient ainsi déplacés. Dans ce projet, nous abordons un

problème semblable à cette littérature technique, mais d'un point de vue inverse, c'est-à-dire en se concentrant sur la modélisation et la gestion de la demande.

Une deuxième branche de la littérature avec laquelle notre projet possède des caractéristiques communes est constitué de recherches dans les domaines de l'économie mais aussi de la psychologie voire de la sociologie. Cette branche de la littérature traite des effets de l'information sur la demande d'électricité résidentielle. Tel que récemment documenté par plusieurs revues de la littérature (Buchanan et al. 2015, Faruqui et al. 2010, Vine et al. 2013) et méta-analyses (Delmas et al. 2013, Ehrhardt et al. 2010), ce domaine de recherche évolue rapidement. Parmi les plus récentes contributions, dont la plupart font usage de données à haute fréquence, on peut mentionner Degen et al. (2013), Di Cosmo et al. (2014), Jessoe & Rapson (2014), Bernstein & Collins (2014), Chen et al. (2015), Ito et al. (2015), Ida et al. (2015), Lynham et al. (2016), McCoy & Lyons (2017), et White & Sintov (2018). Dans ces contributions, l'objectif principal est de promouvoir la réduction de la consommation d'électricité, alors que notre objectif est d'induire un déplacement de consommation entre les heures de la journée, sans exiger de réduction (mais en cherchant à limiter si possible les augmentations) de consommation totale.

Il est à noter que le déplacement en dehors de quelques heures spécifiques (heures de pointe) est une problématique différente de celle du déplacement vers quelques heures spécifiques que nous abordons ici. Lorsque des tarifs différenciés pour les heures de pointe et les heures creuses sont mis en œuvre, une partie de la consommation d'électricité pourrait être déplacée des heures de pointe vers les heures creuses, mais le résultat est généralement une réduction globale de la consommation (voir Bernstein & Collins 2014, section VII). Filippini (2011) trouve notamment que l'électricité aux heures de pointe et aux heures creuses sont des substituts pour les ménages suisses, mais l'élasticité-prix croisée qu'il obtient est nettement inférieure à 1, ce qui implique que ce sont des substituts imparfaits. Allcott (2011) examine les effets d'une expérience de tarification en temps réel et constate que les ménages réagissent en réduisant leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe mais n'augmentent pas pour autant la consommation pendant les heures creuses. Nous considérons donc ces études comme visant une réduction de la consommation d'électricité : le déplacement de la consommation est alors un effet secondaire alors que c'est l'objectif premier de nos interventions.

Dans les expériences que nous avons mises en place, l'objectif pour les ménages consistait à déplacer leur consommation vers les périodes pendant lesquelles de l'énergie solaire était (potentiellement) abondante, la réduction de consommation étant un objectif secondaire (et pouvant indirectement permettre d'augmenter la couverture de la consommation totale par l'énergie solaire). En vue de l'intégration des nouvelles énergies renouvelables dans le réseau, savoir dans quelle mesure les ménages sont capables de flexibiliser leur consommation afin de l'adapter à la production est en effet d'importance primordiale. Ces nouvelles énergies renouvelables sont produites de façon intermittente et leur consommation n'est par conséquent pas toujours directe. Le stockage et le transport de l'électricité produite sont des solutions permettant de la consommer, mais inciter la consommation locale et instantanée permettrait d'éviter les coûts afférents à ces installations.

1.2 Différences avec la première phase du projet

Une première phase du projet, dont une analyse détaillée se trouve dans Perret et al. (2015), s'est déroulée entre 2013 et 2015. Afin d'inciter les ménages à déplacer leur consommation d'électricité vers les périodes de production d'énergie solaire, deux interventions avaient été mises en place. Il s'agissait d'une part de lettres d'information et d'autre part d'incitations financières. Les résultats ont montré que les lettres d'information ont poussé les ménages à globalement réduire leur consommation d'électricité, mais sans entraîner un déplacement de la consommation comme

escompté. Les incitations financières, en revanche, ont induit la réaction recherchée. Les ménages soumis à ce traitement ont en effet déplacé une certaine proportion (faible mais significative) de leur consommation d'électricité du soir vers le milieu de la journée. Sur la base des résultats de la première phase, il a donc été décidé que seules les incitations financières seraient utilisées comme traitement dans les expériences de la seconde phase.

Comme lors de la première phase, l'objectif des expériences est d'inciter les ménages à déplacer leur consommation d'électricité (sans nécessairement la réduire) vers les périodes pendant lesquelles l'énergie est produite à partir de sources solaires. Plusieurs éléments des expériences menées lors de la première phase ont été nettement améliorés. Il s'agit notamment des points suivants : (i) mise en place de tarifs différenciés entre les périodes de la journée, (ii) fixation des heures de production d'énergie solaire en fonction des prévisions météorologiques de la veille, et (iii) taille des échantillons. Les sections suivantes détaillent chacun de ces éléments.

1.2.1 Tarifs différenciés

Dans la première phase, en raison de contraintes techniques et légales, les incitations financières à déplacer la consommation avaient été créées via une compétition dans laquelle les ménages les mieux classés gagnaient une somme monétaire fixée à l'avance. Cette structure de récompenses implique que les actions (bonnes ou mauvaises) de chaque ménage pouvaient rester sans effet. Par exemple, un ménage ayant augmenté sa proportion de consommation pendant la période de production d'énergie solaire pouvait ne toucher aucune récompense monétaire si d'autres ménages avaient fait mieux que lui. À l'inverse, un ménage n'ayant rien changé pouvait obtenir une récompense si les autres ménages ne réagissaient pas non plus. De plus, comme les rémunérations étaient fixes, elles ne dépendaient pas du volume de consommation et pouvaient même dans certains cas extrêmes s'avérer supérieures au coût de l'électricité consommée. Ce système de récompenses n'est évidemment pas optimal mais possédait l'avantage de fixer les coûts de l'expérience ex-ante et de ne pas rendre la facturation plus complexe.

Les résultats obtenus lors de cette expérience laissaient présager que les incitations financières sont un moyen permettant d'influer significativement sur le profil de consommation des ménages. La réplication à large échelle d'une telle compétition semble cependant difficilement réalisable et soulève des questions : En conservant la même structure de récompenses pour les quelques premiers ménages mais en augmentant le nombre de ménages participant à la compétition, obtiendrait-on une réaction similaire ? Les ménages considéreraient-ils la probabilité de gagner comme trop faible pour effectuer les moindres changements ? Au contraire, les ménages réagiraient-ils plus fortement encore sous l'effet d'une compétition renforcée ? En raison de ces incertitudes, la validité externe d'une compétition est difficile à évaluer. La suite logique de cette expérience est donc de mettre en place une incitation financière en agissant directement sur les tarifs de l'électricité.

Dans la seconde phase du projet, les incitations financières ont été fournies non plus via une compétition, mais bien par une modification des tarifs de l'électricité. Grâce à la collaboration du gestionnaire de réseau de distribution La Société des Forces Electriques de la Goule SA (ci-après La Goule), qui facture sur la base des consommations effectives grâce à des compteurs intelligents ou *smart-meters* (et non sur la base des consommations prévues comme la plupart des autres fournisseurs), il a en effet été possible de mettre en place des tarifs différenciés et variables. Par rapport à une tarification uniforme (ou tarif simple), le prix d'un kilowattheure a alors été abaissé (bonus) pendant les périodes vers lesquelles on souhaitait attirer la consommation, c'est-à-dire pendant les heures de production d'énergie solaire. Au contraire, le prix a été augmenté (malus) en dehors de ces périodes.

Grâce à la tarification alternative, l'économie qu'un ménage pouvait réaliser était directement liée à son propre comportement et totalement indépendante des actions des autres ménages. Chaque ménage pouvait ainsi être correctement récompensé pour ses actions, mêmes minimes, et l'incertitude liée à la compétition a été complètement annulée.

Si les ménages soumis à la tarification alternative avaient la possibilité de réduire leur facture d'électricité par rapport à la tarification uniforme, il existait également un risque qu'ils voient leur facture augmenter. Afin de ne pas décourager les ménages à participer à l'expérience, ce risque a été éliminé de la façon suivante : les ménages payaient toujours la facture la moins élevée entre celle calculée sur la base des tarifs officiels de La Goule et celle obtenue selon la tarification alternative proposée dans le cadre de l'expérience. Pour les ménages, la participation à cette expérience était donc totalement sans risque financier, au contraire, ce qui devait constituer en soi une motivation à participer. L'incitation financière consistait ainsi en une réduction potentielle de la facture d'électricité, les ménages ne pouvant en aucun cas perdre de l'argent.

Le budget du projet dédié aux expériences a ainsi servi à subventionner les factures d'électricité des ménages, en payant la différence entre les factures officielles et les factures avec tarification alternative. Il est important de souligner que les tarifications alternatives ont été calibrées de telle sorte à effectivement permettre aux ménages de réduire leur facture d'électricité en cas de déplacement de leur consommation (afin de les inciter à réagir) tout en n'étant pas trop généreuses. Les résultats de la première phase du projet ont été utilisés afin de procéder à cette calibration. Plus précisément, en extrapolant à partir des réactions des ménages ayant été soumis aux incitations monétaires lors de la première phase, il a pu être défini qu'une tarification dans laquelle le prix d'un kilowattheure serait réduit de 15 centimes entre 11h et 15h et augmenté de 4 centimes pour le reste de la journée n'entraînerait *en moyenne* ni gain ni perte. Autrement dit, le but de cette calibration était de faire en sorte que le ménage moyen obtienne une facture identique sous la tarification uniforme et sous la tarification alternative au cas où il ne changerait rien à sa façon de consommer. Pour pouvoir bénéficier d'un rabais, ce ménage était ainsi forcé de déplacer sa consommation des périodes de haut tarif vers les périodes de bas tarif.

L'adaptation de la tarification constitue une amélioration majeure par rapport à la compétition qui avait été mise en place dans la première phase. En effet, la validité externe des expériences est ainsi bien meilleure étant donné que le système utilisé pourrait être reproduit tel quel à large échelle, au contraire d'une compétition. De plus, une tarification différenciée visant à faciliter l'intégration de grandes quantités d'énergie solaire semble parfaitement envisageable dans un avenir proche et pourrait être mise en place très simplement, à l'image de ce qui se fait actuellement avec les tarifs de jour et de nuit pour une part importante de ménages en Suisse.

1.2.2 Heures de production d'énergie solaire

Une limite de la première phase du projet provenait de l'immobilité des heures de production d'énergie solaire. Faute de pouvoir identifier à quel moment la production d'énergie solaire avait effectivement lieu, ces heures avaient été fixées de 11h à 15h pour toute la durée de l'expérience, étant donné que ce sont les heures lors desquelles la production d'énergie solaire est statistiquement maximisée. Cependant, la production d'énergie solaire est évidemment soumise à des fluctuations non seulement journalières mais également saisonnières, de sorte qu'il serait préférable de laisser les heures de bas tarif varier de jour en jour.

Dans la seconde phase, dans l'une des deux interventions, les heures de bas tarif ont été fixées au jour le jour, sur la base des prévisions météorologiques locales de la veille. Chaque soir, les ménages participant à cette expérience ont été prévenus par SMS des plages horaires correspondant aux périodes de bas tarif pour le lendemain. Par rapport à une tarification dynamique dans laquelle les

tarifs seraient adaptés en temps réel en fonction du rayonnement solaire effectif, cette façon de faire a permis de limiter substantiellement les coûts pour le projet. D'autre part, le fait de prévenir les participants à l'avance leur a sans doute permis de planifier leurs activités plus simplement, alors qu'une tarification en temps réel les aurait obligés à réagir au dernier moment, ce qui aurait manifestement été plus compliqué.

1.2.3 Analyse des propriétaires PV

Un des buts de la flexibilisation de la consommation des ménages, et celui qui nous intéresse ici tout particulièrement, est d'augmenter l'autoconsommation ou de réduire les pics d'injection dans le cadre d'une pénétration d'installation solaire photovoltaïque importante. A l'échelle d'un réseau, c'est surtout pour une raison technique de capacité d'absorbation du flux de puissance remontant des clients équipés de panneaux solaires vers le transformateur de quartier. A l'échelle d'un micro-réseau, qui se résoudrait à un seul propriétaire équipé d'une installation, c'est davantage un argument économique qui poussera le ménage à changer ces habitudes de consommation de sorte à augmenter son autoconsommation, sans que pour cela le distributeur ait besoin de fournir une incitation financière supplémentaire. Dans cette seconde phase du projet Flexi, il semblait important d'étudier la réaction des propriétaires d'installations PV suite à leur démarche d'investir dans une source d'énergie intermittente pour s'approvisionner en courant d'origine renouvelable.

Grâce au fait que le gérant de réseau de distribution La Goule a depuis longue date équipé ces clients de smart-meters, il a ainsi été possible d'étudier de quelle façon les propriétaires ont modifié leur comportement de consommation à la suite de l'installation de panneaux solaires. Cette analyse a toutefois été rendue difficile par l'absence d'une mesure directe de la consommation électrique ou de la production PV (avec une résolution temporelle horaire).

1.2.4 Taille des échantillons

Un dernier élément délicat de la première phase du projet résidait dans la petite taille des groupes de ménages (environ 100 au total) ayant participé aux expériences, ce qui pouvait causer des difficultés au niveau de la fiabilité statistique des résultats. Dans la deuxième phase, la taille des échantillons a été nettement augmentée, avec un total de 600 ménages ayant été impliqués dans l'expérience. Près de 100 ménages ont été recrutés au travers d'un questionnaire (voir sous-chapitre 2.1), et plus de 500 autres ménages ont pu être intégrés aux expériences de façon autoritaire grâce à la collaboration précieuse du fournisseur, La Goule.

Il faut par ailleurs relever la durée exceptionnelle sur laquelle les courbes de charge de ces 600 ménages sont disponibles. En effet, les données de consommations sont disponibles pour chaque heure (voire chaque 15 minutes) entre août 2013 et mars 2018, soit durant plus de 4 ans et donc au-delà de 40'000 observations horaires pour certains ménages. Il va sans dire qu'une base de données de cette taille recèle une grande valeur d'un point de vue scientifique et se prête à des analyses sophistiquées même si ces analyses s'accompagnent évidemment de difficultés précisément liées à l'abondance d'informations.

1.3 Partenariat avec La Goule

L'expérience a été menée en partenariat avec le gestionnaire de réseau de distribution La Goule, qui est basé à Saint-Imier et distribue de l'électricité à près de 8000 ménages dans les régions du Jura et du Jura Bernois. Un des avantages déterminant du partenariat avec La Goule est que l'ensemble de ses clients est équipé depuis plusieurs années de smart-meters qui transmettent les consommations d'électricité à une fréquence horaire (voire quart d'heure). Il est ainsi possible de récupérer des données historiques pour chaque ménage, ce qui est une condition nécessaire pour pouvoir évaluer

de manière causale l'effet des interventions qui ont été mises en place. De plus, aucune expérience n'avait jusqu'ici été menée sur les clients de La Goule, ce qui assure que les données historiques constituent un échantillon vierge de toute intervention.

Il faut de plus souligner que la collaboration de La Goule dans le projet a été excellente. La direction et les employés se sont en effet engagés pour le projet et ont fourni des efforts considérables afin de permettre la bonne réalisation des expériences. La Goule a ainsi notamment accepté de mettre à disposition les données de consommation des ménages participant, de se charger de l'envoi des courriers d'information, et d'adapter son système de facturation pour permettre l'établissement de factures sur la base d'un système de tarification alternative.

2 Données

2.1 Questionnaire

Afin de créer des groupes de contrôle et de traitement comparables et permettre ainsi une estimation fiable de l'effet causal de nos interventions, nous avons collecté des informations sur les équipements électriques des ménages, leur structure et leurs habitudes de consommation. Cette collecte d'informations a été effectuée via un questionnaire en ligne, qui était accessible depuis le site web du projet http://www.flexi-goule.ch (le questionnaire est reproduit dans l'Annexe 9.3). Pour pouvoir répondre au questionnaire, les clients de La Goule devaient indiquer leur numéro de client et le numéro postal de leur domicile, ce qui a ensuite permis de faire le lien avec leur consommation d'électricité. L'accès protégé nous a également permis de garantir que seuls les ménages clients de La Goule et disposant d'une tarification uniforme (ou tarif simple) pouvaient accéder au questionnaire.[1]

Afin de recruter les participants, une lettre a été envoyée à tous les clients de La Goule disposant d'un tarif uniforme (environ 1'800) pour les inviter à répondre au questionnaire. Cette lettre a été jointe par La Goule à la facture du mois d'avril 2016. Entre ce moment et début juillet 2016, 44 ménages avaient répondu de manière complète et ont été répartis en trois groupes, dont l'un constitue un groupe de contrôle. Les traitements 1 et 2, qui consistent en des modifications tarifaires à heures fixes et à heures variables (voir sous-chapitres 3.1 et 3.2), ont ainsi été mis en œuvre dès le 1er juillet 2016 pour ces groupes de ménages. Avec la facture du mois de juillet, une lettre de relance a été envoyée à plus de 1'700 ménages qui n'avaient pas donné de réponse. Entre ce moment et début septembre 2016, 48 ménages supplémentaires ont répondu au questionnaire. Nous avons ainsi à disposition un échantillon de 92 ménages, pour lesquels l'information provenant du questionnaire est complète.

Afin d'avoir des groupes aussi homogènes que possible, la répartition des ménages dans les différents groupes a été effectuée par une stratification dans laquelle nous avons tenu compte de la consommation annuelle du ménage (données de 2015 fournies par La Goule) ainsi que de l'âge du répondant. Étant donné le nombre de ménages ayant répondu, nous avons considéré uniquement ces deux dimensions lors de la stratification. La Figure 1 montre la distribution de la consommation d'électricité et la Figure 2 celle de l'âge des répondants qui ont été alloués dans chaque groupe. Hormis quelques valeurs extrêmes dans la distribution des consommations, on constate que les distributions sont largement semblables entre les groupes, ce qui montre que la stratification s'est correctement déroulée et que les effets de nos interventions pourront, dès lors, être estimés de

[1] Les ménages disposant d'un tarif double ont été exclus de l'expérience. Ces ménages bénéficient d'un tarif plus bas durant la nuit (entre 21h et 7h). Leur demander de déplacer leur consommation vers la journée aurait impliqué une augmentation de leur facture officielle et aurait donc présenté un risque financier pour ces ménages.

manière fiable. Par ailleurs, on peut également relever que même les autres caractéristiques importantes des ménages telles que le nombre de personnes, le revenu ou le niveau d'éducation apparaissent comme bien répartis entre les groupes.

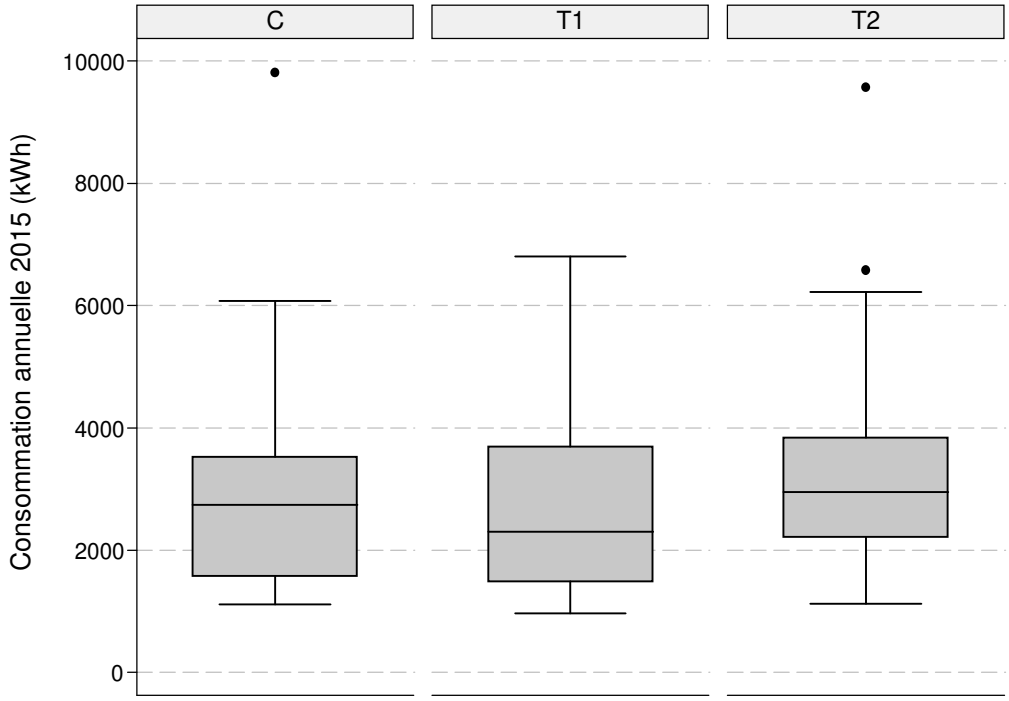


Figure 1 : Consommation annuelle d'électricité en 2015, par groupe

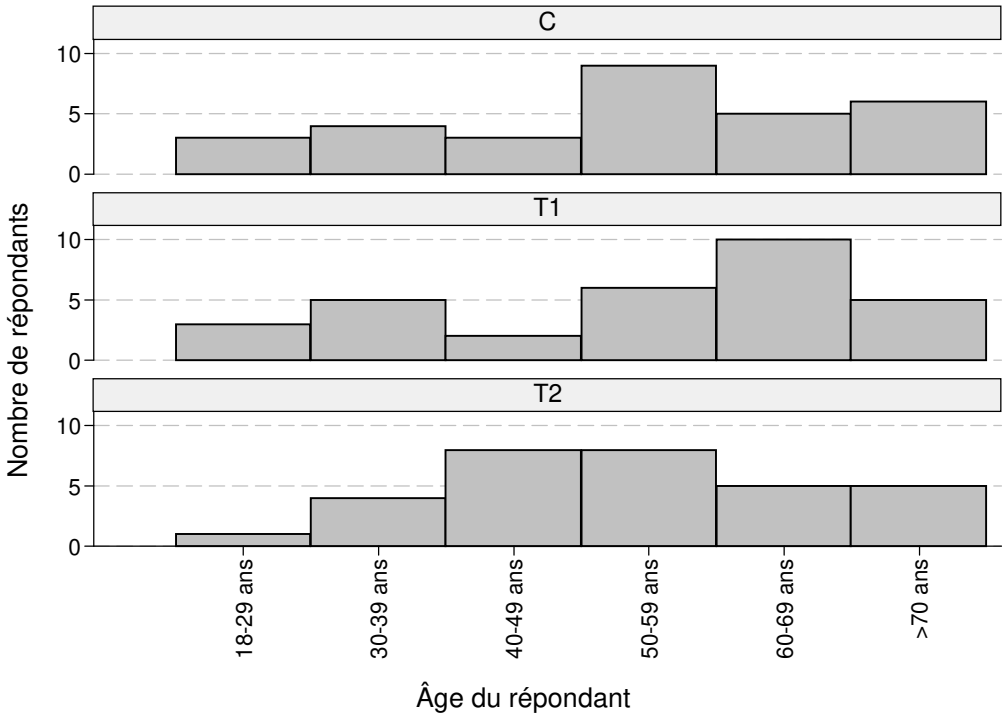


Figure 2 : Âge du répondant, par groupe

Le nombre total de ménages ayant répondu au questionnaire étant toutefois resté en-dessous de nos attentes, il a été décidé d'ajouter 500 ménages supplémentaires, sans les obliger à répondre au questionnaire pour participer. Ces 500 ménages ont été sélectionnés comme suit. Tout d'abord, la totalité des 205 clients de La Goule qui disposaient d'une tarification uniforme (tarif simple) et étaient sous un régime de facturation mensuelle ont été sélectionnés. Parmi les près de 1'200 clients restants, qui étaient sous un régime de facturation trimestrielle, un tirage aléatoire de 300 clients a été effectué.

Les 505 ménages ainsi sélectionnés ont ensuite été répartis aléatoirement mais en tenant compte de la fréquence de leur facture en deux groupes de taille équivalente, soit un groupe de contrôle et un groupe de traitement. Les 252 ménages attribués au groupe de traitement ont alors été soumis au traitement 1 de façon autoritaire.[2] Ces ménages n'ayant pas répondu au questionnaire, nous n'avons pas accès à leurs caractéristiques socio-démographiques et ne pourrons donc pas les utiliser dans certaines de nos analyses dans lesquelles nous distinguerons les ménages quant à leurs caractéristiques. De même, aucun de ces ménages n'a pu être intégré dans le traitement 2 puisqu'il aurait fallu disposer d'un numéro de téléphone portable et que ce numéro ne pouvait être collecté que via le questionnaire.

Cependant, étant donné leur grand nombre, ces ménages "anonymes" constituent un groupe important et permettant d'évaluer de façon robuste l'effet du traitement 1. On pourrait même prétendre que l'effet de traitement mesuré sur ces ménages sera le plus "propre", étant donné qu'ils ont été tirés de façon véritablement aléatoire et sont donc assurément représentatif de la population. On sait en

[2] On insiste ici sur le fait que cette façon de faire est acceptable puisque le fait de participer à l'expérience ne présente aucun risque financier pour les clients, puisqu'ils ne peuvent en effet qu'économiser de l'argent et non en perdre. De plus, puisque seules les courbes de charge de ces ménages sont mises à disposition, l'anonymat des clients reste parfaitement garanti.

revanche que les ménages répondant à des questionnaires sont en principes les plus intéressés par la thématique et pourraient donc constituer un sous-ensemble particulier de la population (raison pour laquelle un groupe de contrôle est toujours nécessaire).

Le Tableau 1 indique les nombres de ménages dans chaque groupe et pour chacune des vagues. Pour diverses raisons, les ménages initialement inclus dans les groupes de contrôle et de traitement ne seront pas tous utilisés dans les analyses. Il s'agit notamment de ménages ayant déménagé pendant l'expérience, mais également de ménages initialement inclus dans le groupe T2 et qui n'ont finalement jamais communiqué leur numéro de téléphone portable, et ce malgré qu'ils eussent signifié leur accord au moment de remplir le questionnaire. De plus, un certain nombre de ménages sont inutilisables car une trop grande proportion de leurs données de consommation sont manquantes (voir sous-chapitre 2.3).

Vague	Date de lancement	Groupes				Total
		C	T1	T2	PV	
1	**01.07.2016**	14 (9)	15 (10)	15 (10)	-	44 (29)
2	**01.10.2016**	16 (14)	16 (12)	16 (4)	-	48 (30)
3	**01.01.2017**	253 (192)	252 (197)	-	-	505 (389)
Total		283 (215)	283 (217)	31 (14)	38 (31)	635 (477)

Tableau 1 : Répartition des ménages entre les différentes vagues de lancement des expériences. C = contrôle, T1 = traitement 1, T2 = traitement 2. Dans chaque colonne, les chiffres indiquent les nombres de ménages initialement inclus dans les groupes. Les chiffres entre parenthèses indiquent les nombres de ménages dans l'échantillon final.

2.2 Questionnaire pour propriétaires d'installation photovoltaïque

Afin d'étudier les changements de comportements liés à l'installation de panneaux solaires photovoltaïque chez certains ménages, un questionnaire particulier a été envoyé aux propriétaires d'installations photovoltaïques (ci-après PV), clients de La Goule. L'objectif du questionnaire était de récolter des informations sur ces installations (puissance installée, orientations, date d'installation) ainsi que la disponibilité de courbes de production.

2.3 Courbes de charge

Les courbes de charge de 630 ménages entre août 2013 et mars 2018 ont été transmises à l'équipe de recherche.[3] Pour des raisons budgétaires et techniques, la transmission des données ne s'est pas effectuée de manière continue. Les données des compteurs intelligents sont transmises par La Goule à l'équipe de recherche au travers de son sous-traitant, *Data Consulting*. Bien que La Goule ait été un des pionniers dans la mise en place systématique de smart-meters chez ses clients, l'acquisition et la transmission de ces données (dont le volume atteint environ 350'000 points par jour pour l'ensemble du réseau) représente un véritable défi pour le gestionnaire de réseau de distribution (GRD). La fiabilité des smart-meters et de l'infrastructure de communication est au cœur de ce défi. La première phase de ce travail consiste alors à traiter les données reçues de sorte à les rendre exploitables pour l'analyse.

Chaque point de donnée comporte 4 informations clés :

1. Le numéro d'installation et le numéro de compteur
2. La date et l'heure du relevé

[3] Bien que 635 ménages étaient initialement inclus dans les expériences (voir Tableau 1), seules les données de 630 ménages nous ont été transmises.

3. La quantité d'énergie consommée entre ce relevé et le précédent
4. La valeur de l'index (compteur) lors du précédent relevé et l'index actuel

Dans ce qui suit, on notera $E_{i,t}$ la quantité d'énergie consommée par le $i^{ème}$ ménage entre le temps $t-1$ et t.

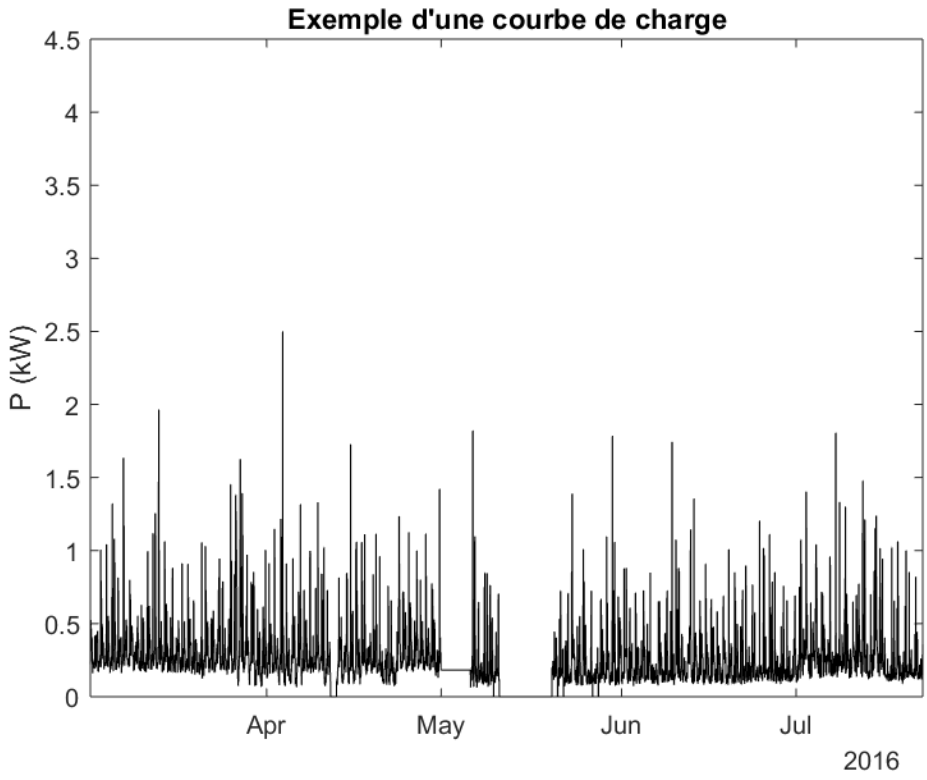


Figure 3 : Exemple de mesure d'une courbe de charge

La Figure 3 présente une courbe de charge sélectionnée aléatoirement. Comme cette figure le laisse apercevoir, il arrive que de larges périodes sans données ainsi que des pics anormalement élevés apparaissent (pour des raisons inconnues).

L'ensemble de donnée dans l'état original est représenté dans la Figure 4. L'axe vertical représente l'indice de la courbe de charge, tandis que l'axe horizontal représente le temps. Chaque ligne symbolise une courbe de charge dont les données manquantes sont représentées par un pixel noir. Afin d'être cohérent avec les paragraphes suivants, seuls les ménages conservés à la fin du prétraitement sont représentés sur cette figure. C'est pourquoi il n'y a que 580 ménages représentés au lieu des 630 mentionnés précédemment.

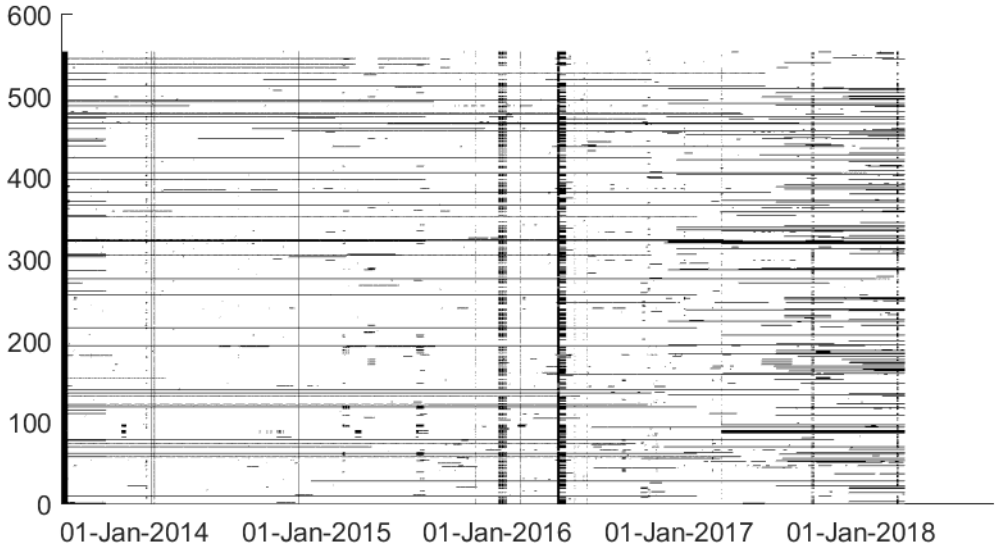


Figure 4 : Carte des données originales, les mesures manquantes sont représentées en noir

La première tâche consiste à rendre aussi plausible que possible les courbes de charge et à compléter les données manquantes. Pour ce faire, une méthodologie a été mise en place et a permis d'améliorer la qualité des données.

Cette section vise ainsi à expliquer de quelle manière les données brutes reçues ont été prétraitées avant de réaliser le travail d'analyse.

2.3.1 Nettoyage des données non-plausibles

Pour tous les ménages à l'exception des propriétaires d'installation PV[4], une mesure est jugée valide si elle remplit les conditions suivantes :

- $E_{i,t} > 0$, même sur 15 min, la consommation ne peut être strictement égale à 0
- $P_{i,t} = \frac{E_{i,t}}{\Delta t} < \begin{cases} 10\ kW\ si\ \Delta t = 0.25\text{h} \\ 8\ kW\ si\ \Delta t = 1\text{h} \end{cases}$, les participants étant au bénéfice d'un simple tarif ne sont pas censés être équipé de gros appareils consommateurs d'électricité.

Il est à signaler que les valeurs maximales admises sont différentes suivant que l'on parle de courbe de charge au quart d'heure ou à l'heure. Il est en effet possible que des pics de puissances élevés soient observés sur des intervalles relativement courts (15 minutes). Il apparaît cependant moins vraisemblable que des puissances aussi élevées soient maintenues sur des intervalles plus longs (1 heure). Les valeurs maximales de 10 et 8 kW, respectivement pour les courbes de charges mesurées à 15 min et 1 h, ont été fixées à la suite d'analyses statistiques des courbes de charge observées pour ces fréquences. Comme les ménages étudiés ne sont pas censés être équipés de gros appareils électriques (chauffage électrique, pompes à chaleurs, grosses machines industrielles), un intervalle plus long entraîne une réduction de la puissance moyenne sur l'intervalle.

[4] Les propriétaires d'installation PV en situation d'autoconsommation peuvent avoir une consommation nette égale à 0 lorsque la production de leur installation dépasse leur consommation réelle durant un intervalle de temps entier (15min ou 60min).

2.3.2 Remplissage des données manquantes

Le remplissage des données manquantes s'effectue en considérant chaque courbe de charge séparément. On définit un taux de données valides comme le ratio entre le nombre de points de mesure présents dans la courbe de charge et le nombre de pas de temps entre le début et la fin de la courbe de charge.

Exemple : Une courbe de charge sur deux jours, mesurée à 15min, présente 4*24*2=192 pas de temps. Si le nombre de points de mesure valide de cette courbe de charge est de 188. Le taux de données valide est de 98%.

Un taux de données valides inférieur à 50% sur l'ensemble d'une courbe de charge est jugé insuffisant. Ainsi on cette courbe de charge est écartée.

Le principe général de la méthode pour remplir les données manquantes est de moyenner les données de consommation au voisinage de la plage de donnée manquante. Comme indiqué sur la Figure 5 (schéma de gauche), on choisit ainsi trois périodes autour de la plage de donnée manquante dont les heures et les jours de la semaine correspondent. On utilise alors la moyenne des profils ainsi sélectionnées pour remplir la plage de donnée manquante.

Deux critères supplémentaires peuvent intervenir dans la sélection des trois profils. Le premier vise à garder l'état de présence/absence probable des habitants du ménage. On commence par déterminer la présence /absence des habitants du ménage juste avant la plage de donnée manquante. On s'assure ensuite que l'état de présence est le même pour les trois périodes sélectionnées pour remplir la plage de donnée manquante. La présence d'un ménage est jugée probable si la valeur du plus grand pic de puissance de la journée considérée est plus grande que trois fois la puissance moyenne journalière. Cette procédure est présentée dans le schéma de droite de la Figure 5.

Le second critère vise à garantir la cohérence de la consommation par rapport aux traitements de l'expérience. Ainsi, on s'assure que les périodes sélectionnées pour remplir un trou sont cohérentes avec les périodes de tarification haute ou basse. Par exemple, s'il manque des données le lundi 13 mars 2017 entre 13h et 14h30, que l'on estime que les occupants du ménage sont à la maison ce lundi à 12h45 et que cette période correspond à une période bas-tarif, alors on cherchera trois lundis (13h-14h30) dans les +/- 10 semaines autour du 13 mars où les occupants étaient à la maison et où la période de tarification réduite était activée. On prendra alors la consommation moyenne sur ces trois périodes pour remplacer les données manquantes.

A noter qu'il n'est souvent pas possible de trouver trois dates correspondant à cet ensemble de critères, dans ce cas l'algorithme abandonne la contrainte sur la présence puis sur la période de tarification réduite de sorte à maximiser les probabilités de pouvoir remplir le trou.

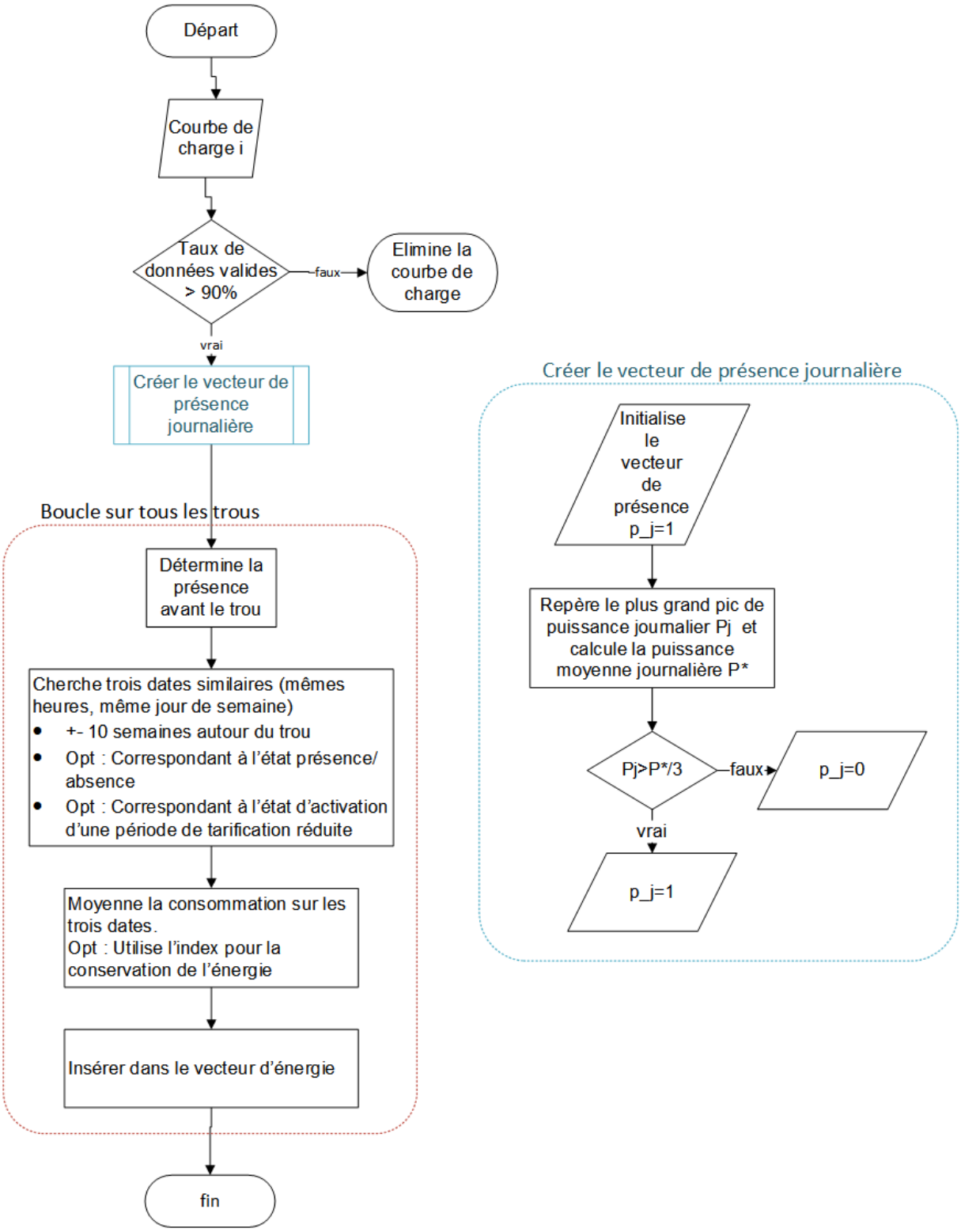


Figure 5 : Procédé de remplissage des données manquantes (gauche) et création du vecteur de présence journalière (droite)

2.3.3 Validation de cette méthodologie

Cette méthodologie a été testée sur plusieurs courbes de charges dont le taux de données valides est de 100% et dont on a volontairement supprimé des données. Les performances en termes d'erreurs sur la quantité d'énergie consommée total et sur le score Flexi, qui sert à mesurer la performance des ménages de terme de flexibilisation de leur consommation d'énergie (définit dans la section 4.2.1 à l'Equation 3) sont reportées dans la Figure 6. On constate que sur la base de ces deux métriques, l'influence de la méthode de remplissage est inférieure à 5% dans le pire des cas.

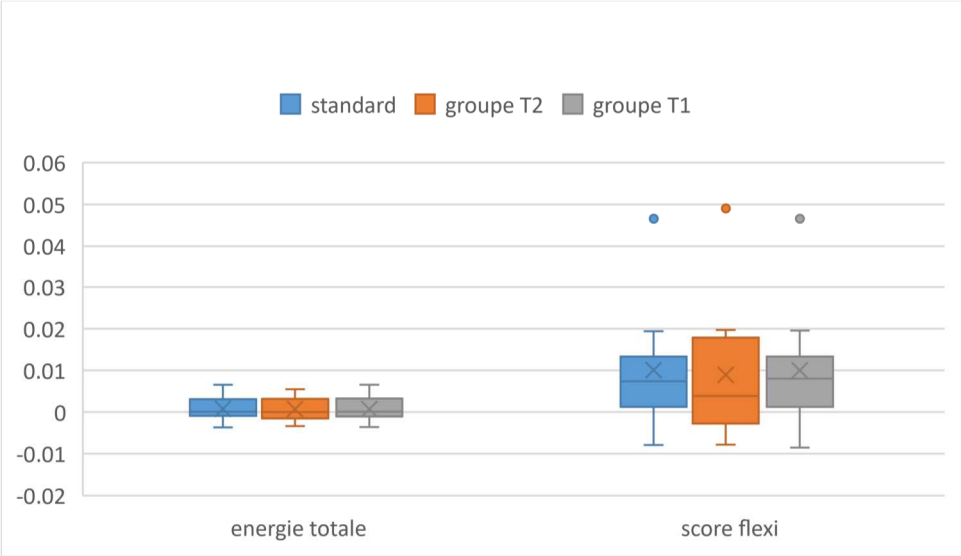


Figure 6 : Erreur de l'algorithme de remplissage

La Figure 7 et la Figure 8 comparent l'état des données juste après le nettoyage avec l'état des données à la fin du remplissage. Les périodes sans donnée qui restent sont dues au fait que les mesures de certains ménages ne commencent qu'après 2013 et/ou se terminent avant avril 2018. Un aperçu rapide de la Figure 8 permet de noter qu'il y a davantage de zones sans données (plages noires) à partir de 2017 que pour les années précédentes. Ceci découle de problèmes techniques survenus sur certains concentrateurs (dispositifs concentrant les données de plusieurs ménages avant de les envoyer au GRD).

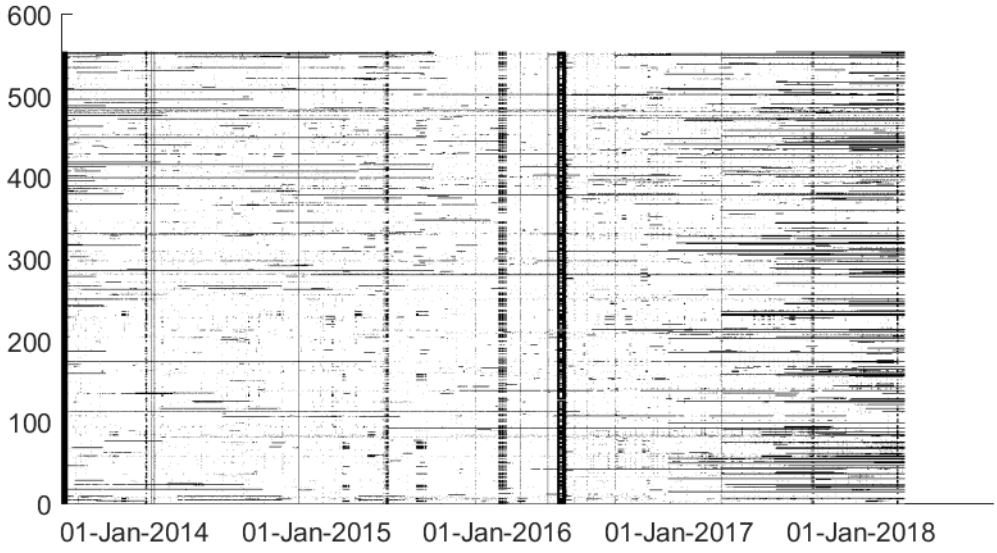


Figure 7 : Carte des données après nettoyage. Les mesures manquantes sont représentées en noir.

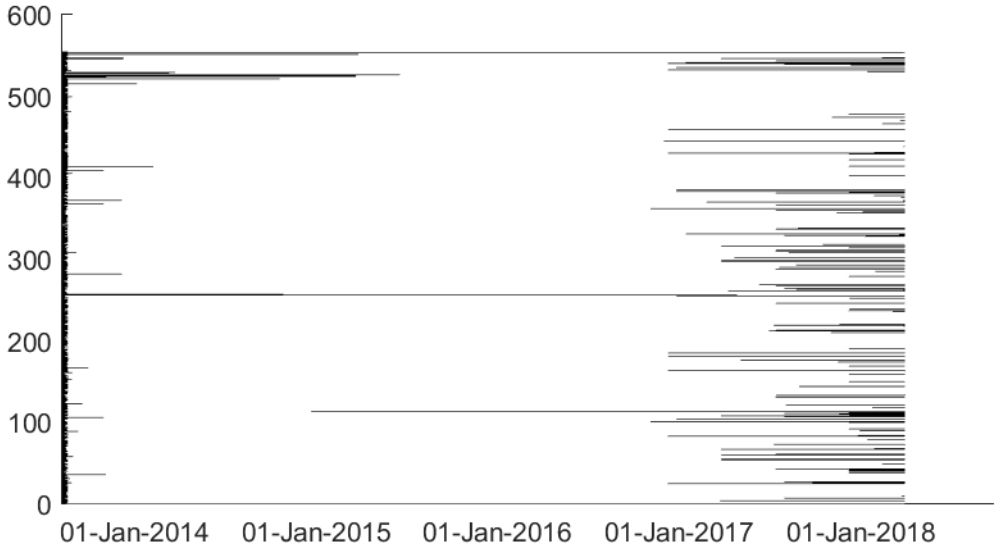


Figure 8 : Carte des données après remplissage. Les mesures manquantes sont représentées en noir.

2.4 Difficultés rencontrées avec les données

Avant de conclure ce chapitre dédié à la présentation des données, il est instructif de retracer la série de difficultés ayant été rencontrées lors de l'acquisition des données dans le cadre de ce projet. Des difficultés de plusieurs types se sont en effet manifestées, certaines d'entre elles étant a priori inattendues.

Tout d'abord, le taux de réponses au questionnaire permettant aux ménages d'intégrer les expériences s'est avéré nettement moins élevé qu'escompté. En effet, nous nous sommes efforcés de maximiser les incitations à participer pour les ménages et ainsi augmenter le taux de réponses. Le

questionnaire avait notamment été raccourci notablement, par rapport à la phase 1 du projet, en ne retenant que les informations primordiales. Le temps de réponse médian (c'est-à-dire la durée entre le début et la fin du questionnaire, qui comprend potentiellement des interruptions) a ainsi été inférieur à 12 minutes. Dans la lettre d'invitation, il avait donc été indiqué que le questionnaire prenait peu de temps, et qu'il permettait ensuite de participer à un tirage au sort dont le prix était une somme de 200 CHF en espèces. De plus, nous avions insisté sur le fait que répondre au questionnaire donnait (potentiellement) accès aux expériences qui permettraient d'économiser de l'argent sur les prochaines factures d'électricité tandis qu'il n'existait absolument aucun risque de perdre de l'argent. Malgré tous ces arguments et une lettre de relance trois mois après la première invitation, le taux de réponse global est resté d'environ 5%, ce qui apparaît comme décevant bien que dans la norme des taux de réponse pour des questionnaires de ce type soumis à des ménages. Comme indiqué plus haut, la solution pour augmenter le nombre de participants a alors été de les ajouter de manière aléatoire et indépendamment de leur intérêt à participer.

Un second obstacle nettement moins prévisible a été rencontré lors de l'acquisition des données de consommation d'électricité. Afin de pourvoir mener à bien les interventions déployées dans le projet, il était en effet nécessaire de disposer d'informations fiables quant au timing horaire de la consommation de chacun des ménages participants. La collaboration avec La Goule, dont la totalité des clients est déjà équipée avec des smart-meters transmettant des informations horaires, s'est ainsi avérée des plus précieuses. Cependant, La Goule n'avait jusqu'ici pas particulièrement eu besoin de traiter ou vérifier les données de consommation horaire puisque les factures sont établies mensuellement voire trimestriellement et avec un tarif unique s'appliquant à toutes les heures de la journée (les clients avec double tarif disposent de deux compteurs).et ce en se basant sur l'index du compteur et non sur les enregistrements horaires de la puissance. Le besoin du GRD se limitait donc jusqu'ici à l'envoi par le compteur d'une consommation mensuelle ou trimestrielle, tâche pour laquelle donnée par l'index et les compteurs existants fonctionnent parfaitement.

Dans le cadre du projet, il est par contre absolument vital de pouvoir répartir correctement la consommation suivant l'heure de la journée, le tarif étant différent d'une heure à l'autre. Il devient donc nécessaire d'avoir chaque jour au moins 24 consommations horaires transmises précisément par les compteurs. Cela correspond donc à une multiplication de la quantité d'information nécessaire par 700 par rapport à une donnée mensuelle. Il s'est alors avéré que la qualité des données transmises par les smart-meters n'est pas à la hauteur des espérances. En effet, les courbes de charge livrées à l'équipe de recherche montrent d'importantes anomalies, soit parce que certaines consommations sont beaucoup trop élevées pour être plausibles soit parce que les relevés sont fréquemment interrompus. Malgré la précision supposée des smart-meters actuellement installés, il apparaît ainsi que le passage d'une information par mois (voire par trimestre ou même par année chez certains fournisseurs) à une information horaire n'est pas aussi simple qu'il apparaît.

Avant de mettre en place une méthode de pré-traitement telle que décrite dans les sous-chapitre 2.3, l'équipe de recherche a investi de gros efforts pour tenter de comprendre l'origine du problème et d'obtenir des courbes de charge fiables. De nombreux échanges ont eu lieu avec le fournisseur et son sous-traitant en charge de l'extraction des données de consommation permettant l'établissement des factures. La communication avec ce dernier n'a pas toujours été très fluide et les systèmes de transmission des données jamais totalement satisfaisants, ce qui laissait penser que les problèmes pouvaient provenir, non pas des données en elles-mêmes, mais de problèmes lors de l'extraction et lors de la transmission de celles-ci. Afin notamment de respecter la confidentialité des ménages et pour des raisons administratives, plusieurs mois se sont passés avant que nous obtenions les données complètes. Au final, la qualité moyenne de ces données est bel et bien confirmée.

L'enseignement important qu'on peut retirer de ces aléas est que les GRD devront vérifier précisément la fiabilité de leurs données avant de proposer des variantes de tarifications horaires,

telles qu'elles sont aujourd'hui envisagées comme moyen de gestion de la demande. De tels soucis techniques pourraient en effet constituer une limite rédhibitoire. Pour pouvoir passer à des tarifications dynamiques, il conviendra auparavant de s'assurer que les données transmises par les compteurs sont suffisamment précises pour permettre d'appliquer le bon tarif à chaque consommation horaire. À l'heure actuelle, il ressort que certains des smart-meters existants fournissent un niveau de précision sans doute insuffisant pour imaginer un passage à une tarification dynamique.

3 Interventions

Deux interventions (ou traitements) ont été mises en place dans le cadre de ce projet, dans lesquelles les ménages sont soumis à des tarifs différenciés en fonction de la période de la journée. La différence entre les deux interventions est que les heures de haut et bas tarifs sont fixes dans la première, alors que ces heures varient de jour en jour dans la deuxième. Dans les deux interventions, par rapport à une tarification uniforme habituelle des ménages, le prix d'un kilowattheure est réduit de 15 centimes pendant la période vers laquelle on souhaite attirer la consommation (c'est-à-dire pendant les heures de production d'énergie solaire), alors que le prix est augmenté de 4 centimes en dehors de cette période.

Grâce à la tarification alternative, l'économie qu'un ménage peut réaliser est directement liée à sa réaction et totalement indépendante des actions des autres ménages. Chaque ménage est ainsi récompensé pour ses propres actions et indépendamment de ce que font les autres ménages. Cela correspond à une nette amélioration par rapport aux incitations financières qui avaient été mises en place dans première phase du projet Flexi via une compétition entre les ménages (voir Perret et al., 2015 et Weber et al., 2017), ce qui éliminait tout lien entre la quantité consommée et le montant économisé et introduisait de l'incertitude dans l'obtention d'une récompense.

Il est important de préciser que les ménages ayant participé aux expériences ont payé chaque mois la facture la moins élevée entre celle calculée sur la base des tarifs officiels de leur fournisseur (La Goule) et celle obtenue selon la tarification alternative mise en place dans le cadre de l'intervention. Une partir du budget du projet servait précisément à subventionner les ménages, en payant l'éventuelle différence entre les factures officielles et les factures avec tarification alternative. Pour les ménages, la participation à l'expérience était ainsi totalement sans risque financier. L'incitation financière consistait ainsi en une réduction potentielle des factures d'électricités, les ménages ne pouvant en aucun cas perdre de l'argent.

3.1 Traitement 1 : horaires fixes

Le premier traitement se rapproche de ce qui avait été effectué dans la première phase du projet Flexi, dans le sens où les horaires de haut et bas tarifs ont été chaque jour identiques durant toute la durée de l'expérience. Les heures de bas tarifs ("heure solaires") allaient de 11h à 15h, soit la période de la journée durant laquelle la production d'énergie solaire est maximale, statistiquement parlant. La Figure 9 montre le rayonnement global (une mesure de l'énergie fournie par le solaire) mesuré en moyenne dans 3 stations faisant partie ou proches de la zone de desserte de La Goule. On constate qu'environ 50% du rayonnement global a lieu pendant les quatre heures visées par l'intervention.

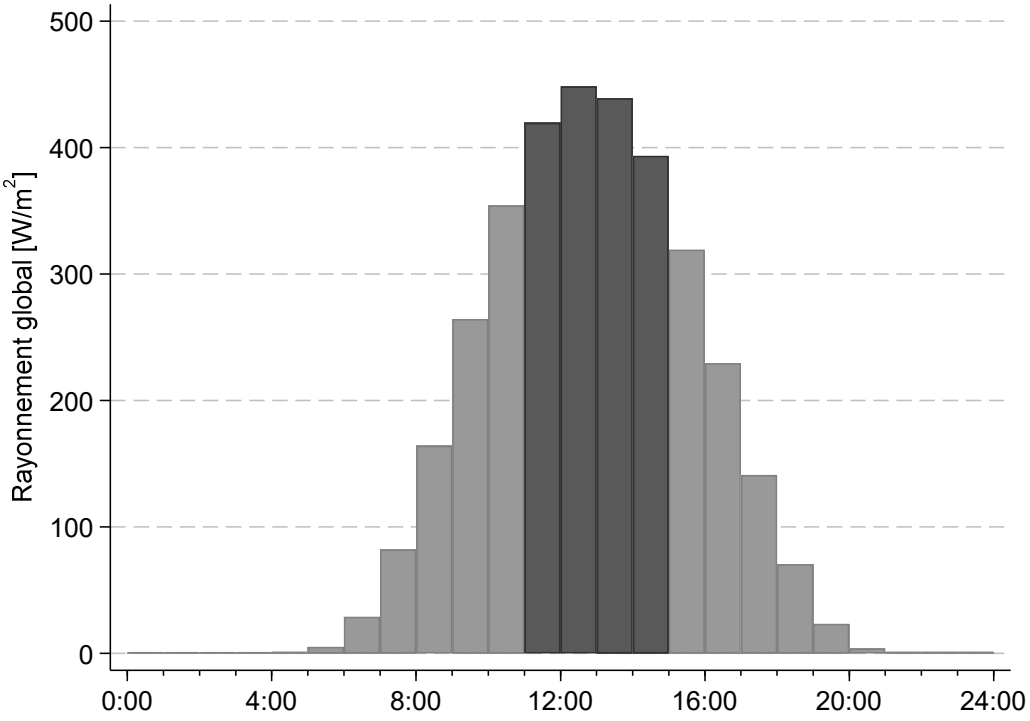


Figure 9 : Rayonnement global horaire observé en moyenne dans les stations météorologiques de La Chaux-de-Fonds, Delémont et Fahy pour les années 2013 à 2017. Les heures de bas tarif dans le traitement 1 sont signalées en foncé. Source des données : MétéoSuisse.

La différence par rapport à la première phase est qu'au lieu de classer les ménages par rapport à leur proportion de consommation entre 11h et 15h et de récompenser uniquement les mieux classés, la tarification de la 2ème phase a été adaptée en collaboration avec le fournisseur d'électricité. Chaque ménage qui a modifié et déplacé sa consommation vers le milieu de la journée a ainsi obtenu un rabais reflétant directement ses efforts, indépendamment de ce qu'ont accompli les autres ménages.

La Figure 10 montre comment la facturation a été adaptée dans le traitement 1. Afin d'attirer la consommation entre 11h à 15h, un bonus de 15 centimes par kilowattheure est accordé dans cette période. Ce bonus est conséquent, puisqu'il correspond à plus de 50% du prix normal (incluant non seulement la part énergie, mais également la part réseau) d'un kilowattheure. En dehors de la période allant de 11h à 15h, un malus de 4 centimes par kilowattheure est appliqué. Ces bonus/malus ont été calibrés de telle sorte que le ménage "moyen" n'obtienne pas de gain sur sa facture par rapport à une tarification uniforme s'il n'adapte pas son comportement de consommation. Afin d'obtenir un rabais, les ménages doivent donc réduire leur consommation avant 11h ou après 15h et/ou l'augmenter entre 11h et 15h, ce qui revient à déplacer la consommation vers le milieu de la journée.

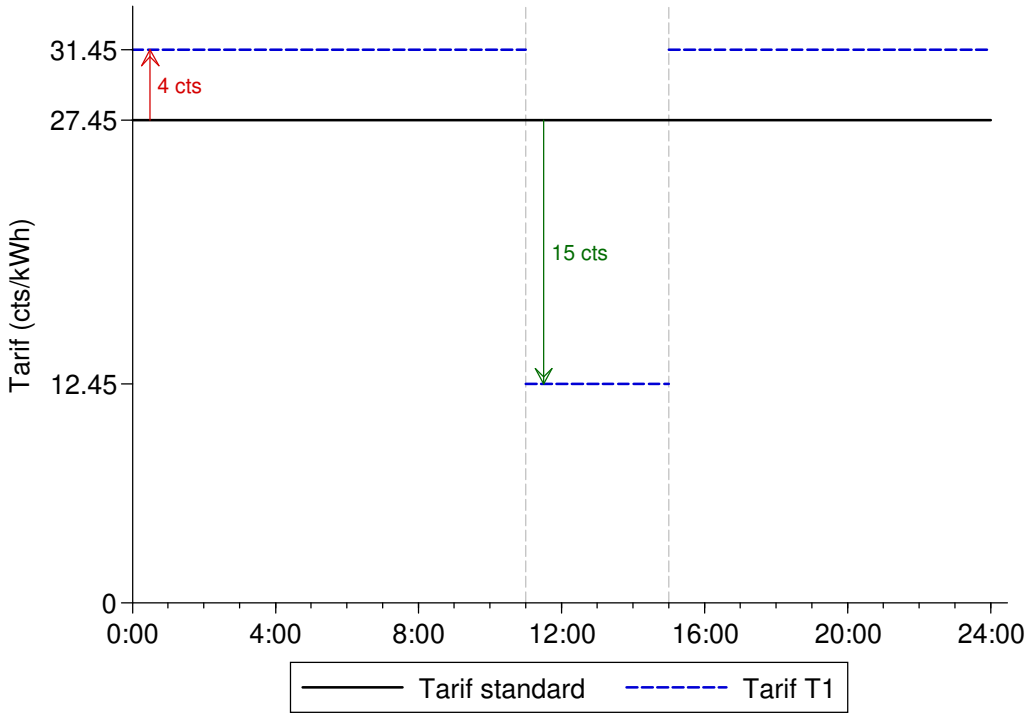


Figure 10 : Tarification standard et tarification alternative mise en place dans l'intervention 1.

L'intérêt de ce traitement est double. D'une part, comme les plages horaires fixes sont équivalentes à celles qui avaient été utilisées dans la première phase, cela permet de comparer directement les résultats obtenus dans les deux phases. Toute différence dans la réaction des ménages pourra être expliquée par une différence dans la manière de les récompenser (via une tarification différenciée plutôt que par une compétition). D'autre part, il est également envisageable que des horaires stables facilitent la gestion des activités par les ménages par rapports à des horaires flexibles. En effet, bien que des "heures solaires" identiques jour après jour ne soient pas totalement réalistes, une telle tarification présente l'avantage d'être simple à comprendre pour les ménages et leur permet de prendre des nouvelles habitudes stables pour toute la durée de l'expérience. Cette façon de faire facilite donc leur réaction, ce qui pourrait engendrer un déplacement de consommation plus grand que dans une tarification à horaires variables.

3.2 Traitement 2 : horaires flexibles

Le traitement 2 cherche à flexibiliser la limite des heures de haut et bas tarifs rigides. Sur la base des prévisions météorologiques locales disponibles pour la journée du lendemain, les ménages soumis au traitement 2 ont été prévenus chaque jour à 17h par SMS des plages horaires correspondant aux tarifs haut et bas pour la journée du lendemain. Cette façon de faire est plus réaliste que dans le traitement 1 puisque les périodes de bas tarifs sont forcément mieux alignées avec les périodes d'ensoleillement réelles. Il est à noter qu'une étape supplémentaire dans laquelle une tarification dynamique avec des tarifs adaptés en temps réel en fonction du rayonnement solaire avait été envisagée en début de projet. Cependant, une tarification en temps réel aurait fait augmenter substantiellement la durée (et les coûts) nécessaire au développement du système de communication avec les ménages. D'autre part, il n'est pas garanti que les participants auraient suivi les informations

transmises de manière très rigoureuse. Par rapport à une véritable tarification dynamique, la tarification mise en place dans le traitement 2 a donc généré nettement moins de communication (seul un SMS par jour et par ménage a été envoyé) et la gestion de la consommation par les ménages a sans aucun doute été nettement simplifiée, puisqu'ils ont eu la possibilité de planifier leurs activités la veille au lieu de devoir réagir au dernier moment comme ce serait le cas avec des informations données en temps réel.

Les montants appliqués comme bonus et malus dans le traitement 2 sont identiques à ceux du traitement 1, soit respectivement 15 de moins pendant les heures d'ensoleillement prévu et 4 centimes de plus pour les autres heures. En revanche, la fixation des périodes varie jour après jour. Les tarifs ayant été appliqués entre le 20 et le 23 septembre 2016 sont représentés dans la Figure 11 et constituent un bon exemple des variations possibles dans le traitement 2. On remarque que le 20 septembre, aucune période d'ensoleillement n'ayant été prévue, le malus de 4 centimes par kilowattheure a été appliqué durant toute la journée. Du 21 au 23 septembre, les périodes d'ensoleillement ont été différentes et les périodes de bas tarifs ont donc été respectivement de 10h à 19h, de 10h à 13h, et de 13h à 19h.

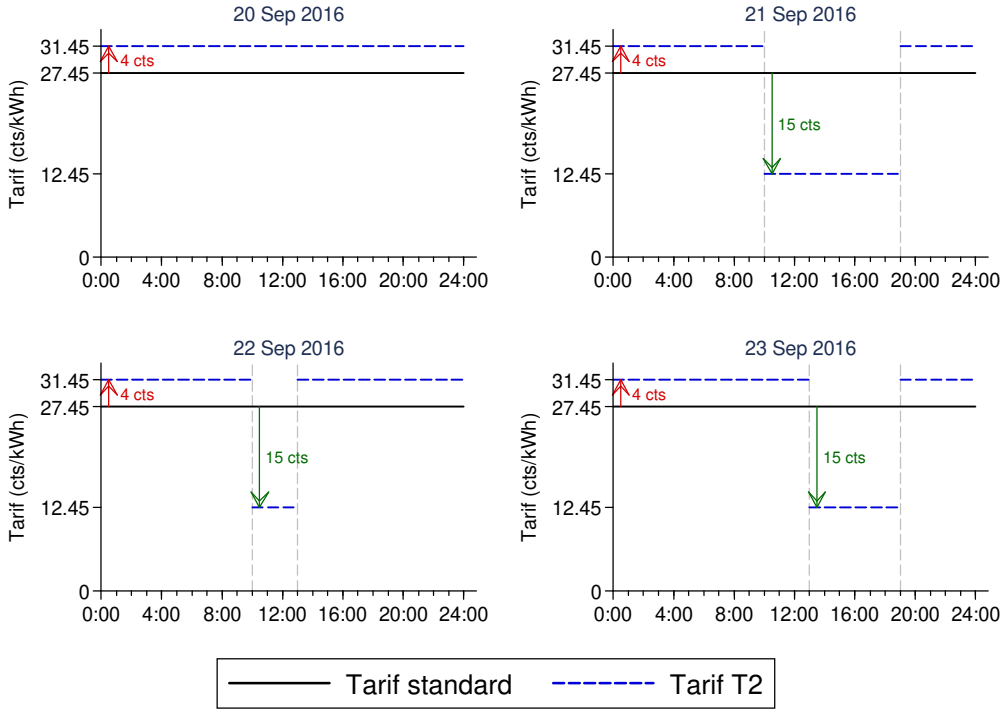


Figure 11 : Facturation alternative dans l'intervention 2, pour la période allant du 20 au 23 septembre 2016.

4 Méthodologie d'analyse

4.1 Stratégie économétrique

L'expérience Flexi est caractérisée par une période avant traitement durant laquelle un prix unique de l'électricité était appliqué à tous les participants, suivie d'une période de traitement durant laquelle le prix de l'électricité dépend de l'heure et du jour pour une partie des ménages, choisis aléatoirement. Ce cadre expérimental a été mis en place afin de pouvoir estimer l'effet du traitement à l'aide de la méthode des doubles différences (*Difference-in-differences*). Cette méthode consiste à comparer les changements dans les habitudes de consommation entre le groupe de contrôle et le groupe traité avant et après l'introduction du changement tarifaire. En faisant l'hypothèse que les habitudes de consommation auraient évolué de manière similaire entre les ménages traités et non traités en l'absence de traitement, nous pouvons déterminer l'effet causal du traitement en mesurant le changement dans les habitudes de consommation du groupe de traitement par rapport au groupe de contrôle.

Etant donné les différences importantes entre les tarifications alternatives T1 et T2, nous estimons les effets de traitement à l'aide de deux spécifications distinctes. Pour le groupe de traitement avec tarifs différenciés à heures fixes, T1, nous nous basons sur le modèle suivant :

$$ln(kWh_{ight}) = \sum_{h=0}^{23} \beta_h T_{ght} + \delta P_t + \mu_{ht} + \alpha_i + X'_{ht}\gamma + \varepsilon_{\mathrm{ight}}$$

Equation 1 Modèle T1

où $ln(kWh_{ight})$ est le logarithme naturel de la consommation d'électricité (mesurée en kWh) pour le ménage *i* du groupe *g* durant l'heure *h* du jour *t*. T_{ght} est une variable binaire qui prend la valeur 1 pour les ménages du groupe T1 si le jour *t* appartient à la période de traitement et que l'heure est h, et la valeur 0 autrement. Le paramètre estimé $\hat{\beta}_h$ peut ainsi être interprété comme l'effet de traitement pendant l'heure h. Notre modèle inclut par ailleurs des effets fixes ménages, dénotés α_i, pour tenir compte des différences entre les ménages qui ne varient pas dans le temps. P_t est une variable binaire qui indique la période de traitement et permet de capturer le changement global de consommation avant et pendant traitement. Le terme μ_{ht} correspond à des effets fixes pour les heures du jour par trimestre de l'année. Ces effets fixes permettent de prendre en compte le profil de consommation journalier typique, ainsi que sa variation saisonnière. Nous contrôlons également pour l'impact des conditions météorologiques au travers du vecteur X_{ht} qui contient des variables de contrôle pour la température, les précipitations, le niveau de rayonnement global et la durée d'ensoleillement. Finalement, ε_{ight} correspond au terme d'erreur.

Pour le groupe de traitement avec tarifs différenciés à heures variables en fonction du jour, T2, des variables explicatives supplémentaires sont nécessaires afin de mesurer les effets de traitement. En effet, le prix de l'électricité peut être augmenté ou réduit durant les heures de 10h à 19h. Le modèle pour le groupe de traitement 2 est donc de la forme suivante :

$$ln(kWh_{ight}) = \sum_{h=0}^{23} \beta_h^H T_{ght} \times (1 - \mathrm{L_{ht}}) + \sum_{h=10}^{18} \beta_h^L T_{ght} \times \mathrm{L_{ht}} + \delta P_t + \mu_{\mathrm{ht}} + \sigma_{\mathrm{ht}} + \alpha_i + X'_{ht}\gamma + \varepsilon_{\mathrm{ight}}$$

Equation 2 Modèle T2

Comme dans l'Equation 1, la variable permettant d'estimer l'effet de traitement est dénotée par T_{ght}, qui prend la valeur 1 pour les ménages du groupe T2 si le jour t appartient à la période de traitement et que l'heure est h, et 0 sinon. Cependant, puisque les périodes entre 10h et 19h pouvaient être soit en haut soit en bas tarif, on interagit cette fois-ci cette variable avec la variable L_{ht} (ou son contraire, $1 - L_{ht}$) qui indique si les prévisions météorologiques pour l'heure h du jour t prévoyaient un temps ensoleillé (ou nuageux). Ainsi, le terme d'interaction $T_{ght} \times \mathrm{L_{ht}}$ prend la valeur 1 uniquement pour les ménages du groupe T2 si le jour *t* appartient à la période de traitement, si l'heure est h et si le bas tarif était appliqué durant cette heure h. Si le haut tarif était appliqué, le terme d'interaction prend alors la valeur 0. De manière symétrique, le terme d'interaction $T_{ght} \times (1 - \mathrm{L_{ht}})$ prend la valeur 1 pour le groupe T2 durant la période de traitement et si l'heure *h* était une heure de haut tarif, et 0 sinon.

Comme dans l'Equation 1, notre modèle comprend une variable indiquant la période (P_t), des effets fixes ménage (α_i), des effets fixes pour les heures du jour dans chaque trimestre de l'année (μ_{ht}), ainsi que des variables de contrôle (X'_{ht}). En plus de ces variables, nous ajoutons dans l'Equation 2 des effets fixes supplémentaires, dénotés σ_{ht}, qui indiquent si le tarif appliqué durant une certaine heure du jour d'un trimestre donné est bas (par opposition à haut). La présence de tels effets fixes est importante car, contrairement au traitement 1, les heures de bas tarif dans le traitement 2 sont déterminées par les prévisions météorologiques et coïncident avec un ensoleillement plus important. Comme la météo impacte la consommation d'électricité, il est probable que la consommation pendant les heures de bas tarif (ensoleillées) diffère « naturellement » de celle pendant les heures de haut tarif (nuageuses). Les effets fixes σ_{ht} permettent ainsi de tenir compte de ce phénomène et donc d'estimer correctement l'effet du traitement.

Comme la variable dépendante est sous forme logarithmique, la valeur des coefficients de régression indique la variation de la consommation en pourcentage. Les coefficients d'intérêt sont les β_h dans l'Equation 1 et les $\beta_{\mathrm{h}}^{\mathrm{H}}$ et $\beta_{\mathrm{h}}^{\mathrm{L}}$ dans l'Equation 2. Ceux-ci représentent la double différence entre les groupes et les périodes et donnent l'effet de traitement moyen pour une heure et un tarif donné.

Dans une version alternative des estimations économétriques, nous utiliserons comme variable dépendante la consommation normalisée plutôt qu'en kilowattheures (voir sous-chapitre 5.2). Cette transformation permettra de réduire les différences de niveau de consommation entre ménages pour ne conserver que le profil de la courbe de charge de chacun. Il ne sera par conséquent plus nécessaire d'introduire des effets fixes ménages. Les coefficients estimés seront alors interprétés comme des variations de consommation en points de pourcentage pendant l'heure concernée.

4.2 Aspects techniques

4.2.1 Définition d'un score de flexibilité

Le score de flexibilité utilisé pour la première phase du projet Flexi, était défini comme le ratio entre la quantité d'énergie consommée sur la période 11h-15h et la quantité d'énergie consommée sur l'ensemble d'une journée. Afin de généraliser au cas où le nombre d'heure de tarification réduite est variable de jour en jour (entre 0h et 9h), un nouveau score est défini comme un ratio similaire à celui exprimé plus haut, mais normalisé par la fraction du jour couverte par une période de tarification réduite. On peut aussi interpréter ce score comme le ratio entre la puissance moyenne sur la période Flexi et la puissance moyenne journalière comme le montre l'Equation 3.

$$S = \frac{\frac{E_{flexi}}{E_{jour}}}{\frac{d_{flexi}}{24h}} = \frac{\overline{P}_{flexi}}{\overline{P}_{jour}}$$

Equation 3 Score Flexi

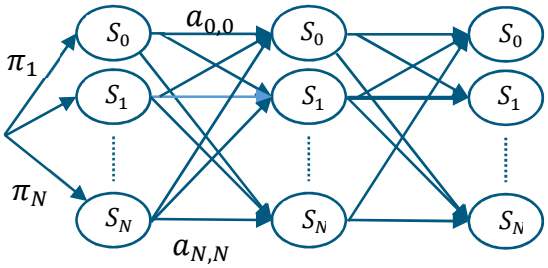
Où :

- E_{flexi} est la quantité d'énergie consommée durant la ou les période(s) de tarification réduites (dit aussi période flexi) du jour considéré
- E_{jour} est la quantité d'énergie consommée durant le jour considéré
- d_{flexi} est la durée cumulée des périodes de tarification réduites du jour (en heure)
- $\overline{P}_{flexi}$ est la puissance moyenne sur la période flexi
- $\overline{P}_{jour}$ est la puissance moyenne du jour

4.2.2 La désagrégation comme outil pour étudier le potentiel théorique de flexibilité

Afin de déterminer, le potentiel théorique de flexibilisation, notre approche se base sur l'hypothèse qu'il est possible de reconstituer la composition d'une courbe de charge sans avoir à mesurer individuellement chaque appareil consommant de l'électricité dans le ménage. Autrement dit, derrière une mesure de l'énergie (ou de la puissance) à l'entrée d'un ménage, il est possible de retrouver quels appareils ménagers ont consommé quelle quantité d'énergie et à quels moments. Cette technique s'appelle mesure non-intrusive (*Non-Intrusive Appliance Load Monitoring* en anglais). De nombreuses méthodes existent pour réaliser cette tâche selon les propriétés de la mesure d'énergie. Ces méthodes sont résumées par Esa et al. (2016). Dans le cas présent, les courbes de charges sont mesurées avec une granularité de 15 min ou de 60 min. L'équipe de recherche a donc développé une méthode pour désagréger les courbes de charges des ménages en se basant sur une approche statistique et une chaine de Markov comme résumé dans la Figure 12.

Génération des chaines d'activités : Chaine de Markov



S_i: ensemble d'activités possibles en fonction du budget d'énergie
π_i: probabilité d'activité initiale $P(x^0 = S_i)$
$a_{i,j}$: matrice de transition, $P\left(x^t = S_i \middle| x^{t-1} = S_j\right)$
$\pi_i, a_{i,j}$ sont fonctions du statuts et de l'âge
$a_{i,j}$ est aussi fonction de l'âge et ajusté en fonction du budget d'énergie.

Figure 12 Génération des chaines d'activités, chaine de Markov

A partir de questionnaires sur l'utilisation du temps réalisé par van der Ploeg et al. 2013, une matrice de probabilité par activité, par heure de la journée et par type de personne est générée. Ce sont les coefficients $\pi_i, a_{i,j}$ de la Figure 12 qui dépendent pour chaque personne de la tranche d'âge (jeune, actif, retraité) et du statut professionnel (en emploi, étudiant, sans emploi ou retraité). Le principe général de l'algorithme est présenté sur la Figure 13. Les données d'entrées sont les propriétés du ménage (récoltées à partir des questionnaires) en particulier l'âge des personnes du ménage, leur statut professionnel, la liste des appareils ménagers que le ménage possède et la courbe de charge du ménage. L'algorithme suit ensuite la procédure suivante :

1. Pour chaque journée, générer une chaine d'activité pour chaque personne du ménage.
2. Générer la courbe de charge résultante de la chaine d'activité à partir des appareils ménagers que le ménage possède et de la puissance nominale de ceux-ci.
3. Comparer la courbe de charge ainsi générée avec la courbe de charge originale.
4. Si l'erreur est inférieure à une tolérance donnée, passer à la journée suivante.

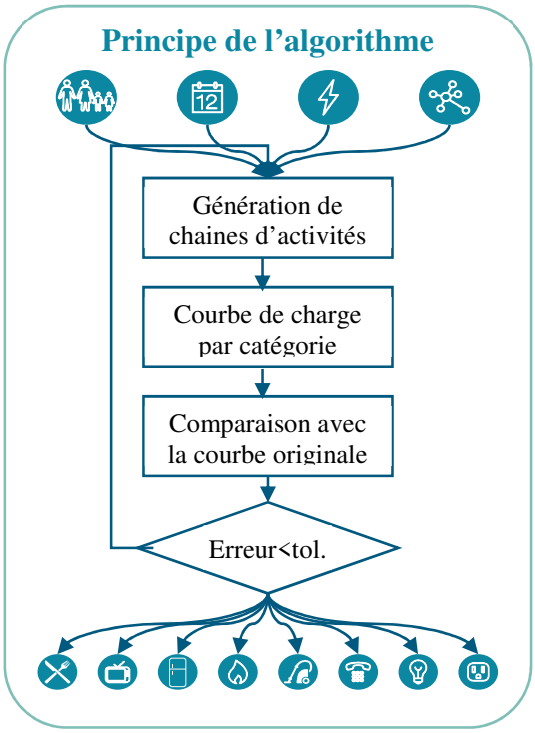


Figure 13 Principe algorithme de désagrégation développé par l'équipe de recherche

La courbe de charge du ménage est ainsi désagrégée en huit catégories différentes (correspondant aux logos de la Figure 13 de gauche à droite) :

- Cuisine
- Loisirs (TV, musique etc.)
- Réfrigérateur
- Chauffage
- Ménage (nettoyage, lessives, etc.)
- Informatique et communication
- Eclairage
- Stand-by

Dans l'implémentation actuelle de cet algorithme, le chauffage électrique n'est pas pris en considération. On ne considère dans la catégorie « chauffage » que le sèche-cheveux. Cela ne devrait pas pénaliser les résultats de l'expérience puisque les ménages choisis pour celle-ci ne devraient pas être équipés de système de chauffage électrique (les chauffages électriques sont généralement associés à une tarification double). Le signal de la puissance dans le temps pour chaque catégorie est ainsi disponible. A partir de ces huit catégories on définit un potentiel de flexibilisation en trois niveaux :

- Facilement déplaçable
- Difficilement déplaçable
- Pas déplaçable

Le potentiel de flexibilisation pour chaque catégorie est ainsi résumé dans le Tableau 2.

Catégorie	**Potentiel de flexibilisation**
Cuisine	Pas déplaçable
Loisir	Difficilement déplaçable
Réfrigérateur	Pas déplaçable
Chauffage	Difficilement déplaçable
Ménage	Facilement déplaçable
Informatique et communication	Difficilement déplaçable
Eclairage	Pas déplaçable
Stand-by	Pas déplaçable

Tableau 2 : Potentiel de flexibilité par catégorie

A partir de ces considérations, on peut définir un score de flexibilité théorique en reprenant la définition du score de l'Equation 3 et en définissant le terme E_{flexi} comme :

$$E_{flexi} = \sum E_{horsFlexi}^{facDep} + E_{horsFlexi}^{diffDep} + E_{flexi}^{0}$$

On a ainsi la définition du score théorique :

$$S^{th} = \frac{\frac{\sum E_{horsFlexi}^{facDep} + E_{horsFlexi}^{diffDep} + E_{flexi}^{0}}{E_{jour}}}{\frac{d_{flexi}}{24h}}$$

Equation 4 Score Flexi théorique

Où :

- $E_{horsFlexi}^{facDep}$ est l'énergie facilement déplaçable consommée hors d'une période flexi
- $E_{horsFlexi}^{diffDep}$ est l'énergie difficilement déplaçable consommée hors d'une période flexi
- E_{flexi}^{0} est l'énergie déjà consommée dans une période flexi (toutes catégories confondue)

Ce score théorique peut ainsi être calculé pour chaque jour et chaque ménage.

4.2.3 Définition des périodes d'analyses

Comme indiqué dans les paragraphes précédents, tous les participants à l'expérience n'ont pas commencé à la même date (cf. Tableau 1). On définit alors pour chaque vague une période d'analyse correspondant à une année durant à partir du début de l'expérience et une période de référence une année avant comme dans le Tableau 3 :

Vague	Période avant l'expérience		Période pendant l'expérience	
	Début	Fin	Début	Fin
1	01.07.2015	30.06.2016	01.07.2016	30.06.2016
2	01.10.2015	30.09.2016	01.10.2016	30.09.2017
3	01.01.2016	31.12.2016	01.01.2017	31.12.2017

Tableau 3 : Périodes d'analyse pour l'analyse empirique

Les périodes avant/après correspondent au niveau saisonnier (les mois sont identiques). Elles permettent donc d'observer le changement de comportement de chaque ménage par rapport à une période de référence (ici la période avant l'expérience).

5 Résultats

5.1 Analyse descriptive des factures

Notre analyse débute par l'examen des factures des ménages inclus dans les groupes de traitement. Plus précisément, nous nous intéressons aux écarts observés entre les factures calculées en utilisant le prix de l'électricité constant pratiqué par La Goule pour chaque heure de la journée (ci-après "factures officielles"), et les factures obtenues avec les tarifications alternatives T1 et T2 (ci-après "factures alternatives"). Il est à noter que cette analyse repose uniquement sur les courbes de charge, à partir desquelles il est possible de reconstituer un montant monétaire grâce au prix du kilowattheure et de l'heure à laquelle il a été consommé. Ces montants ne correspondent toutefois pas nécessairement aux montants qui ont été facturés aux ménages pour des raisons techniques. En effet, les compteurs cessant parfois de communiquer, il n'était pas toujours possible de replacer la consommation d'électricité dans des heures exactes. De plus, nous avons effectué un nettoyage des courbes de charge afin de corriger les valeurs aberrantes ou manquantes (voir sous-chapitre 2.3). Finalement, il faut rappeler que les ménages payaient la facture la moins élevée afin de ne jamais les pénaliser d'avoir participé à l'expérience. L'analyse qui suit ne reflète donc pas directement la réalité, mais a pour but de démontrer quelles auraient été les variations si les tarifications alternatives avaient été introduites de manière contraignante pour les ménages des groupes de traitement.[5]

La distribution des montants mensuels des factures officielles des ménages des groupes T1 et T2 et pour toute la période de traitement est représentée dans la Figure 14. La forme générale est conforme aux attentes, avec une distribution étalée vers la droite. On constate que la majorité (plus de 60%) des factures se situent entre 20 et 70 CHF par mois. Un peu plus d'un pourcent des factures sont supérieures à 200 CHF et ont été tronquées (ou "winsorizées"), c'est-à-dire remplacées par cette valeur afin de rendre le graphique plus lisible. Les factures les plus élevées observées atteignent des montants jusqu'à près de 500 CHF. La distribution des factures alternatives (non-représentée ici) est très semblable.

[5] On signalera également que, pour des raisons de confidentialité, les factures individuelles n'ont pas été transmises à l'équipe de recherche par le fournisseur La Goule.

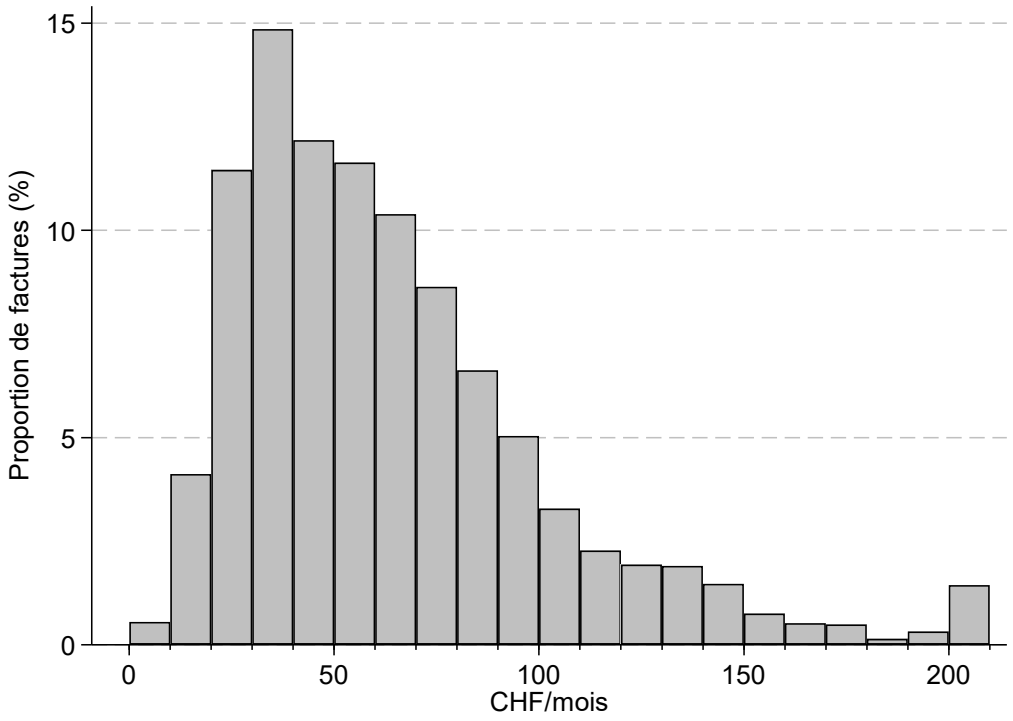


Figure 14 : Distribution des factures officielles (les montants au-dessus de 200 CHF ont été tronqués)

Afin de pouvoir comparer les montants mensuels des factures officielles (verticalement) et alternatives (horizontalement), celles-ci sont mises en relation dans la Figure 15. On observe ainsi que les différences sont minimes, la majorité des points étant localisés proches de la droite à 45°. Cela n'est pas totalement inattendu en soi, puisque les tarifications alternatives avaient justement été calibrées de façon à ce qu'en moyenne, un ménage ne changeant rien à sa consommation d'électricité se retrouve effectivement avec la même facture dans les deux cas. Pour obtenir un gain, les ménages devaient donc faire en sorte de déplacer leur consommation vers les heures de bas tarif.

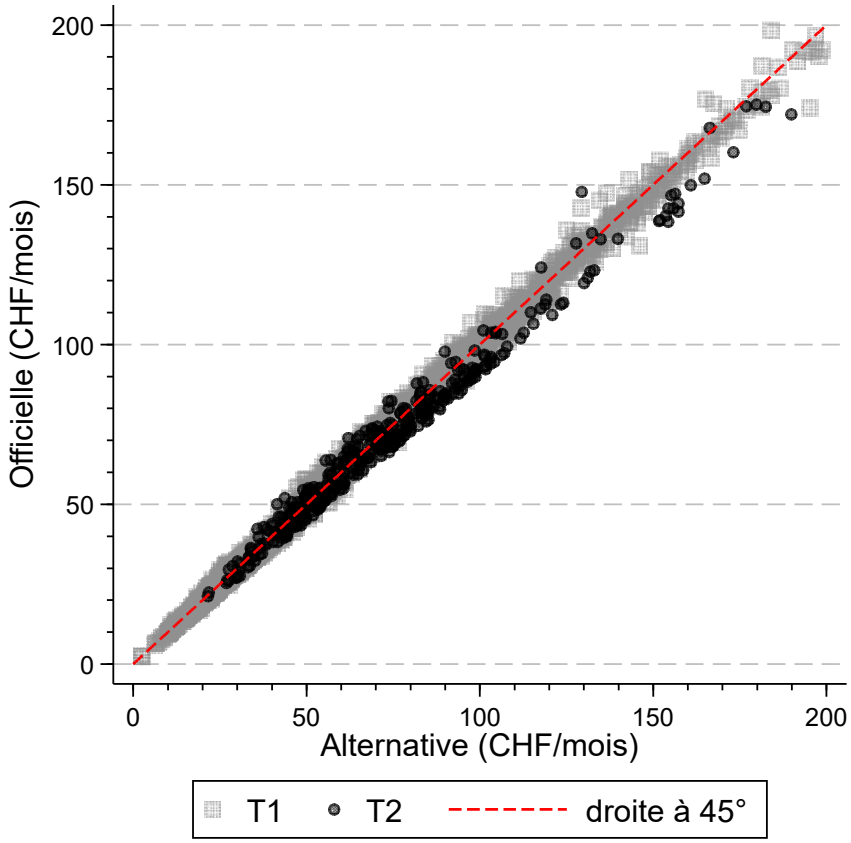


Figure 15 : Relation entre les montants des factures officielles et des factures alternatives
Note : les montants au-dessus de 200 CHF ne sont pas affichés.

D'autre part, on remarque que les ménages du groupe T1 semblent équitablement distribués de chaque côté de la diagonale. Les ménages du groupe T2, en revanche, sont nettement plus souvent perdants avec la facturation alternative. Au premier abord, il semble donc plus compliqué pour les ménages de s'adapter à une tarification variable jour après jour plutôt qu'à une tarification fixe. Sur l'ensemble des deux groupes, un peu plus de la moitié (55%) des factures alternatives se sont avérées supérieures aux factures officielles. Cela signifie que les ménages auraient plus souvent perdu de l'argent qu'ils n'en auraient gagné si les factures alternatives avaient été contraignantes et que les ménages n'avaient pas à payer uniquement la facture la moins élevée.

On constate encore que les gros consommateurs semblent avoir eu plus de difficulté à bénéficier de la tarification variable. En effet, au-dessus de 100 CHF par mois, très rares sont les ménages du groupe T2 ayant réussi à bénéficier d'un rabais.

La Figure 16 montre la répartition des écarts entre les deux types de factures, toujours en termes mensuels. Les montants négatifs indiquent que la facturation alternative est à l'avantage des ménages alors que les montants positifs constitueraient des surplus à payer pour les ménages (si la facturation alternative était appliquée de façon contraignante). Cette figure démontre à nouveau que les deux façons d'établir les factures conduisent à des différences minimes. En moyenne (groupes T1 et T2 confondus), les ménages ont vu leur facture augmenter de 28 centimes par mois avec les tarifications

alternatives. Plus de 90% des factures mensuelles comportent un écart (positif ou négatif) inférieur à 5 CHF.

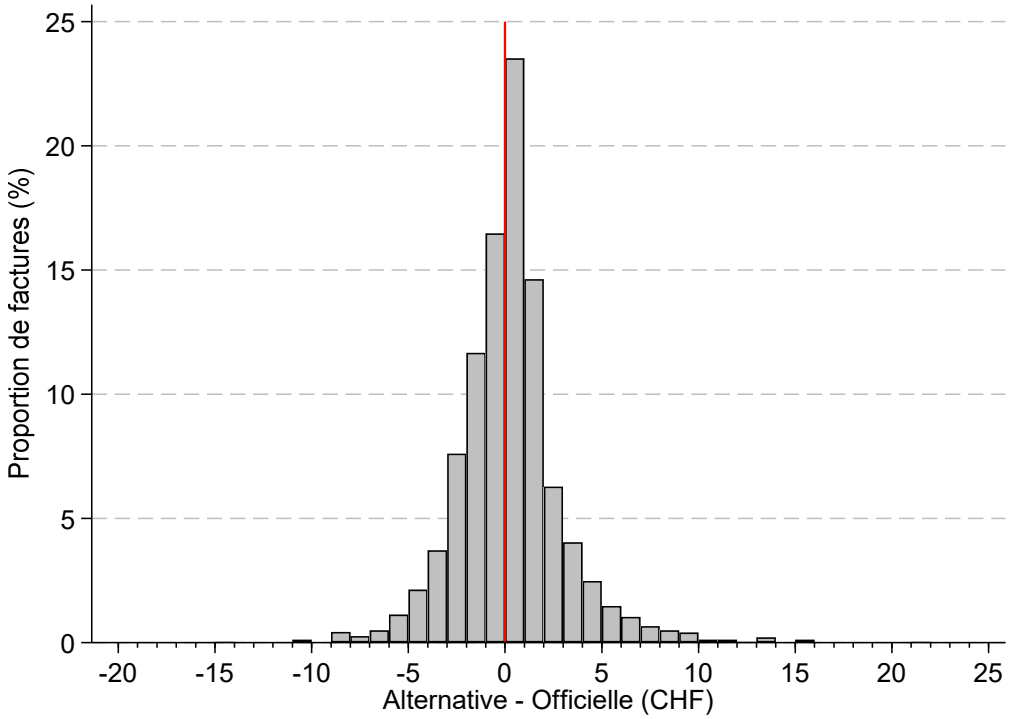


Figure 16 : Écarts entre factures officielles et alternatives
Interprétation : < 0 indique que le ménage perd, > 0 indique que le ménage gagne.

La Figure 17 est similaire à la précédente, mais présente les écarts séparément (et verticalement) pour les groupes T1 et T2. On se rend ainsi clairement compte que les écarts sont moindres pour le groupe T1, alors qu'il y a nettement plus de variation dans le groupe T2. Le fait que les périodes de haut/bas tarifs soient variables offre la possibilité pour certains ménages de faire des gains plus conséquents pendant certains mois, mais provoque également parfois des pertes plus importantes. Logiquement, on observe ainsi que le risque est plus élevé avec une période de tarification variable plutôt que fixe.

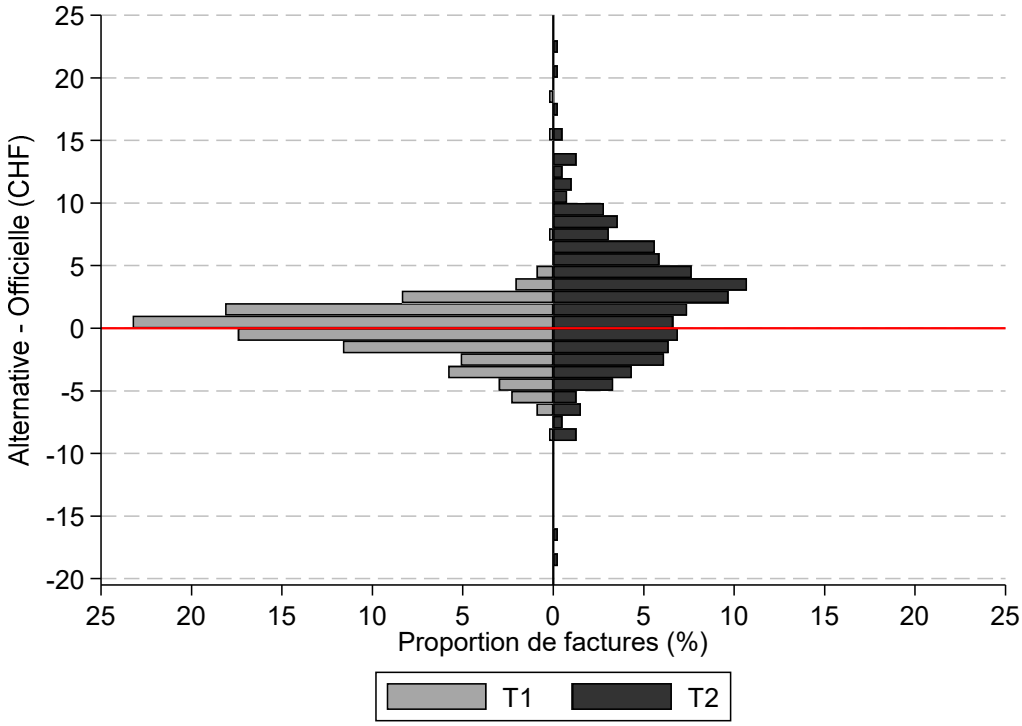


Figure 17 : Écarts entre factures officielles et alternatives, par groupe de traitement
Interprétation : < 0 (sur l'axe vertical) indique que le ménage perd, > 0 (sur l'axe vertical) indique que le ménage gagne.

Pour le groupe T1, les écarts n'ont que très rarement dépassé 5 CHF par mois. On pouvait également anticiper ces résultats puisque les calibrations des bonus (-15 cts/kWh) et malus (+4 cts/kWh) ont précisément été effectuées à partir de résultats d'une expérience dans laquelle les plages horaires étaient identiques à celles proposées au groupe T1 (bas tarif de 11 à 15h tous les jours). De ce point de vue, on peut considérer que le faible écart entre les deux types de factures constitue une preuve du succès de la calibration. Cependant, on pouvait espérer voir un plus fort regroupement de factures en-dessous de 0, ce qui aurait constitué un signe que les ménages font des efforts pour déplacer leur consommation vers les heures de bas tarif. Telle qu'on l'observe, la répartition des écarts laisse plutôt penser que les ménages ont consommé comme d'habitude et ont enregistré des gains (ou des pertes) uniquement grâce à (ou à cause de) leur profil de consommation habituel.

La Figure 18 montre les écarts de factures pour chaque ménage et chaque mois pendant la période d'intervention. On observe que pour le groupe T1, les résultats sont relativement similaires mois après mois, avec une partie des ménages voyant sa facture réduite et l'autre partie la voyant augmenter. L'écart mensuel moyen pour l'ensemble des ménages du groupe T1 n'a ainsi jamais dépassé 1 CHF. Les écarts autour de cette moyenne sont cependant plus grands pendant les périodes hivernales que pendant les périodes estivales.

Pour les ménages du groupe T2, on observe des déplacements de l'ensemble des ménages liés à la saisonnalité. Durant certains mois d'été, les ménages de ce groupe ont tous gagné alors que lors de certains mois d'hiver, ils ont tous perdu. Le fait que les périodes de haut/bas tarifs soient basées sur la météo explique évidemment ces variations mensuelles. On remarque en effet une corrélation très forte entre le nombre d'heures de bas tarif pendant un mois et les économies réalisées par les ménages. De cette analyse, il ressort donc que l'élément principal ayant joué un rôle sur les gains ou

les pertes des ménages provient essentiellement de la saisonnalité. En revanche, il n'apparaît globalement pas que les ménages aient amélioré leur façon de consommer de l'électricité afin de tirer profit des tarifications alternatives, car on aurait alors observé un déplacement graduel vers le bas.

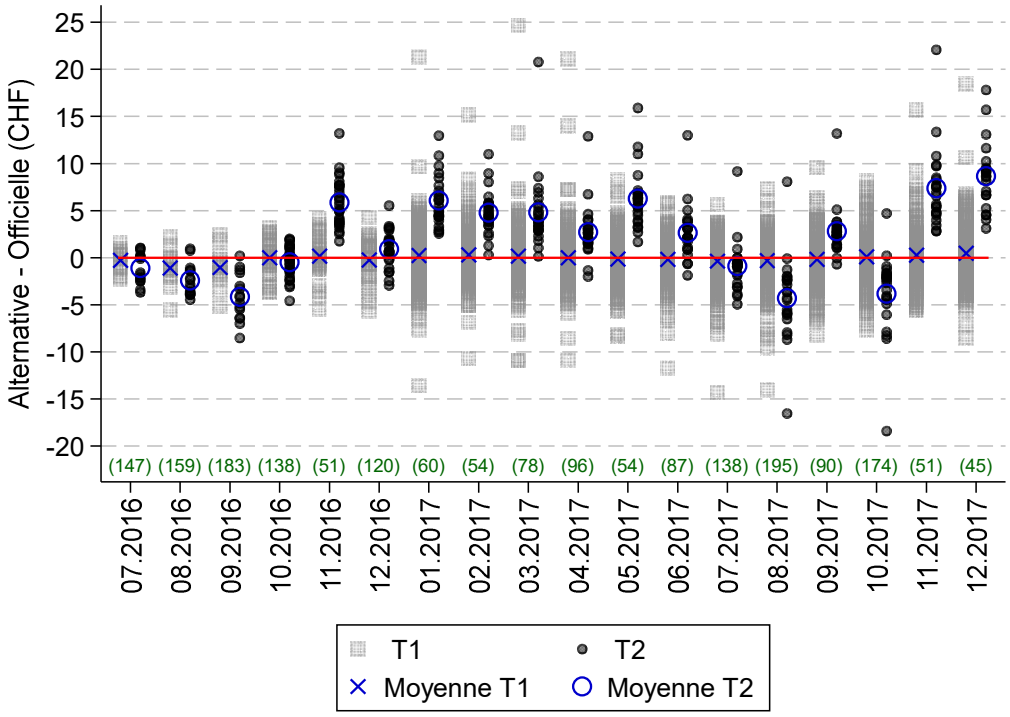


Figure 18 : Écarts entre factures officielles et alternatives, pour chaque ménage des groupes de traitement et chaque mois
Notes : les observations des groupes T1 et T2 sont décalées horizontalement pour rendre le graphique plus lisible. Les nombres entre parenthèses indiquent les nombres d'heures de bas tarif pour les ménages du groupe T2.

La Figure 19 prolonge le raisonnement de la Figure 18, en reliant dans le temps les factures de chaque ménage, ce qui permet d'avoir un aperçu de l'évolution des écarts à un niveau désagrégé. Pour le groupe T1, il est difficile de déceler une tendance quelconque pour les trajectoires, ce qui confirme ce qui vient d'être relevé. Les différences entre ménages semblent relativement stables, avec le classement des ménages ne changeant pas fondamentalement de mois en mois. Les mouvements vers le haut ou le bas sont en effet minimes. Ainsi, certains ménages ont économisé chaque mois alors que d'autres ont perdu chaque mois durant toute la période d'intervention. Ce résultat laisse penser que les différences entre ménages sont principalement liées à des différences structurelles.

Ce qui ressort de la Figure 19 pour le groupe T2 n'est pas différent de ce qui a déjà été constaté précédemment. On retrouve les effets de saisonnalité, qui constituent la principale explication des variations pour ce groupe. Étant données ces variations saisonnières, il est difficile de déceler un quelconque effet d'apprentissage, qui devrait être analysé avec des techniques économétriques plus sophistiquées. Dans ce groupe, on note également des différences structurelles entre ménages, le classement étant relativement stable mois après mois.

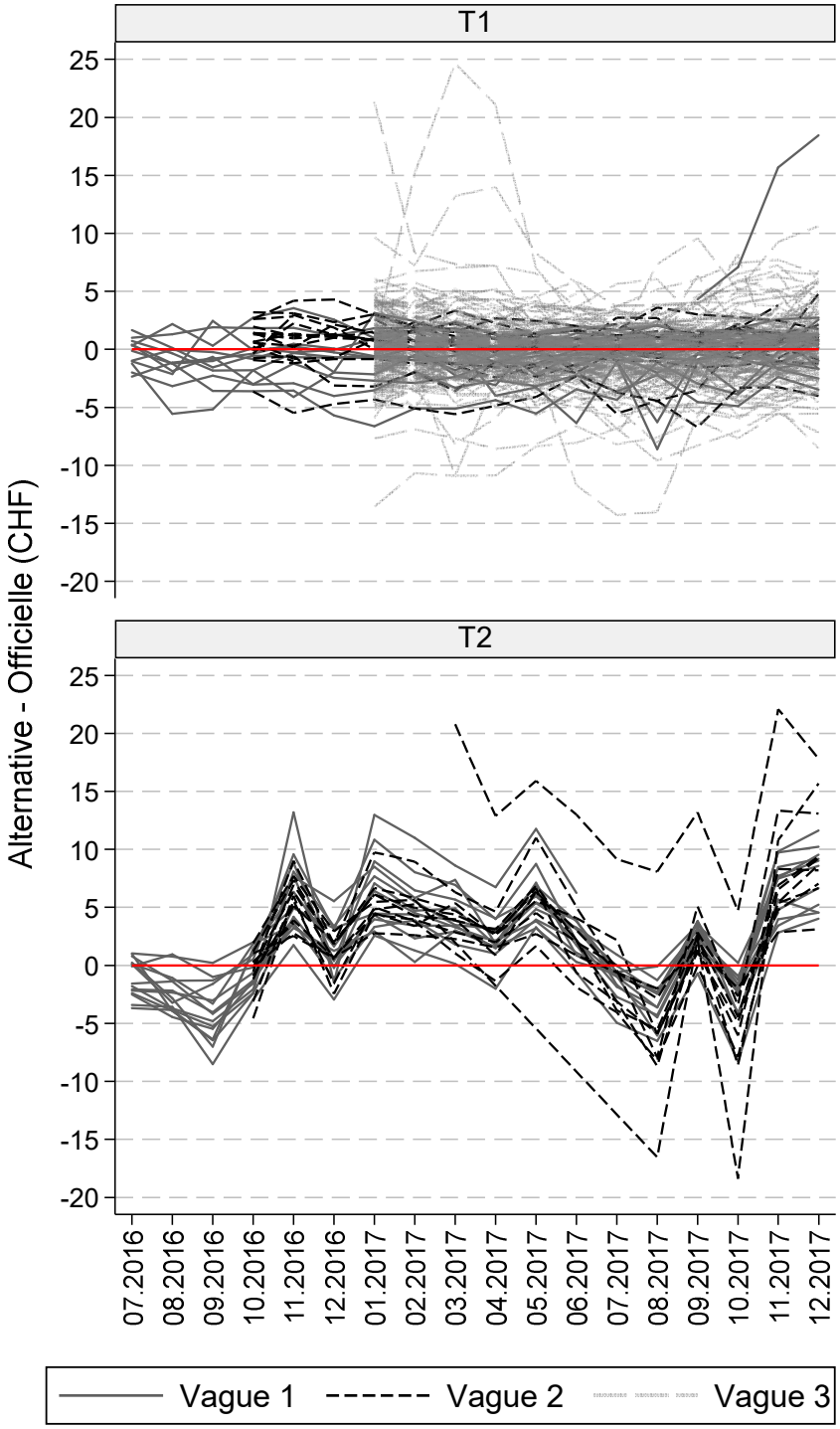


Figure 19 : Écarts entre factures officielles et alternatives, pour chaque ménage des groupes de traitement et chaque mois, en suivant chaque ménage dans le temps

En général, on peut conclure de cette analyse descriptive portant sur les factures que les gains et les pertes enregistrés par les ménages avec les tarifications alternatives T1 et T2 sont faibles, et ce alors

que les variations de prix sont d'une grande ampleur puisque la réduction pendant les heures de bas tarif a dépassé 50% du prix normal alors que l'augmentation pendant les heures de haut tarif atteignait pratiquement 15%. En fin de compte, les gains ou pertes potentiels s'élèvent à quelques francs par mois. On peut dès lors douter du véritable pouvoir incitatif des tarifications alternatives. Afin d'exercer une réelle motivation à réduire la consommation, il faudrait sans doute que les niveaux des tarifs de l'électricité soient supérieurs à ceux qu'on observe actuellement en Suisse.

Notons enfin que la plus grande partie des ménages ressort globalement perdante, que ce soit dans l'une ou l'autre tarification alternative déployée dans le projet. La garantie donnée aux ménages que leur facture n'augmenterait pas a très certainement aussi contribué à réduire les incitations monétaires et donc diminué l'intensité des efforts fournis par les participants. Rendre les tarifications alternatives contraignantes constituerait par conséquent un prolongement naturel de ce projet. Le problème principal qui se poserait alors ne serait assurément pas les montants monétaires qui pourraient grever le chiffre d'affaires du fournisseur. Au contraire, la problématique à laquelle il faudrait s'attendre concerne le nombre de ménages qui seraient effectivement disposés à opter pour une tarification alternative. La barrière la plus importante serait probablement constituée par l'acceptabilité des nouvelles tarifications par les ménages, qui craignent souvent les changements et préfèrent le statu quo, en raison de la tendance des individus à être fortement averses au risque, avec pour résultat que les pertes potentielles sont surévaluées par rapport à des gains potentiels équivalents. On parle ainsi de "résistance au changement" (ou "biais de *statu quo*" ; voir par exemple Kahneman et al., 1991).

5.2 Analyse économétrique

Ce sous-chapitre présente les résultats de l'analyse économétrique des effets des interventions. Les analyses descriptives présentées jusqu'ici ont permis de mieux comprendre l'effet de l'introduction des tarifications alternatives sur les factures des ménages et de constater l'ampleur des incitations financières. Afin de mesurer quantitativement l'effet causal des traitements 1 et 2, et donc d'estimer le potentiel de flexibilisation de la consommation d'électricité chez les ménages, nous appliquons maintenant l'approche économétrique des doubles différences. Nous commençons par analyser l'effet du premier traitement, avec l'ensemble des ménages inclus dans les groupes C et T1 (toutes vagues confondues) et traitons dans un deuxième temps l'effet du second traitement (vagues 1 et 2). Étant donné que nous nous intéressons à des effets de traitement horaires, nous présentons les résultats sous forme de graphiques essentiellement plutôt que sous forme de tableaux, qui seraient longs et peu commodes.

5.2.1 Traitement 1

La première analyse est une estimation exacte de l'Equation 1, avec les données provenant du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2018 pour l'ensemble des ménages inclus dans les groupes C et T1 des vagues 1, 2 et 3. Les traitements ayant commencé de manière échelonnée (1er juillet 2016, 1er octobre 2016 et 1er janvier 2017), les périodes de pré-traitement et de traitement sont longues d'au moins une année pour chacune des vagues. La consommation d'électricité (en logarithme) est alors expliquée par une série de variables muettes permettant d'estimer les effets de l'intervention pour chaque heure de la journée. La Figure 20 présente résultats obtenus (coefficients β_h). L'axe horizontal de la figure représente les 24 heures de la journée et l'axe vertical indique l'effet de traitement, c'est-à-dire le changement de la consommation d'électricité exprimé en pourcentage.

Nous remarquons d'emblée qu'aucun coefficient n'est statistiquement différent de 0 aux seuils de significativité communément acceptés. Il n'est donc pas possible d'affirmer que les ménages aient effectivement adapté leur comportement de consommation en réaction à l'introduction du double tarif (bas entre 11h et 15h, haut le reste de la journée). Néanmoins, nous pouvons observer que les

coefficients sont positifs et relativement élevés de 6h à 15h, puis négatifs et relativement élevés (en valeur absolue) de 19h à 21h. Ainsi, les ménages du groupe T1 ont eu tendance à augmenter leur consommation (notamment) entre 11h et 15h pendant la période de traitement, c'est-à-dire pendant les heures où le prix du kilowattheure était réduit de 15 centimes, et à la réduire le soir, quand le prix était majoré de 4 centimes. Les ménages ont cependant également augmenté leur consommation pendant la matinée, une partie de la journée qui faisait de la période de haut tarif et où on attendait donc plutôt une réduction de la consommation.

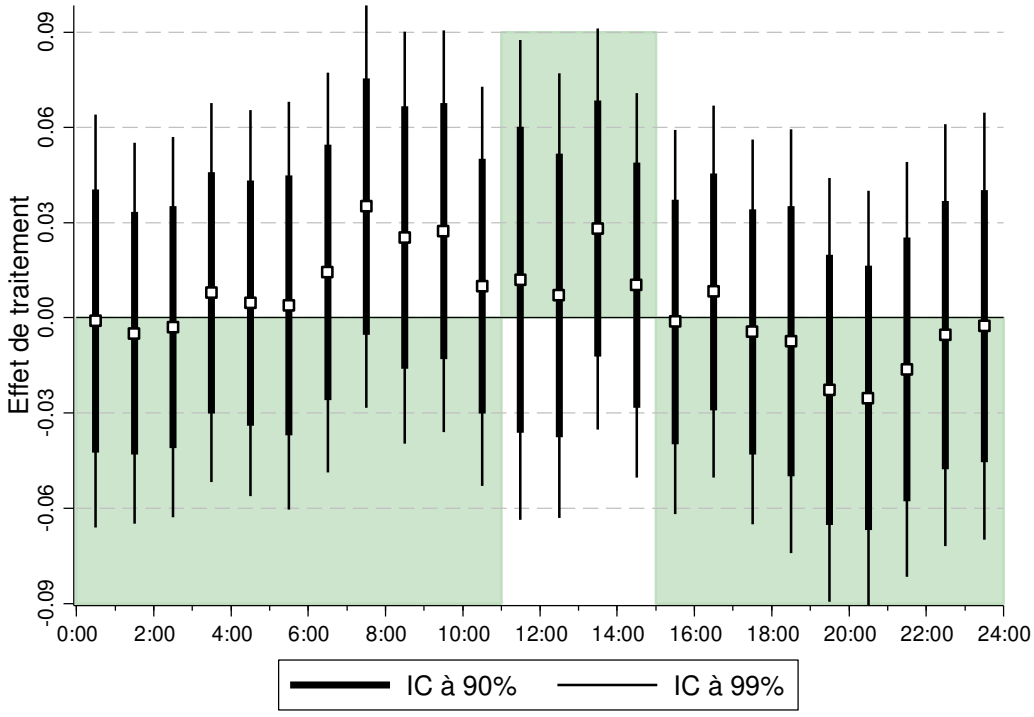


Figure 20 Effet du traitement 1 par heure, pour les ménages des vagues 1, 2 et 3.
Notes : Résultats basés sur 526 ménages des vagues 1 + 2 + 3 (259 dans C + 267 dans T1). Erreurs standard robustes et groupées au niveau du ménage.

Une approche alternative pour tenir compte de l'hétérogénéité, en lieu et place de l'utilisation d'effets fixes ménages, consiste à utiliser la consommation normalisée, c'est-à-dire la proportion d'électricité consommée par un ménage pendant une certaine heure par rapport à sa consommation journalière. Cette mesure facilite en effet la comparaison entre ménages car les différences dans leur niveau de consommation absolue (en kWh) ne sont plus pertinentes. Seules les différences dans les profils journaliers sont maintenues, permettant ainsi d'évaluer les réallocations de la consommation d'un moment de la journée à un autre sans devoir recourir à des effets fixes ménages.

La Figure 21 représente les résultats de notre estimation de base avec comme variable dépendante la consommation normalisée au lieu du logarithme naturel de la consommation. Comme la variation de la variable dépendante est plus faible qu'auparavant, les intervalles de confiances pour les 24 coefficients des variables de traitement sont également réduits. L'allure générale des effets de traitement est similaire à celle obtenue dans l'estimation précédente. Cependant, certains coefficients, pour les heures entre 7h et 8h et entre 13h et 14h, sont désormais statistiquement significatifs au seuil de 10%. Les modifications de comportement sont donc minimes : la proportion d'électricité

consommée entre 13h et 14h, quand le prix du kWh est baissé de 15 centimes, a augmenté de 0.17 points de pourcentage. L'ampleur et la direction des réactions pour les autres heures sont comparables à ce qui a été obtenu avec le modèle de base. Nous observons une tendance à la réduction de la consommation en fin de journée, quand le prix de l'électricité est majoré, et une tendance à l'augmentation dans la matinée et jusqu'à 15h.

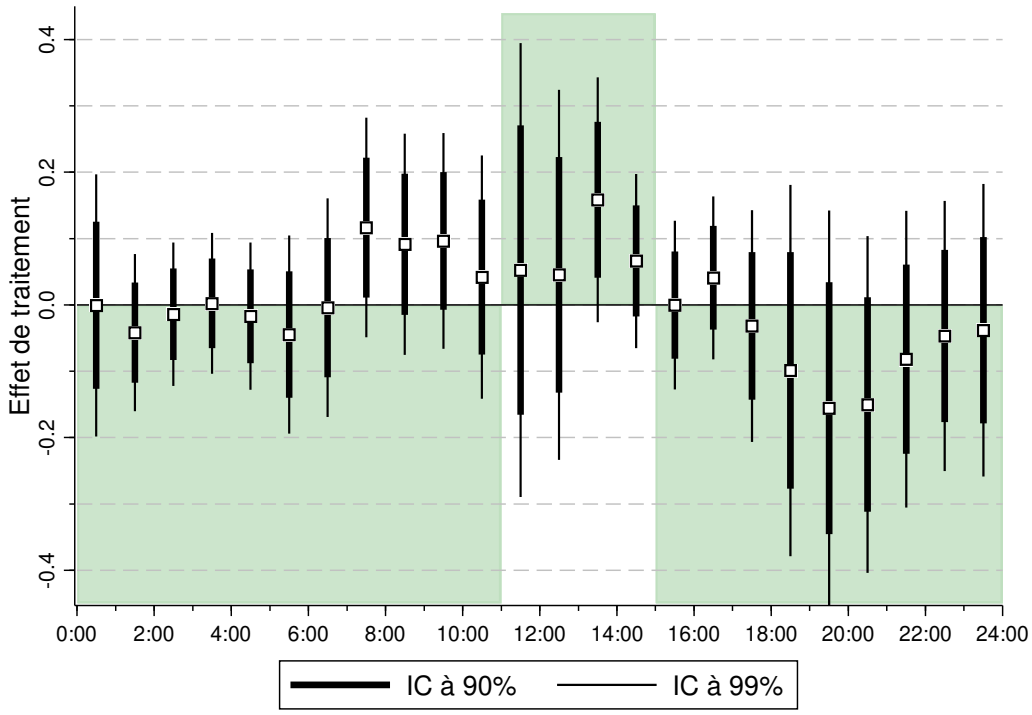


Figure 21 Effet du traitement 1 par heure, pour les ménages des vagues 1, 2 et 3. Consommation normalisée.
Notes : Résultats basés sur 526 ménages des vagues 1 + 2 + 3 (259 dans C + 267 dans T1). La variable dépendante est la consommation normalisée. Erreurs standard robustes et groupées au niveau du ménage.

Le Tableau 4 présente les résultats obtenus avec des spécifications alternatives à celle décrite par l'Equation 1. Alors que le modèle de base mesure l'effet du traitement pour chaque heure de la journée, tient compte des conditions météorologiques, inclut une large palette d'effets fixes et de variables de contrôle afin de tenir compte de l'hétérogénéité entre les ménages participants et des variations de consommation induits par des facteurs externes et par la saisonnalité, d'autres spécifications peuvent néanmoins être utilisées. En particulier, afin de faciliter la lecture des résultats, les estimations présentées dans le Tableau 4 mesurent un effet de traitement agrégé pour l'ensemble des plages horaires de tarification (haut ou bas). Nous obtenons ainsi seulement deux coefficients représentant les effets de traitement, l'un correspondant aux heures de bas tarif (11h à 15h) et l'autre correspondant aux heures de haut tarif (15h à 11h).

Les colonnes (1) et (2) reprennent les effets fixes présents dans notre spécification de base (Equation 1) et se distinguent uniquement par l'inclusion ou non des variables de contrôle. Comme attendu au vu des résultats déjà présentés, les coefficients pour l'effet de traitement ne sont pas statistiquement significatifs. Dans les deux cas, la consommation des ménages semble avoir augmenté aussi bien pendant les heures de bas que de haut tarif, mais tout de même plus fortement lorsque le prix est réduit que lorsqu'il est majoré. Les coefficients relatifs aux variables météorologiques révèlent quant à

elles les signes escomptés. La température, la durée d'ensoleillement et le rayonnement solaire influencent tous trois négativement et significativement la consommation d'électricité, alors que les précipitations l'influencent positivement. L'inclusion de ces variables pour les conditions météorologiques permet de capturer les différences naturelles qui existent entre les heures de bas tarif (11h-15h), qui sont en moyenne plus ensoleillées, et les heures de haut tarif (en dehors de 11h-15h).

Dans le modèle de la colonne (3), nous remplaçons les effets fixes heure × trimestre par des effets fixes heure × trimestre-année. Ceci permet de capturer le profil de consommation journalier pour chacun des dix trimestres calendaires de la période considérée, alors que seule la variation saisonnière (quatre trimestres) est capturée dans les colonnes (1) et (2). Un tel niveau de détail ne semble cependant pas nécessaire dès lors que les variables météorologiques sont incluses. En effet, les coefficients pour les effets de traitement sont presque identiques à ceux de la colonne (1), dans laquelle les variables météorologiques ne sont pas incluses.

Dans la colonne (4), nous abandonnons les effets fixes ménages et incluons à leur place une variable dichotomique unique pour l'ensemble des ménages du groupe T1. L'absence d'effets fixes ménages implique que nous ne capturons pas les différences qu'il peut exister entre les ménages d'un même groupe, mais ces ménages devraient en principe ne pas être différents les uns des autres puisqu'ils ont été répartis de manière aléatoire entre les groupes. Comme dans les autres modèles, les résultats montrent que notre intervention ne modifie pas la consommation de manière statistiquement significative. Remarquons encore que le coefficient pour le groupe de traitement n'est pas non plus significatif, ce qui indique que les deux groupes ont effectivement, en moyenne, des habitudes de consommation similaires.

Les résultats présentés dans la colonne (5) utilisent la consommation normalisée comme variable dépendante, à l'image de ce qui est présenté dans la Figure 21. Notre intervention semble avoir induit une augmentation de la proportion d'électricité consommée pendant les heures de bas tarif et une réduction de la proportion pendant les heures de haut tarif, mais ces effets sont, une fois encore, non-significatifs.

La constante de nos modèles des colonnes (1) à (4) peut s'interpréter comme la consommation moyenne (transformées en logarithme) d'un ménage pendant l'heure à laquelle toutes les variables prennent la valeur 0, c'est-à-dire durant l'heure de 0h à 1h pour un ménage du groupe de contrôle et pendant la période avant l'introduction du traitement (des différences minimes existent entre les spécifications). Ces constantes étant estimées entre -1.7 et -1.6, cela implique que la consommation moyenne de cette heure se monte à environ 0.18-0.20 kWh. Au lieu de la consommation moyenne, la constante du modèle de la colonne (5) indique quant à elle la proportion journalière moyenne d'électricité qui est consommée pendant cette heure de référence (environ 3.5%).

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Effet de traitement					
Heures bas tarif	0.0143	0.0165	0.0143	-0.0071	0.0805
	(0.0241)	(0.0241)	(0.0286)	(0.0321)	(0.0676)
Heures haut tarif	0.0021	0.0015	0.0022	-0.0220	-0.0169
	(0.0191)	(0.0191)	(0.0191)	(0.0273)	(0.0136)
Période de traitement	-0.0387**	-0.0378**	-0.0006	-0.0151	0.0047***
	(0.0153)	(0.0154)	(0.0200)	(0.0191)	(0.0004)
Groupe T1	-	-	-	0.0371	0.0000
				(0.0530)	(0.0001)
Température	-	-0.0067***	-0.0065***	-0.0065***	-0.0021***
		(0.0005)	(0.0005)	(0.0005)	(0.0002)
Précipitations	-	0.0116***	0.0113***	0.0119***	0.0076***
		(0.0010)	(0.0008)	(0.0010)	(0.0027)
Durée d'ensoleillement	-	-0.0005***	-0.0004***	-0.0005***	-0.0033***
		(0.0001)	(0.0001)	(0.0001)	(0.0002)
Radiation globale	-	-0.0001***	-0.0001***	-0.0001***	-0.0000
		(0.0000)	(0.0000)	(0.0000)	(0.0000)
Constante	-1.6488***	-1.6221***	-1.6833***	-1.6448***	3.5366***
	(0.0150)	(0.0155)	(0.0283)	(0.0405)	(0.0747)
EF heure × trimestre	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
EF heure × trimestre-année	Non	Non	Oui	Non	Non
EF ménage	Oui	Oui	Oui	Non	Non
# Observations	10,807,635	10,807,635	10,807,635	10,807,635	10,807,635
R^2	0.1587	0.1623	0.1627	0.1002	0.1311

Tableau 4 : Effet du traitement 1 par tarif, pour les ménages des vagues 1, 2 et 3.
Note : * p<0.1, ** p<0.05, *** p<0.01. Erreurs standard entre parenthèses, robustes et groupées au niveau des ménages.

5.2.2 Traitement 2

La Figure 22 présente les coefficients β_h^H et β_h^L pour notre estimation de l'effet du traitement 2 par heure et pour l'ensemble des ménages inclus dans les groupes C et T2 des vagues 1 et 2 (il n'existe pas de vague 3 pour ce traitement). Dans cette intervention, le prix de l'électricité était forcément augmenté de 4 cts/kWh de 0h à 10h puis de 19h à 24h, mais entre 10 et 19h le prix pouvait soit augmenter de 4 cts/kWh soit diminuer de 15 cts/kWh en fonction des prévisions météorologiques. Pour chacune des heures comprises entre 10h et 19h, nous estimons donc deux coefficients pour l'effet de traitement suivant la variation de prix, mais un seul en dehors de ce créneau horaire.

Une première observation que l'on peut faire est que l'ampleur de l'effet de traitement est plus élevée pour ce traitement qu'elle ne l'est pour le traitement 1 (cf. Figure 20). Ce résultat s'explique probablement par le fait que, contrairement aux ménages du groupe T1 de la vague 3, tous les ménages du groupe T2 ont expressément exprimé leur volonté de participer à l'expérience. Ces participants étaient donc vraisemblablement prêts à consentir un effort plus important pour adapter leur consommation. Malgré tout, seuls quelques coefficients sont statistiquement différents de zéro. Ceci s'explique probablement par la petite taille des groupes utilisés dans cette analyse, qui aboutissent à des erreurs standard relativement grandes. Conformément à nos attentes, les ménages du groupe T2 ont eu tendance à réduire leur consommation avant 10h du matin, quand le prix de l'électricité était forcément majoré, et à l'augmenter pendant les heures de bas tarif entre 10h et 19h (les coefficients pour les heures entre 12h et 13h et entre 18h et 19h sont statistiquement significatifs). De manière contre-intuitive, les ménages n'ont en revanche pas réduit leur consommation pendant les

heures de haut tarif après 10h du matin. Les coefficients pour les heures de 17h à 20h ont le “mauvais” signe et apparaissent même comme étant statistiquement significatifs, bien que faiblement. Pour une raison indéterminée, les ménages du groupe T2 semblent donc avoir ignoré l’augmentation du prix de l’électricité et, au contraire, avoir consommé plus en fin de journée.

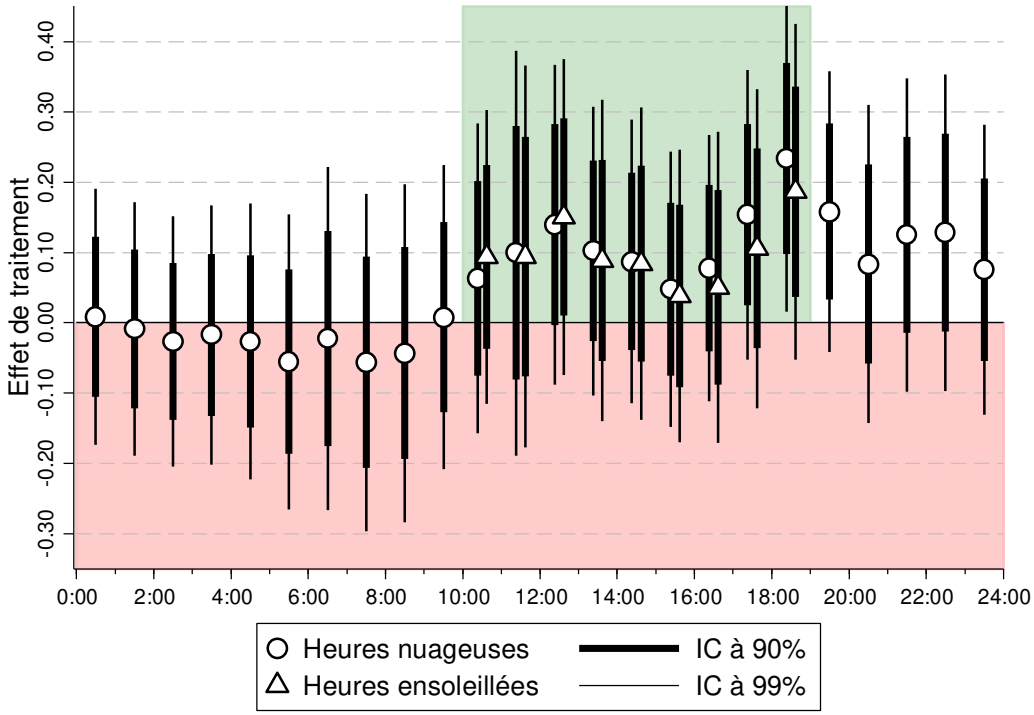


Figure 22 Effet du traitement 2 par heure, pour les ménages des vagues 1 et 2.
Notes : Résultats basés sur 51 ménages des vagues 1 + 2 (28 dans C et 23 dans T2). Erreurs standards robustes et groupées au niveau du ménage.

Conformément à notre démarche pour l’analyse du traitement 1, nous présentons dans la Figure 23 les résultats de notre estimation en utilisant la consommation normalisée au lieu de la consommation sous forme logarithmique. Les résultats sont globalement similaires, bien que notre estimation ne comporte plus d’effets fixes ménages. La variabilité des profils de consommation normalisés étant moindre entre les ménages, nous obtenons des intervalles de confiance plus petits, soit des coefficients plus précisément estimés. La majorité des coefficients du matin se retrouvent ainsi significatifs, ce qui semble indiquer que les ménages ayant reçu des SMS chaque soir ont eu tendance à réduire leur consommation le lendemain matin. En revanche, l’intervention n’a apparemment eu d’impact évident pour le reste de la journée. Bien que les coefficients soient positifs et significatifs entre 18h et 19h, c’est le cas non seulement pour les heures lors desquelles le prix a été réduit, mais également pour les heures où le prix a été majoré, ce qui est difficile à expliquer.

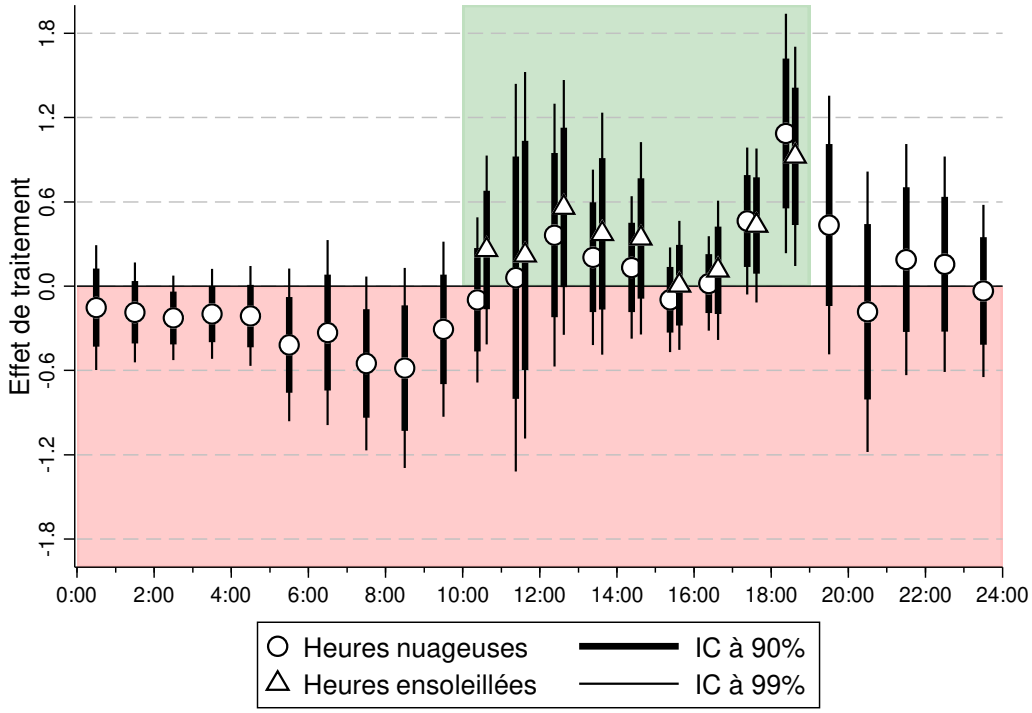


Figure 23 : Effet du traitement 2 par heure, pour les ménages des vagues 1 et 2. Consommation normalisée.
Notes : Résultats basés sur 51 ménages des vagues 1 + 2 (28 dans C et 23 dans T2). Erreurs standards robustes et groupées au niveau du ménage.

Le Tableau 5 présente les résultats des régressions pour le traitement 2 en utilisant diverses spécifications et en agrégeant l'effet de traitement au niveau des tarifs (bas ou haut) au lieu de distinguer chaque heure. Tout comme dans l'analyse du traitement 1, les spécifications présentées dans les colonnes (1) à (3) confirment que notre spécification de base, c'est-à-dire celle présentée dans l'Equation 2, est suffisante pour capturer la saisonnalité et les conditions météorologiques. Contrairement à ce que nous avons obtenu jusqu'ici, les résultats de la colonne (4) révèlent des effets de traitement statistiquement significatifs lorsque les effets fixes ménages ne sont pas inclus. Selon ces résultats, lors des heures de bas tarifs, les ménages soumis au traitement ont augmenté leur consommation d'environ 6%. Lors des heures de haut tarif, nous obtenons également une hausse de consommation significative, mais de plus petite ampleur. Ces résultats sont cependant à relativiser. Étant donné le faible nombre de ménages des groupes C et T2, quelques ménages modifiant leur comportement pour des raisons exogènes et indépendantes de l'intervention pourraient avoir un impact non-négligeable sur les résultats.

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Effet de traitement					
Heures bas tarif	0.1044	0.0973	0.1036	0.0552***	0.3395
	(0.0761)	(0.0762)	(0.0791)	(0.0065)	(0.2028)
Heures haut tarif	0.0465	0.0475	0.0463	0.0181***	-0.0545
	(0.0581)	(0.0580)	(0.0550)	(0.0034)	(0.0334)
Période de traitement	-0.0732	-0.0762	-0.0402	-0.0101***	0.0090***
	(0.0544)	(0.0548)	(0.0578)	(0.0024)	(0.0015)
Groupe T2	-	-	-	0.0845***	-0.0008
				(0.0024)	(0.0005)
Température	-	-0.0086***	-0.0084***	-0.0089***	-0.0025***
		(0.0015)	(0.0014)	(0.0002)	(0.0007)
Rayonnement global	-	-0.0001**	-0.0001**	-0.0001***	0.0001
		(0.0000)	(0.0000)	(0.0000)	(0.0001)
Durée d'ensoleillement	-	-0.0008***	-0.0009***	-0.0008***	-0.0051***
		(0.0003)	(0.0002)	(0.0001)	(0.0007)
Précipitations	-	0.0138***	0.0132***	0.0134***	0.0111
		(0.0028)	(0.0027)	(0.0021)	(0.0092)
Constante	-1.6253***	-1.5883***	-1.6614***	-1.6503***	3.2378***
	(0.0457)	(0.0461)	(0.0931)	(0.0068)	(0.1406)
EF heure × trimestre FE	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
EF heure × trimestre-année × ensoleillé	Oui	Oui	Non	Oui	Oui
EF heure × trimestre-année	Non	Non	Oui	Non	Non
EF heure × trimestre-année × ensoleillé	Non	Non	Oui	Non	Non
EF ménage	Oui	Oui	Oui	Non	Non
# Observations	1,001,956	1,001,956	1,001,956	1,001,956	1,001,956
R^2	0.1986	0.2031	0.2042	0.1452	0.1523

Tableau 5 : Effet du traitement 2 par tarif, pour les ménages des vagues 1 et 2.
Note : * p<0.1, ** p<0.05, *** p<0.01. Erreurs standard entre parenthèses, robustes et groupées au niveau des ménages.

5.2.3 Questionnaire de clôture

Quelques mois après la fin des expériences (le 01.06.2018), nous avons fait parvenir, électroniquement et uniquement aux 49 participants qui avaient fourni une adresse e-mail lors du premier questionnaire et qui avaient été inclus dans l'un des groupes de traitement, une invitation à répondre à un questionnaire de clôture. Ce questionnaire (disponible dans l'Annexe 9.4) visait à collecter des informations relatives à la compréhension des expériences par les participants et à renseigner sur les efforts fournis et les stratégies utilisées pour adapter la consommation d'électricité. Sur les 49 personnes contactées, seules 13 ont répondu complètement (entre le 01.06 et le 03.07.2018), mais certains éléments qualitatifs ressortent tout de même et permettent de mettre en perspective les résultats quantitatifs.

Il apparaît premièrement que les participants avaient globalement très bien compris l'objectif qui leur avait été assigné. En effet, 100% des répondants ont correctement indiqué à quel groupe de l'expérience ils appartenaient (traitement 1 avec horaires fixes ou traitement 2 avec horaires flexibles). D'autre part, la quasi-totalité des répondants (tous sauf deux) ont correctement indiqué que le but de l'expérience était de déplacer la consommation d'électricité, et non pas forcément de la réduire. Ces répondants ont également fourni des réponses parfaitement sensées concernant les montants

économisés grâce à l'expérience. En moyenne, ces 13 ménages ont en effet déclaré avoir gagné tout juste 3 CHF/mois avec trois quarts d'entre eux indiquant des montants entre 0 et 2.80 CHF/mois, ce qui semblent parfaitement plausible en regard de l'analyse des factures effectuée dans le sous-chapitre 5.1. Tout ceci laisse donc penser que les ménages ont été attentifs à l'expérience et se sont correctement tenus informés de leur consommation d'électricité. C'est d'ailleurs ce qu'ils ont eux-mêmes confirmer au cours de ce questionnaire, dans lequel 11 répondants sur 13 ont affirmé avoir regardé les informations contenues dans leurs factures d'électricité avec plus d'attention que d'habitude. Les informations envoyées aux ménages au cours l'expérience ont de plus été jugées très faciles à comprendre par la majorité des sondés.

Cependant, seule une moitié des répondants ont déclaré avoir effectué des changements dans leurs habitudes du début à la fin de l'expérience. L'autre moitié a relevé qu'il est souvent compliqué de déplacer des activités en pleine journée, essentiellement pour des raisons professionnelles et familiales prenant habituellement place durant ces mêmes plages horaires. Une bonne partie des ménages semblent avoir malgré tout essayé d'adapter ce qui pouvait l'être, notamment en faisant fonctionner le lave-vaisselle (12 répondants/13) et le lave-linge ou le sèche-linge (7/13) durant les heures de bas tarif. Les activités plus chronophages, telles que repasser ou passer l'aspirateur n'ont en revanche que très peu été adaptées.

Les répondants n'ont toutefois pas signalé d'obstacle majeur qui les aurait empêchés de déplacer leur consommation. Le fait de ne pas être présent à la maison pendant les heures de bas tarif n'a ainsi été mentionné que par 30% de l'échantillon. Le faible gain monétaire n'apparaît pas non plus comme une raison pour ne pas avoir déplacé la consommation. Près de la moitié des répondants estimaient en revanche faire déjà beaucoup d'efforts en matière de réduction de consommation, ce qui pourrait effectivement rendre difficile toute adaptation supplémentaire.

Le sentiment général qui ressort des réponses (et également des commentaires libres) à ce questionnaire de clôture est donc que les participants se sont volontiers prêtés au jeu des expériences du projet Flexi. Cependant, même pour ces ménages visiblement désireux de faire le mieux possible, il n'a pas été simple de réussir à déplacer leur consommation d'électricité. Le déplacement d'une proportion même minime semble nécessiter des efforts considérables en termes d'organisation qui ne sont la plupart du temps pas compatibles avec les activités du ménage.

On notera finalement que les réponses au questionnaire de clôture doivent être considérées avec précaution. Vu le nombre restreint de réponses, on peut en effet se douter qu'elles proviennent principalement des ménages les plus intéressés par le projet et la thématique de l'électricité en général. Le fait que ces ménages indiquent un gain moyen de 3 CHF/mois sur l'ensemble de l'expérience laisse en effet penser qu'ils faisaient partie des ménages les plus performants en matière de déplacement, si l'on compare ce gain par rapport aux montants nettement plus faibles obtenus par l'ensemble des ménages soumis au traitement (voir sous-chapitre 5.1). Il est donc difficile d'assurer la validité externe des résultats obtenus à partir du questionnaire de clôture, raison pour laquelle on insiste sur leur caractère essentiellement anecdotique et informatif.

5.3 Analyse du potentiel théorique de flexibilisation

Le potentiel théorique est déterminé ici en utilisant la désagrégation comme outil méthodologique (présenté dans la section 4.2.2). Sur les 99 ménages ayant répondu au questionnaire, 83 ont une courbe de charge potentiellement exploitable après le traitement décrit au sous-chapitre 2.3. A titre d'illustration la Figure 24 montre une courbe de charge désagrégée sur une journée au hasard. Comme le montre cette figure, la désagrégation n'est pas parfaite. Il subsiste des pics de puissance que l'algorithme n'a pas su remplir.

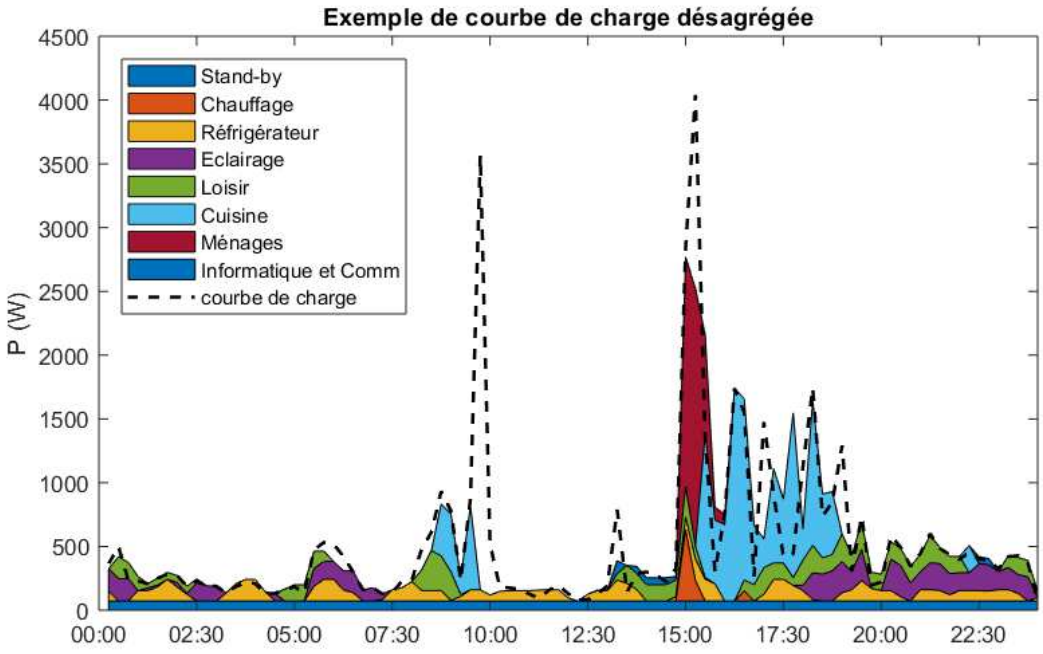


Figure 24 : Exemple de courbe de charge désagrégée

On peut ainsi déduire, pour l'ensemble des ménages, la proportion d'énergie consommée dans chacune des huit catégories. Ces résultats sont reportés à la Figure 25.

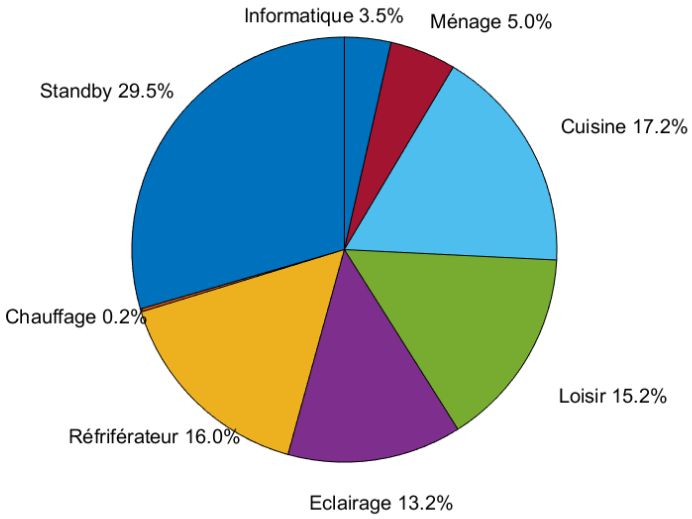


Figure 25 : Fraction moyenne de la consommation totale par catégorie

La fraction d'énergie associée au potentiel de flexibilité, définie à la section 4.2.2, est calculée pour l'ensemble des ménages. Le Tableau 6 résume ainsi les fractions d'énergie qui sont facilement, difficilement et non déplaçable pour les jours de semaine et les jours de weekend. Les différences

entre les deux types de jours sont inférieures à 2 points de pourcentage pour la fraction de l'énergie facilement et difficilement déplaçable à l'avantage des jours de weekend. Cela indique que le potentiel de flexibilisation est légèrement supérieur durant le weekend par rapport aux jours de semaine. Malgré cette différence, l'analyse qui suit ne fera pas la distinction entre les jours de semaines et les weekends de sorte à garder une quantité de jours statistiquement exploitable suffisante.

Fraction de l'énergie…	Jours de Semaine	Weekend
Facilement déplaçable	0.92%	1.05%
Difficilement déplaçable	15.34%	17.13%
Pas déplaçable	83.74%	81.82%

Tableau 6 : Fraction d'énergie et potentiel de flexibilité.

Le potentiel théorique de flexibilisation peut également être déterminé à l'aide de cet outil. Le score de flexibilisation varie d'un jour à l'autre et d'un ménage à l'autre. Il est représenté sous la forme d'un diagramme en boîte à la Figure 26 pour le groupe de traitement 1 et à la Figure 27 pour le groupe de traitement 2. A chaque fois, les scores théoriques évalués sur les périodes avant l'expérience et après le début de l'expérience sont représentés. Comme ces deux périodes sont différentes, ces scores sont ici évalués sur des périodes de l'année semblables : du 1er octobre 2015 au 30 juin 2016 pour la période avant le traitement et du 1er octobre 2016 au 30 juin 2017 pour la période durant l'expérience.

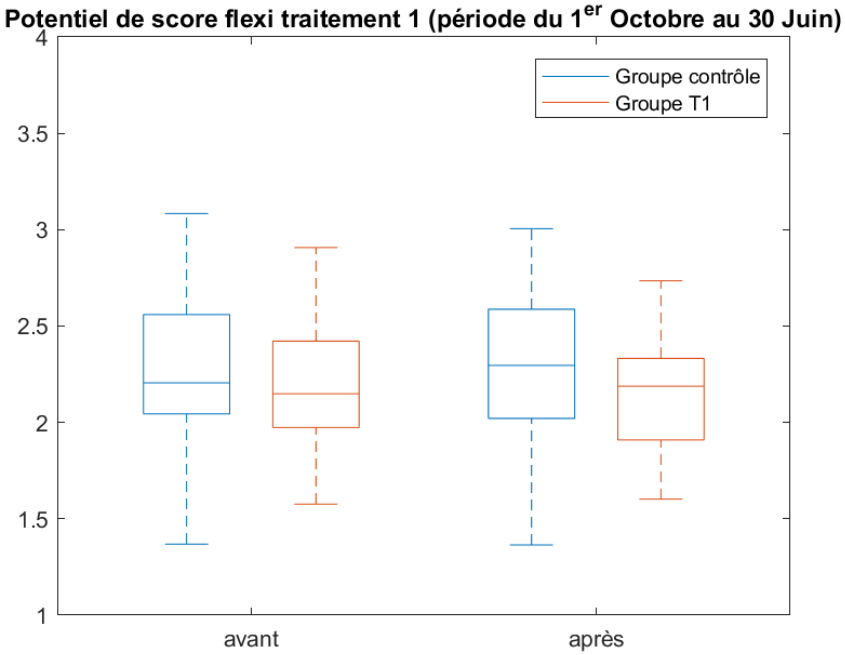


Figure 26 : Score Flexi théorique groupe T1

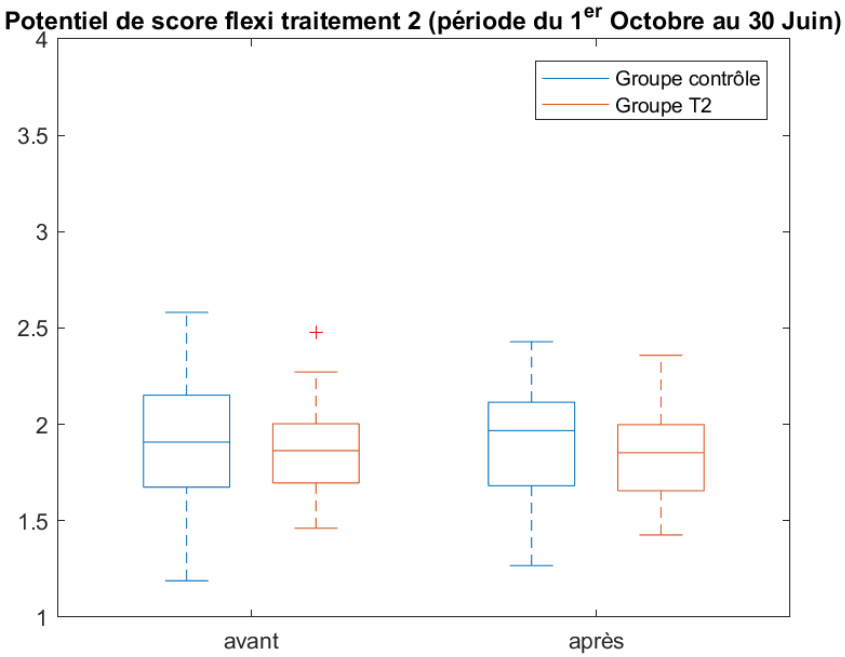


Figure 27 : Score Flexi théorique groupe T2

En comparant ces deux figures, il faut relever que le potentiel est plus faible pour le traitement 2 (pour lequel les périodes de tarifications réduites sont envoyées chaque soir pour le lendemain) que pour le traitement 1 (périodes de tarification fixes chaque jour). On remarque aussi que le score Flexi théorique est légèrement plus faible pour les groupes de traitement que pour le groupe de contrôle. Ces différences entre les scores de flexibilisation théoriques sur la période avant l'expérience sont toutefois à relativiser car le groupe de contrôle, qui est formé sur les trois vagues de recrutement, est beaucoup plus grand que les groupes de traitement. De plus, la méthode utilisée pour former les groupes (cf. sous-chapitre 2.1) ne tient pas compte des comportements de consommation et donc des scores de flexibilité, ni du potentiel théorique.

5.4 Analyse du potentiel pratique et atteint de la flexibilisation

5.4.1 Résultats Groupe T1

Le groupe de traitement T1 subit comme incitation financière une baisse de tarif durant la période 11h 15h tous les jours. Ce double tarif vise à inciter les ménages à déplacer leur consommation vers des périodes de plus forte production d'énergie solaire. L'analyse du potentiel pratique de flexibilisation pour ce groupe passe par l'étude des variations du score Flexi et de la consommation d'énergie journalière. Puisque les ménages appartenant à ce groupe ont été recrutés en trois vagues successives, il n'est pas possible d'analyser ce groupe en une fois. On considèrera deux sous-groupes, le premier formé par les ménages des vagues 1 et 2 et le second constitué exclusivement des ménages de la vague 3. Cette analyse commence par quelques remarques sur les profils de consommation journaliers (répartition de l'énergie au cours d'une journée), puis s'intéresse à la variation des scores de performance entre les périodes avant et après le début de l'expérience.

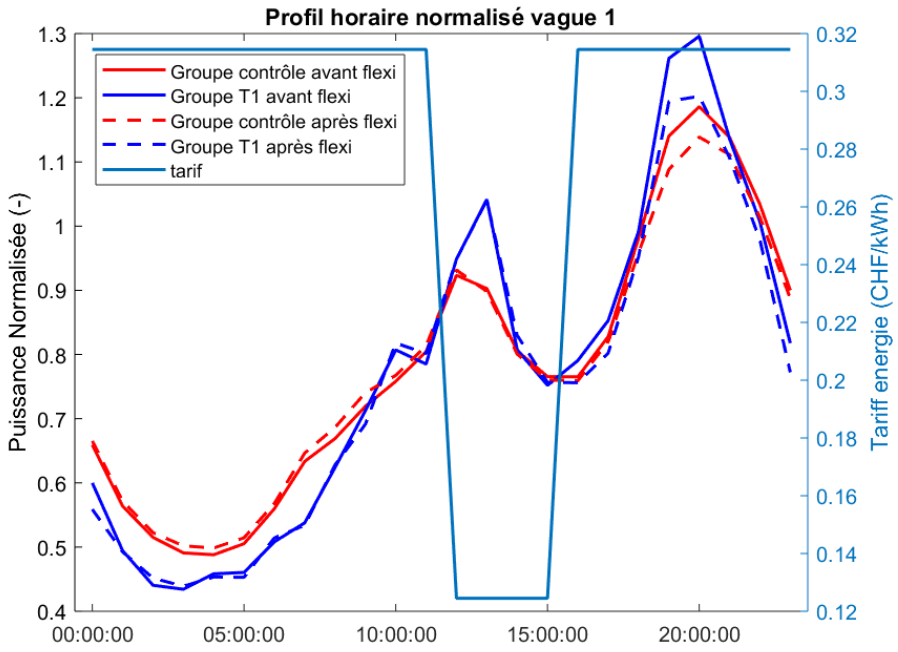
Analyse des profils horaires normalisés

L'objectif est ici d'étudier comment les ménages répartissent leur consommation au cours d'une journée. Pour cela, on définit avec l'Equation 5 la puissance normalisée.

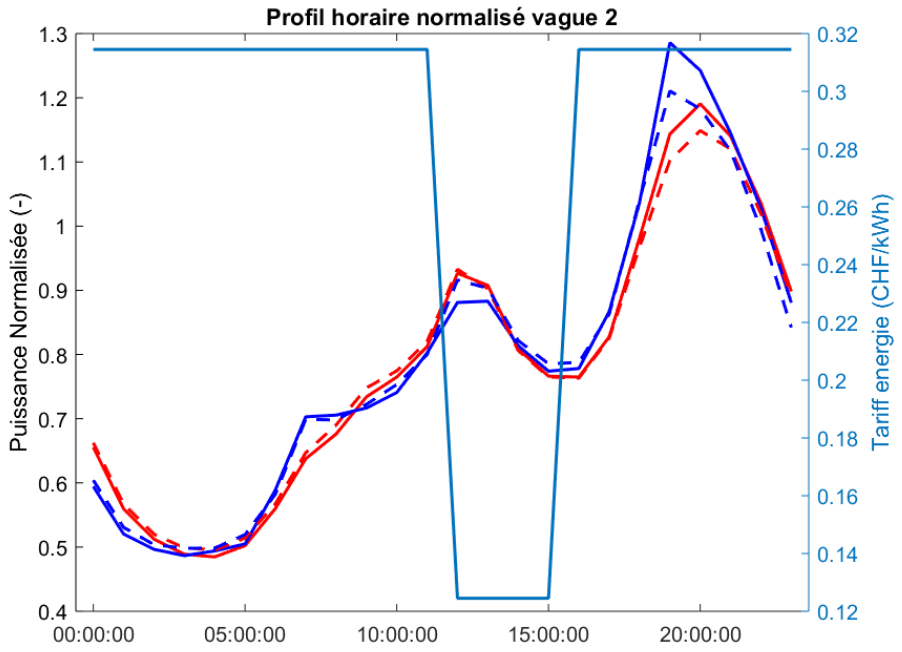
$$P^*(t) = \frac{P(t)}{\sum_{t=0}^{23} \frac{P(t)}{24}}$$

Equation 5 Puissance normalisée

a)



b)



c)

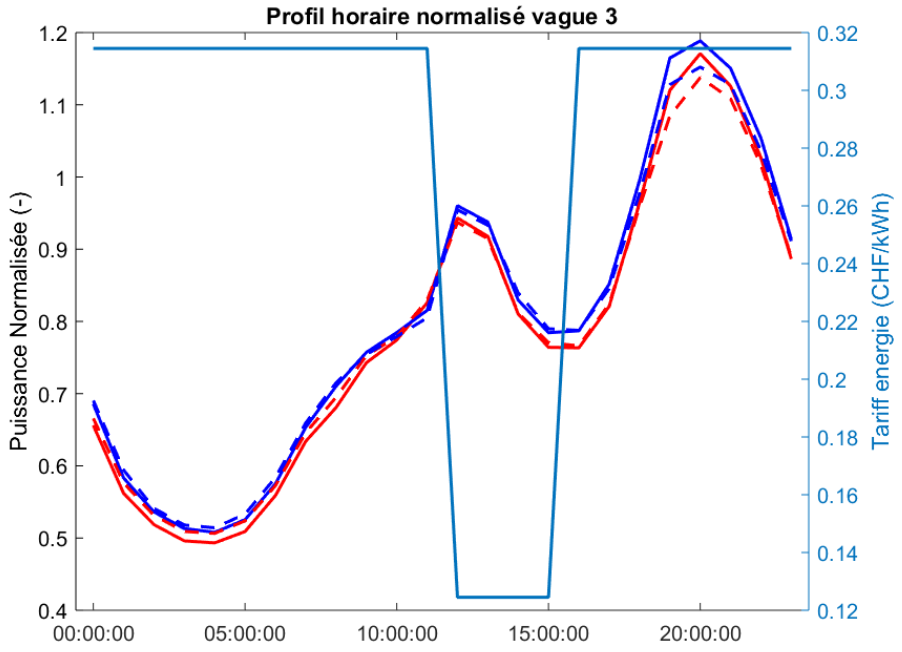


Figure 28 : Profil horaire normalisé médian, vague 1 (a), vague 2 (b), vague 3 (c)

Les médianes des profils horaires normalisés pour les groupes T1 et contrôle sont reportées à la Figure 28. Ces profils sont obtenus en calculant la puissance normalisée pour chaque courbe de charge. Les valeurs reportées sur le graphe représentent la valeur médiane pour chaque heure. La courbe de tarif est également reportée sur l'axe de droite. On remarque ici que les profils sont très

similaires et ne présentent pas un changement significatif du comportement de consommation entre la période avant l'expérience et après. On peut noter une très légère augmentation de la consommation durant la période de tarification favorable pour le groupe T1 vague 2 par rapport au groupe contrôle. En revanche les deux groupes ont significativement baissé leur consommation le soir et il semble difficile à ce stade de tirer des conclusions sur un éventuel changement notable du comportement de consommation.

Evolution des scores de performance

Les scores de performance de chaque individu du groupe T1 (seulement pour la vague 1) sont reportés à la Figure 29, à titre d'illustration. Pour rappel, les deux scores qui sont utilisés dans cette analyse sont le score Flexi définit à l'Equation 3 et la consommation journalière moyenne. Comme présenté dans le paragraphe 0, le remplissage des courbes de charges n'influence pas significativement les métriques de chaque individu. Cette figure se lit comme une carte dont l'axe horizontale représente la consommation journalière moyenne et l'axe verticale le score Flexi. Un carré bleu représente la performance d'un ménage avant l'expérience et est relié à une croix rouge représentant sa performance après le début de l'expérience. On peut alors observer la progression de chaque ménage individuellement. Si tous les ménages avaient correctement répondu à l'incitation financière qui leur était proposée, on devrait observer une augmentation du score Flexi et éventuellement une réduction de la consommation journalière moyenne.

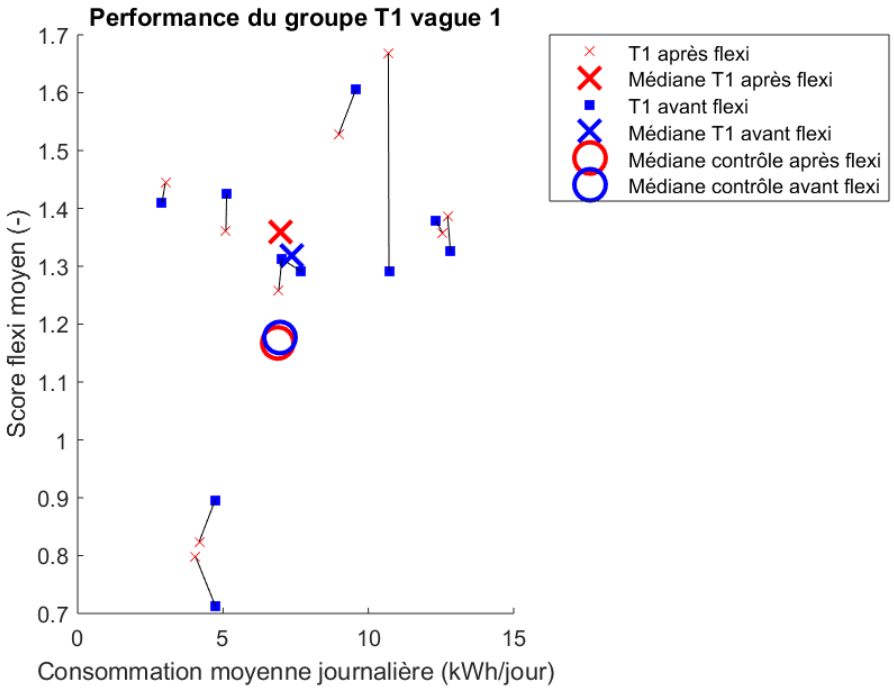


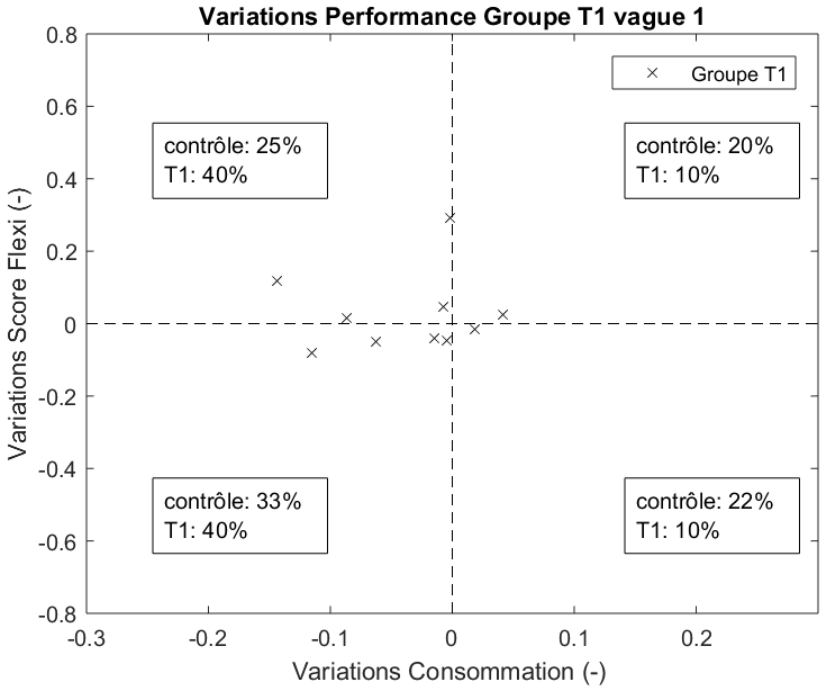
Figure 29 : Performance du groupe T1 vague 1

La progression relative pour chacun des scores est définie comme la différence relative entre le score avant et après le début de l'expérience. La Figure 30 reporte ainsi la variation relative du score Flexi et de la consommation journalière moyenne entre la période avant le début de l'expérience et après. Chaque figure est divisée en quatre quadrants. Les ménages qui se trouvent dans le premier quadrant (en haut à gauche) ont à la fois augmenté leur score de flexibilisation et diminué leur consommation. A l'inverse les ménages qui se situent en bas à droite ont diminué la proportion journalière d'énergie

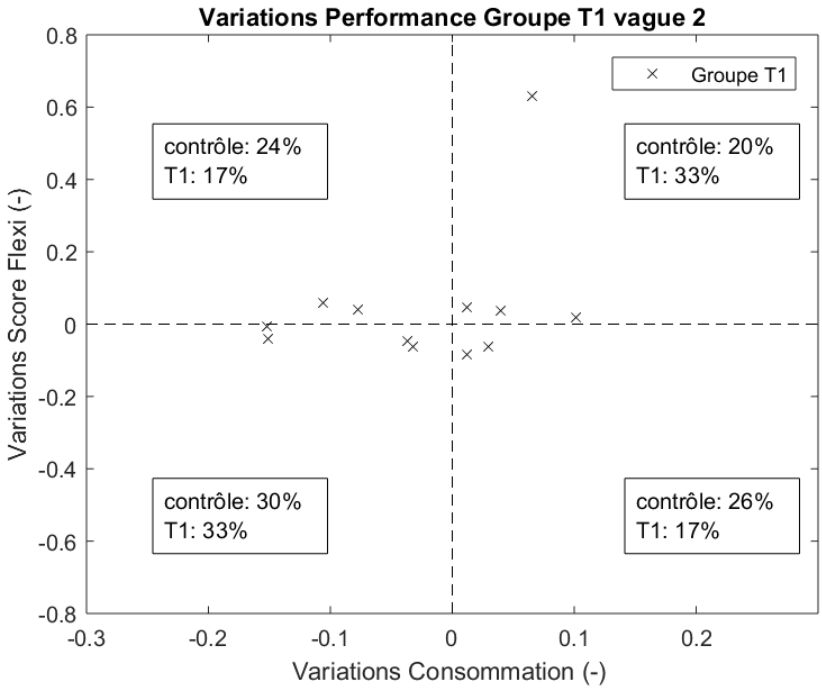
consommée durant la période de tarification favorable tout en augmentant leur consommation journalière.

Afin de comparer l'évolution du groupe T1 par rapport au groupe contrôle, la proportion de ménage est indiquée dans chaque quadrant. On observe ainsi qu'il y a davantage de ménages du groupe de traitement T1 des vagues 1 et 2 qui ont à la fois augmenté leur consommation et diminué leur score Flexi. Cette tendance est un peu moins marquée pour la vague 3 avec une certaine parité dans la proportion de ménages ayant augmenté leur score Flexi avec les ménages ayant diminué leur score Flexi. Il est également difficile d'expliquer pourquoi les ménages du groupe de contrôle (n'ayant reçu aucune incitation pour modifier leur consommation) ne soient pas répartis de façon homogène dans les quatre quadrants (une proportion de 25% de ménages dans chaque quadrant). En revanche le fait que les proportions soient différentes pour le groupe contrôle dans le graphique du haut par rapport celui du bas s'explique par le fait que les périodes d'analyse sont décalées de quelques mois. Chaque période d'analyse couvre une période de douze mois mais la période pour les vagues 1&2 commence au mois d'octobre 2016 tandis que la période pour la vague 3 commence au mois de janvier 2017 (comme indiqué dans le Tableau 3).

a)



b)



c)

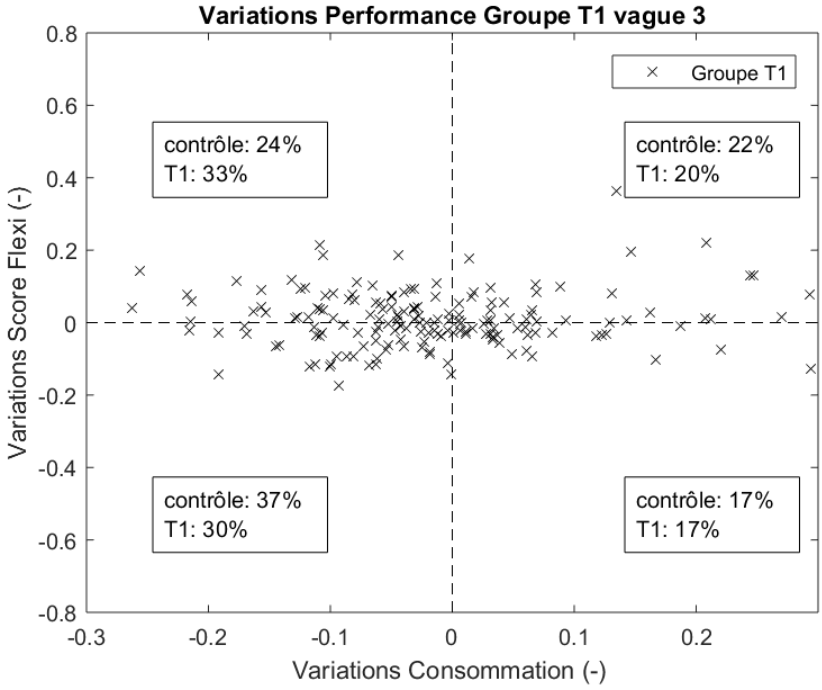


Figure 30 : Variations des scores de performance, vague 1 (a), 2 (b) et 3 (c)

En résumé, certains ménages ont plutôt bien réagi puisque leur score Flexi a augmenté d'environ 60% avec une diminution de la consommation d'environ 20% tandis que d'autres ont augmenté leur consommation d'environ 30% en dehors des périodes de tarification favorable.

5.4.2 Résultats du groupe T2

Pour rappel, le groupe T2 reçoit chaque jour un sms l'avertissant des heures de tarification favorable pour le lendemain. La particularité de cette analyse réside dans le fait que les périodes de bas-tarif (périodes favorables) varient d'un jour à l'autre, Jusqu'à trois périodes de tarification réduite peuvent être activées dans une même journée. La Figure 31 schématise les 8 différentes configurations, appelées jour type, selon quelle(s) période(s) de tarification favorable sont activées ou non. La Figure 32 montre la distribution des types de jour Flexi pour la période d'analyse et la période avant analyse (correspondant à la période d'analyse de la vague 2, du 1er octobre au 30 septembre). Comme l'expérience a commencé le 1er juillet 2016, les prévisions des périodes de tarification favorable basées sur les prévisions météo n'ont commencé qu'à cette date. Les prévisions des périodes de tarification favorable avant le début de l'expérience sont reconstituées à l'aide d'un estimateur basé sur une régression logistique dont les détails sont fournis dans l'Annexe 9.1.

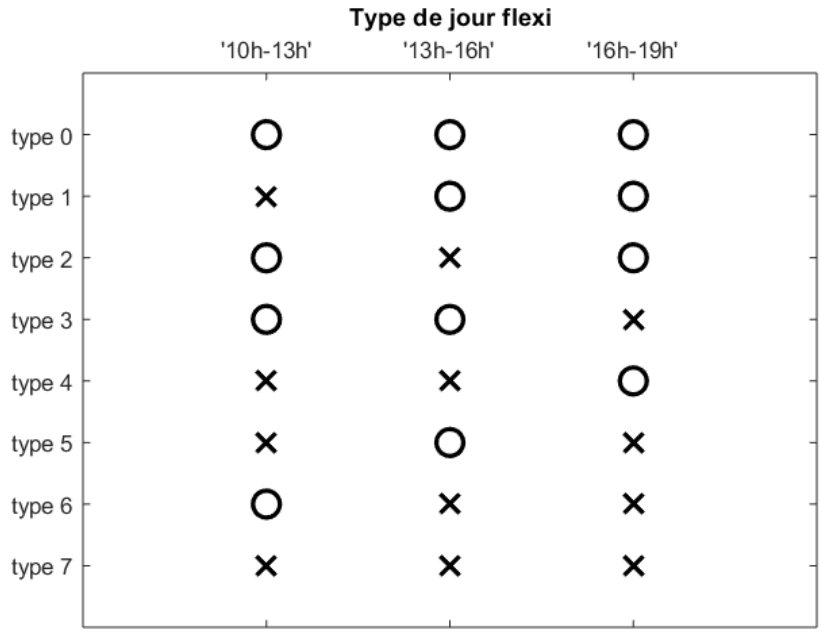


Figure 31 : Type de jour Flexi (0=haut tarif, X=bas-tarif)

On constate une certaine similarité entre les deux distributions bien que la période avant comporte visiblement moins de période favorable que la période durant l'expérience.

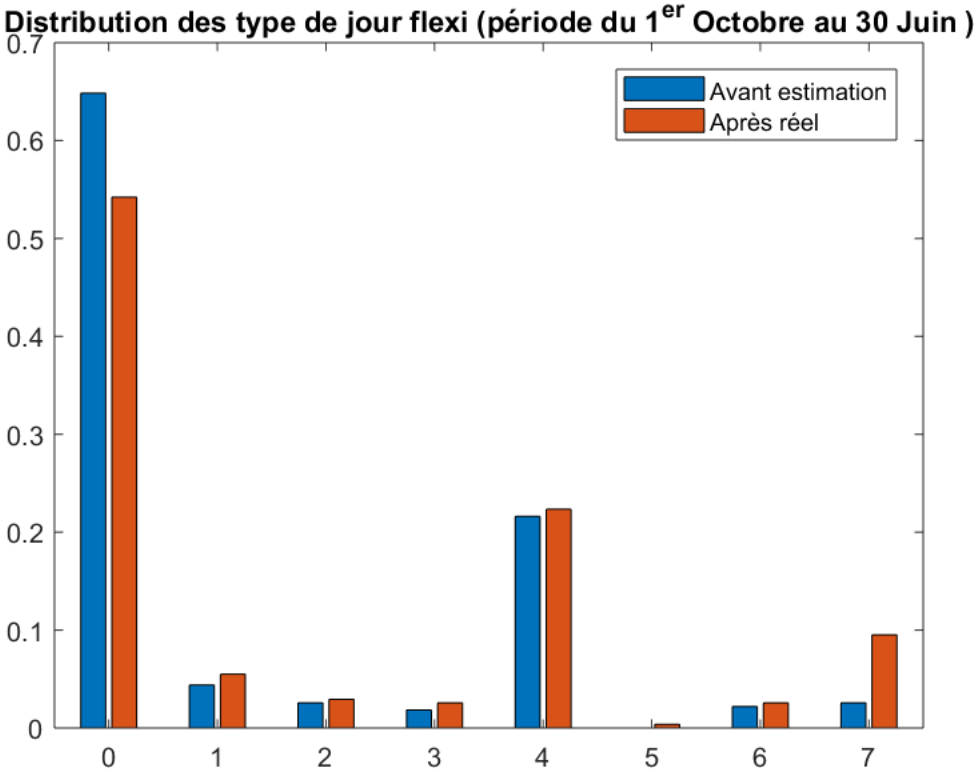


Figure 32 Distribution des types de jour Flexi

Analyse des profils horaires normalisés

Conformément à ce qui a été réalisé pour l'analyse du groupe T1, les profils de consommation horaire normalisés sont présentés ici pour le groupe T2. En raison du faible nombre de ménage retenu, les profils horaires normalisés sont fortement influencés par les comportements individuels et ne représente pas un aperçu de la réaction globale du groupe. Pour pallier à ce phénomène, ces profils horaires normalisés ont été calculés en prenant conjointement les vagues 1 et 2 mais en réduisant la période d'analyse à la période commune du 1er octobre au 30 juin (2015-2016 pour la période avant et 2016-2017 pour la période après). Au vu des nombreux « jour type » Flexi, nous nous concentrerons sur les trois « jour type » qui sont les plus présents et dont au moins une période favorable est active. Il s'agit des types 1, 4 et 7.

La Figure 33 montre le profil normalisé médian du groupe T2 et du groupe contrôle et permet une illustration du changement probable de comportement entre la période avant l'expérience et après. On constate une nette augmentation de la consommation durant la période de tarification favorable pour le groupe T2 qui n'est pas aussi marquée pour le groupe de contrôle. A l'inverse, le groupe T2 semble avoir réduit la proportion de son énergie consommée le soir après 19h. Cependant une tendance similaire est observée pour le groupe de contrôle.

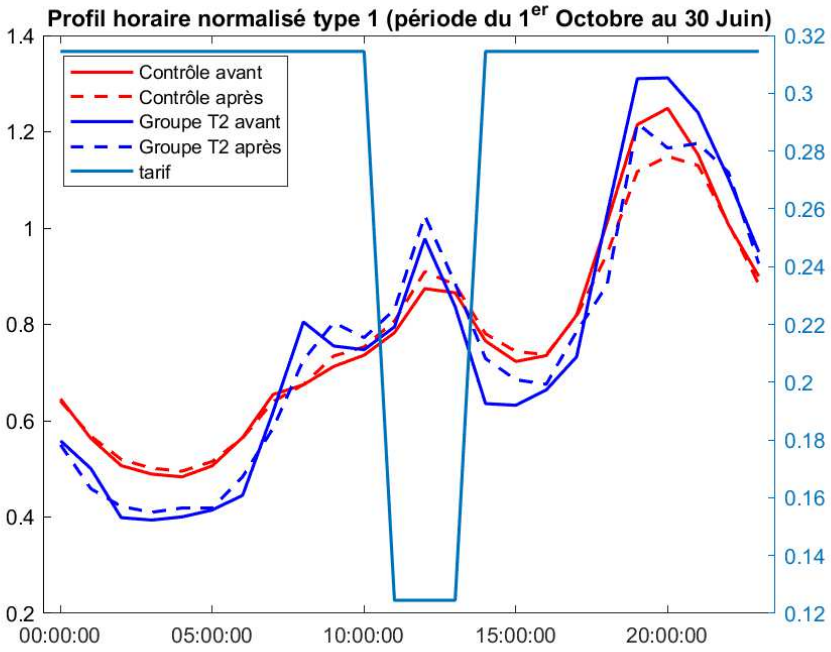


Figure 33 : Profil horaire normalisé médian, type 1

Un comportement relativement similaire s'observe pour le jour de type 4 (voir Figure 34). La consommation augmente plus nettement pour le groupe T2 que le groupe contrôle lors du pic de milieu de journée. Cependant la consommation reste plus élevée en début d'après-midi. On observe une très légère tendance du groupe T2 à réduire sa consommation avant 9h par rapport au groupe contrôle. La différence est en revanche moins nette le soir où le groupe contrôle semble avoir (sans aucune incitation) réduit sa consommation par rapport à la période avant l'expérience.

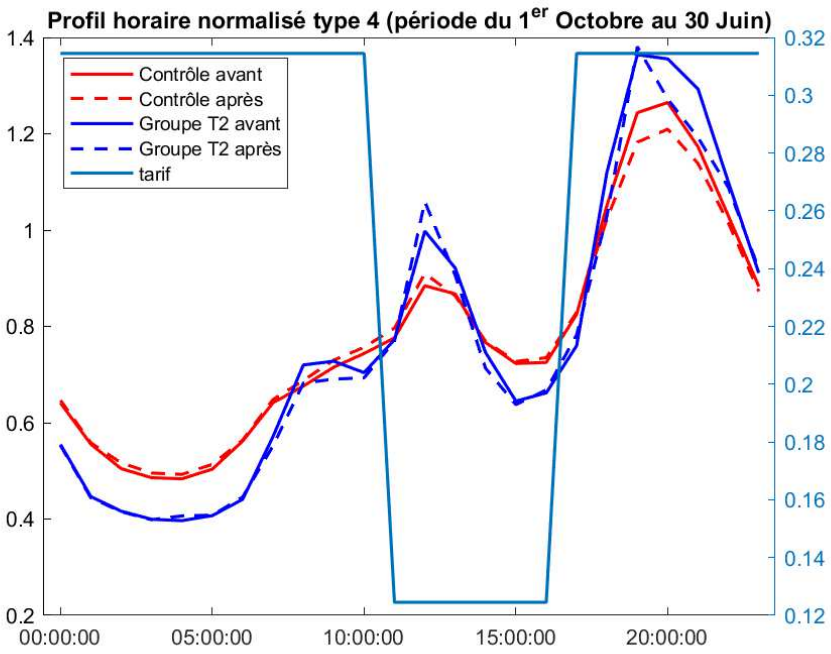


Figure 34 : Profil horaire normalisé médian, type 4

Enfin, l'étude des profils horaires du type 7, sur la Figure 35, présente un effet inverse : la consommation augmente plus significativement en fin de nuit entre minuit et 5h du matin, bien que la réduction de la fraction d'énergie soit plus prononcée entre 21h et 23h. La consommation n'est en revanche pas significativement plus élevée durant la période de tarification réduite.

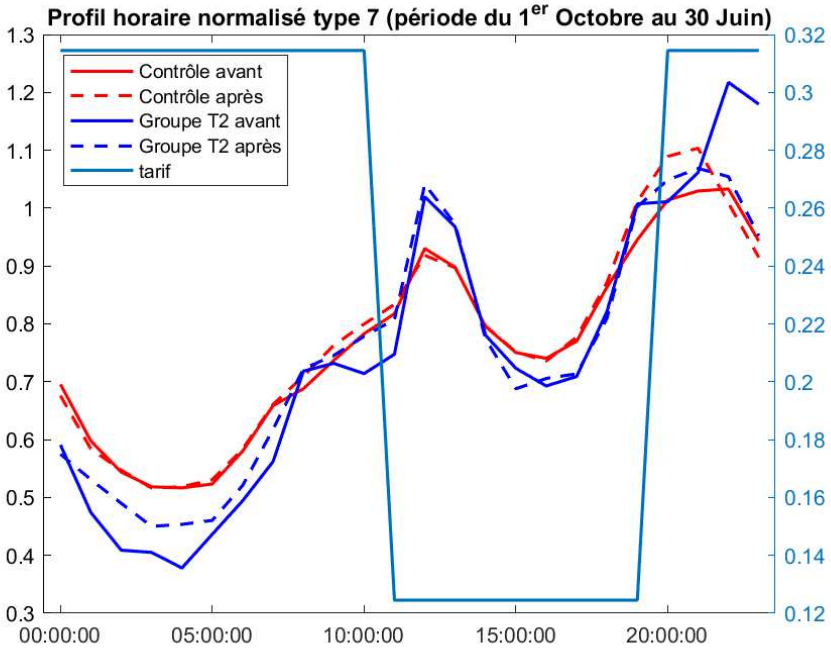


Figure 35 : Profil horaire normalisé médian, type 7

Ces résultats qualitatifs montrent un effet modéré du traitement sur ce groupe. Les profils horaires pour les autres types de jours, bien moins nombreux dans les périodes d'analyse, sont disponibles dans l'Annexe 0. Certains profils montrent des comportements bien différents de ceux décrits ci-dessus. Par exemple, la consommation du groupe T2 augmente de manière très marquée en dehors des périodes de tarification réduite durant les jours de type 5 ou 6. Cela se produit parfois lorsque la période de tarification favorable tombe en dehors d'un pic naturel de consommation (par exemple durant la période 13h-16h), ou lors de deux périodes de tarification favorable séparées au cours d'une même journée (type 5). Il faut garder à l'esprit que certains types de jour ne surviennent que très rarement (<10% des jours) comme indiqué sur la Figure 32. En particulier, il y a un seul jour de type 7 durant la période avant.

Analyse de la performance des ménages du groupe T2

La performance des ménages du groupe T2 est analysée, comme pour le groupe T1, par deux scores distincts. Le premier est la consommation moyenne journalière, le second le score Flexi moyen tel que défini dans l'Equation 3. Un élément pour permettre une interprétation du score Flexi est de comparer ce score avec le potentiel d'économie des ménages sur leur facture d'énergie. Autrement dit, à partir de quel score Flexi, le ménage va-t-il réaliser une économie par rapport au tarif initial. Soit t^0, le tarif initial de 27.45 cts/kWh, t^+ le haut-tarif avec un malus de +4cts et t^- le bas-tarif avec un bonus de -15cts, le score minimum qu'il faut atteindre pour réaliser une économie est exprimé par l'Equation 6. Puisque les durées cumulées des périodes de tarification réduite peuvent valoir 0, 3, 6, ou 9h, ce score minimum est reporté à la Figure 36 avec la distribution des scores réalisés par les ménages du groupe contrôle et T2 avant et après l'expérience.

$$S_{min} = \frac{t^+ - t^0}{t^+ - t^-} * \frac{24h}{d_{flexi}}$$

Equation 6 Score Flexi minimum pour réaliser une économie sur la journée

La Figure 36 permet de mettre en lumière l'effort à fournir par les ménages pour réaliser une économie sur leur facture d'électricité (dans l'hypothèse où elle leur serait communiquée de manière journalière). Ici également les résultats des vagues 1 et 2 sont présentés conjointement sur la période commune. On constate ainsi qu'il est très aisé de réaliser une économie lors de longue période, sans aucun changement de comportement. Pour 9h de tarification réduite (jour de type 7) plus de 75% des jours-ménages y parviennent. Cela demande en revanche plus d'effort lors des périodes de tarification réduite plus courtes puisque que la part des ménages ayant réalisé des économies est inférieure à 25%. On observe une certaine constance dans la distribution du score Flexi pour le groupe contrôle et le groupe T2.

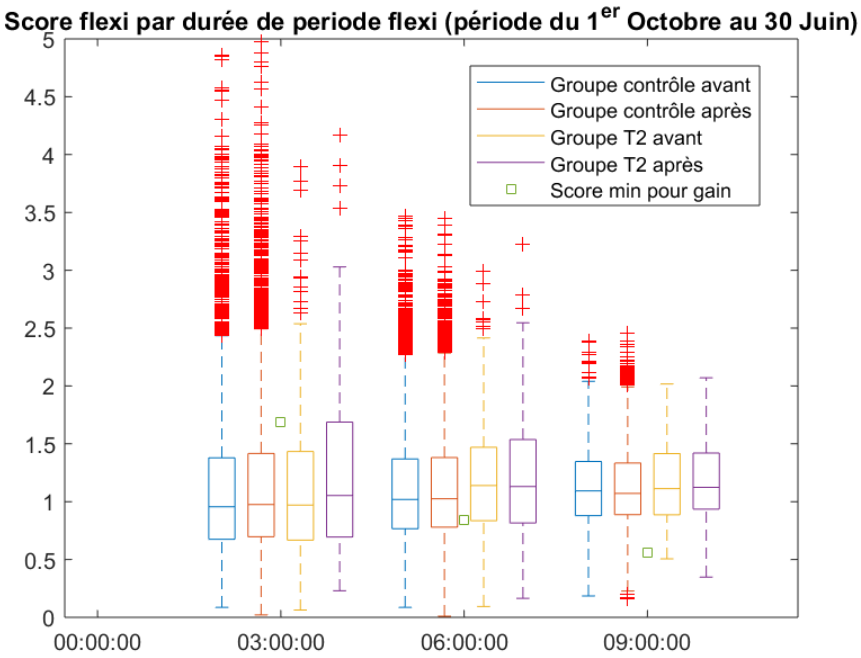


Figure 36 : Score Flexi par durée total des périodes de tarification réduite

En combinant le score Flexi moyen par ménage et sa consommation journalière moyenne, la Figure 37 permet de représenter la performance générale des ménages du groupe T2 (dans ce cas seule la vague 1 est montrée). A nouveau, les carrés bleus indiquent la valeur moyenne des scores pour chaque ménage avant le début de l'expérience (le score Flexi sur l'axe verticale et la consommation moyenne journalière sur l'axe horizontale) tandis que la croix rouge indique l'état après le début de l'expérience. On peut observer que certains ménages ont fortement augmenté leur score Flexi alors que d'autres l'ont réduit. De façon similaire certains ont réduit leur consommation journalière moyenne d'énergie tandis que d'autre l'ont augmentée. Cette progression est reportée à la Figure 38 pour chacune des vagues. On note que certains ménages ont augmenté leur score Flexi d'environ 20% tandis que leur consommation a été réduite d'environ 10%. D'autres ont, en revanche, fortement augmenté leur consommation journalière sans pour autant réellement améliorer leur score Flexi. Il est difficile d'extraire une tendance claire mais il semble que les ménages ayant augmenté leur score Flexi ont plutôt eu tendance à diminuer leur consommation journalière.

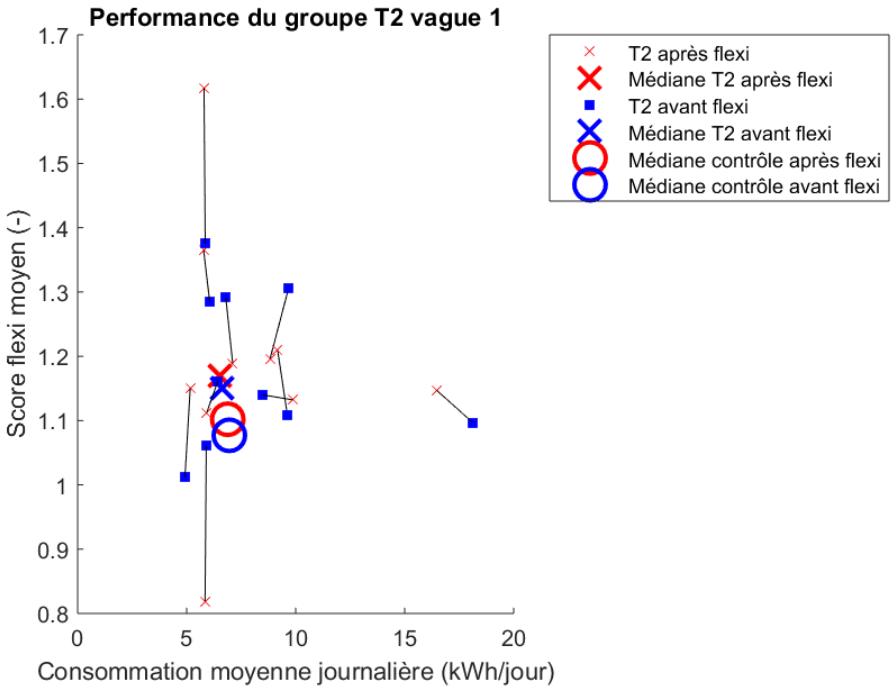


Figure 37 : Performance du groupe T2

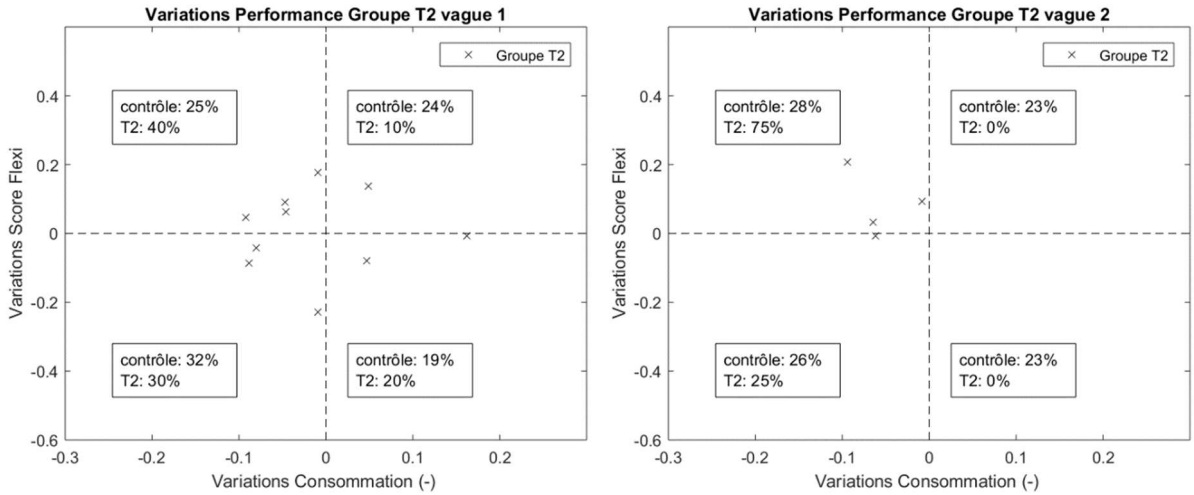


Figure 38 : Progression du groupe T2 vague 1 (à gauche) et vague 2 (à droite)

Ici aussi, il est difficile de constater une réaction marquée des ménages à l'incitation proposée. Ces résultats qualitatifs montrent cependant quelques tendances intéressantes, mais nuancées par la variabilité des performances entre les ménages.

5.4.3 Analyse du potentiel atteint de flexibilisation

En combinant les estimations du potentiel théorique avec les résultats réellement obtenus par les ménages, il est possible d'estimer quelle part du potentiel de flexibilisation a été atteint. Celle-ci est calculée en prenant pour chaque jour et chaque ménage le ratio entre le score Flexi mesuré et le

score Flexi théorique. La distribution de ces scores est représentée à la Figure 39 pour le groupe T1 et à la Figure 40 pour le groupe T2. Les graphes représentent la variabilité de ce niveau d'atteinte du potentiel de flexibilisation moyen par ménage. On remarque qu'il y a une grande variabilité d'un ménage à l'autre autant pour le groupe de traitement que pour le groupe de contrôle.

Le niveau d'atteinte médian pour la vague 1 est descendu de 63.0% à 61.4% entre la période avant et après l'expérience pour le groupe T1 tandis que celui du groupe de contrôle est descendu de 58.8% à 56.9%. Pour la vague 2 l'évolution est similaire, le groupe T1 passe de 58.9% à 57.4% tandis que le groupe de contrôle passe de 59.2% à 52.9%. Cette observation permet de modérer la faible performance du groupe puis qu'on note que le groupe de contrôle voit son taux d'atteinte baisser également et de façon plus marquée. Cette baisse est d'ailleurs plus importante pour la vague 2 que pour la vague 1. L'objectif du traitement étant d'inciter les ménages à consommer davantage pendant les heures Flexi et moins en dehors, on s'attendait à une augmentation du niveau d'atteinte pour les ménages faisant partie des groupes de traitement. On remarque donc que ce n'a pas été le cas. Cependant, il faut remarquer que la baisse du niveau d'atteinte a été encore plus marquée dans les groupes de contrôle. Ainsi, relativement aux groupes de contrôle, le niveau d'atteinte des groupes de traitement a augmenté. Les résultats obtenus ici sont donc cohérent avec ceux de l'analyse économétrique (Tableau 4). Il faut tout de même signaler que l'analyse économétrique portait sur l'ensemble des vagues 1 à 3 simultanément, alors que l'analyse menée dans cette section porte sur les vagues 1 et 2 de manière séparée.

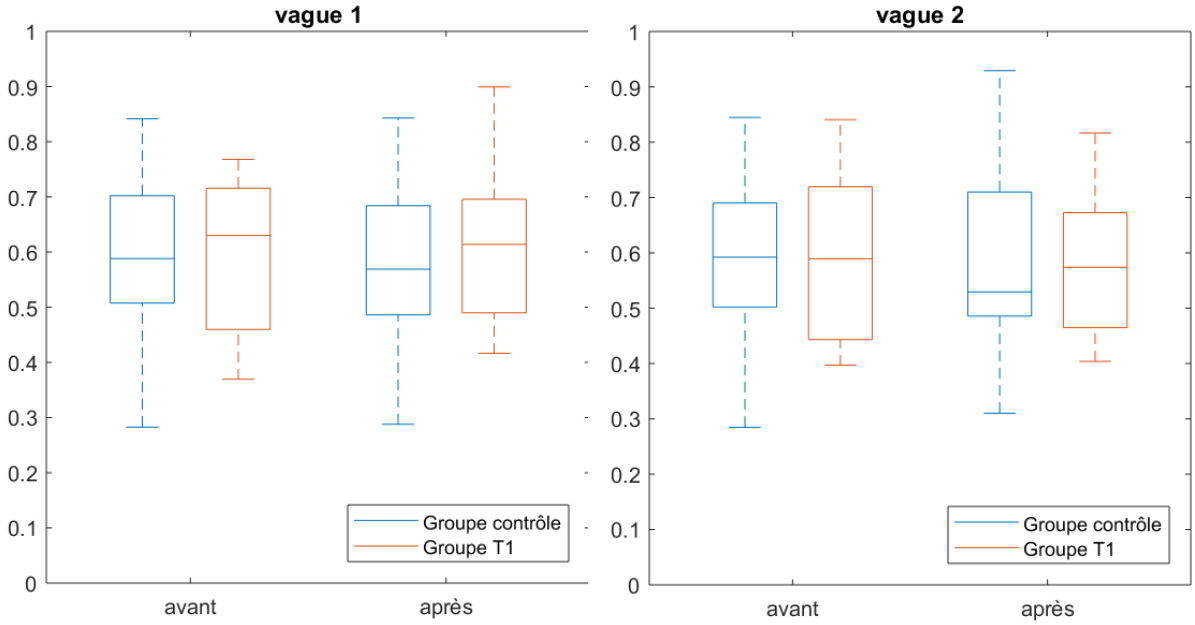


Figure 39 Niveau d'atteinte du potentiel de flexibilisation du traitement 1 pour les vagues 1 (à gauche) et 2 (à droite)

Pour le groupe T2, le niveau d'atteinte médian de la vague 1 est passé de 74.9% à 74.2% tandis que celui du groupe de contrôle est passé de 72.7% à 70.1%. De leur côté, les niveaux d'atteinte de la vague 2 passent de 68.4% à 68.7% pour le groupe de traitement tandis que le groupe de contrôle passe de 70.8% à 69.0%. Cela permet de mettre en perspective la faible réaction apparente du groupe T2 présentée à la section précédente. Son taux d'effort ayant ainsi moins diminué que celui du groupe de contrôle. À nouveau, on constate que le traitement n'a pas eu d'effet extrêmement marqué sur le niveau d'atteinte. Cependant, en comparaison avec les groupes de contrôle, on observe que le

niveau d'atteinte des groupes de traitement a connu une relative hausse, ce qui est cohérent avec les résultats des analyses économétriques (Tableau 5).

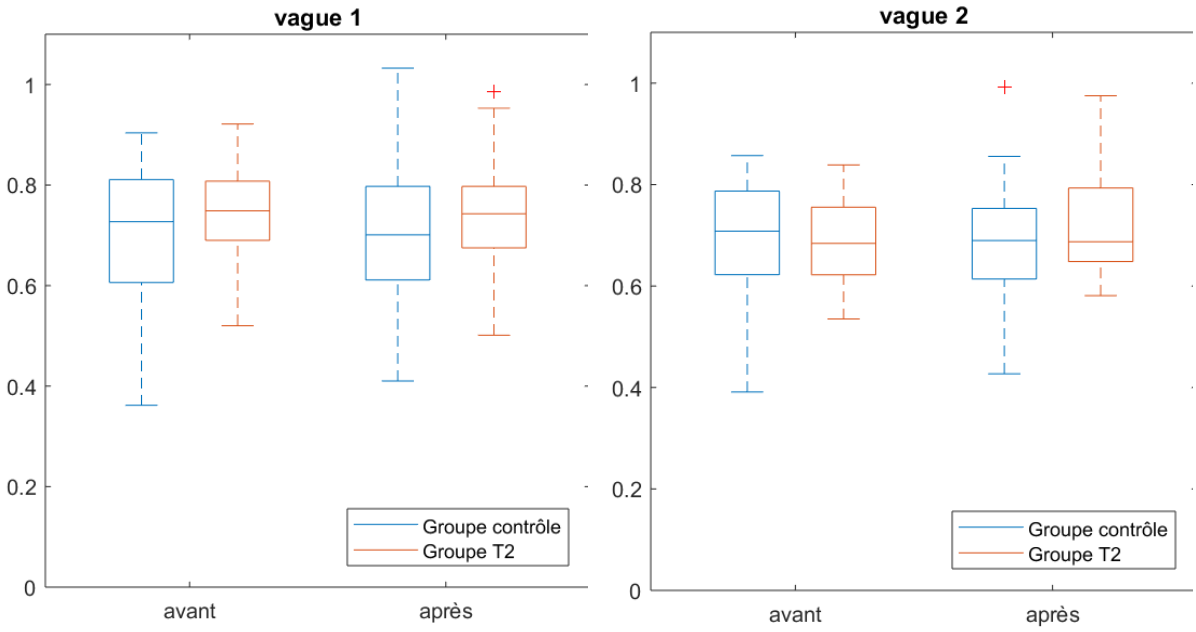


Figure 40 Niveau d'atteinte du potentiel de flexibilisation du traitement 2 pour les vagues 1 (à gauche) et 2 (à droite)

Il est intéressant de noter dans ce sous-chapitre comment les réactions des ménages sont mises en perspective avec le potentiel de flexibilisation théorique. Il faut noter que le potentiel de flexibilisation théorique repose sur l'hypothèse que l'énergie totale consommée reste constante. L'énergie facilement et difficilement déplaçable est déplacée dans les périodes Flexi sans pour autant faire varier la consommation journalière. Cette hypothèse n'est pas validée par la pratique, puisque comme constaté plus haut, les variations de consommation moyenne journalière peuvent être significatives et une légère tendance à réduire sa consommation et augmenter le score Flexi a pu être observée.

Si les réactions des ménages sont plutôt modérées, il est cependant intéressant de se poser la question si des solutions techniques peuvent profiter de ces nouvelles incitations financières pour fournir de la flexibilité tout en rapportant un bénéfice financier aux ménages.

5.5 Analyse d'impact de solutions techniques sur la flexibilisation

Ce sous-chapitre s'intéresse à l'impact de solutions techniques pour fournir la flexibilité évaluée avec les mêmes métriques que présentées plus haut. En toute généralité, une solution technique adéquate nécessite de pouvoir stocker de l'énergie. Ce stockage doit présenter les caractéristiques suivantes :

- Une capacité de stockage (en kWh)
- Une efficacité par cycle fermé (ratio entre l'énergie rendue par rapport à l'énergie stockée)
- Un taux de perte (en % de la capacité par jour)
- Un coup proportionnel à la capacité de stockage (en CHF/kWh)
- Des limites en termes d'utilisation (Puissance de charge/décharge maximum, quantité d'énergie stockée minimum et maximum).

Ce modèle peut ainsi convenir à n'importe quelle technologie de stockage, qu'elle soit chimique, mécanique ou thermique.

La définition du problème peut se résumer à minimiser les coûts totaux annualisés du système énergétique considéré. En d'autres termes, un ménage qui subit un des deux tarifs présentés dans cette expérience peut décider d'investir dans un élément de stockage si celui-ci lui apporte un profit. Cela nécessite de déterminer le dimensionnement de l'élément de stockage ainsi que son utilisation de sorte à minimiser les coûts opérationnels (facture d'énergie) et l'amortissement de l'investissement (en supposant celui-ci réparti en 25 ans). Formellement, cela revient à minimiser les coûts totaux de l'Equation 7.

$$TotCost = \sum_{t=1}^{T} [P_t^{IMP} C_t^{IMP} + P_t^{DIS} LCOE^{Sto}] \frac{TS_t}{3.6 \cdot 10^6} + R \cdot E^{sto} \cdot C^{sto}$$

Equation 7 Coûts totaux annualisé

Où :

- P_t^{IMP} est la puissance importée (en W) depuis le réseau au temps t, cela équivaut à la somme de la consommation du ménage au temps t, L_t , de la puissance de charge de l'élément de stockage P_t^{CHA} , moins la puissance de décharge de ce même élément : P_t^{DIS}. A noter que P_t^{DIS} et P_t^{CHA} ne peuvent tout deux être non-nulle au même pas de temps t
- C_t^{IMP} est le tarif d'achat de l'électricité (dépendant du temps) en CHF/kWh (soit 0.3145 soit 0.1245 CHF/kWh)
- $LCOE^{Sto}$ est le coût d'utilisation de l'élément de stockage, ici 0.05 CHF/kWh
- TS_t est le pas de temps considéré (ici 900s)
- E^{sto} est la capacité de stockage (en kWh)
- C^{sto} est le coût du stockage par unité d'énergie (en CHF/kWh), ici fixé à 150 CHF/kWh.
- R est le facteur d'annualisation et vaut 1/25 en négligeant les taux d'intérêts.

Le problème d'optimisation consiste ainsi à trouver E^{sto}, P_t^{DIS}, P_t^{CHA} de sorte à minimiser l'Equation 7. On résout cette équation en utilisant des techniques de résolution des problèmes dit « Linéaire avec nombres entiers ». En sus de l'équation proposée ci-dessus, d'autres équations viennent s'ajouter pour fixer les contraintes du modèle. Elles sont discutées en détail dans le sous-chapitre 9.5 (Annexe 5).

Ce problème est ainsi résolu pour l'ensemble des ménages en séparant la période avant de la période après le début de l'expérience et en ajustant le tarif en fonction du traitement considéré. On obtient ainsi la capacité de stockage optimale pour chaque ménage.

Cette capacité est représentée à la Figure 41 en fonction de la consommation journalière moyenne pour chaque ménage des deux groupes de traitement (T1 et T2) ainsi que pour le groupe de contrôle en supposant qu'il subisse également les traitements T1 et T2. De manière générale, la capacité de stockage optimale est proportionnelle à la consommation journalière, on constate cependant que le traitement 1 favorise de plus grandes capacités de stockage. La variabilité de la capacité semble plus prononcée pour le traitement 2 (en comparant les points appartenant au groupe de contrôle subissant une fois le traitement T1, une fois le traitement T2).

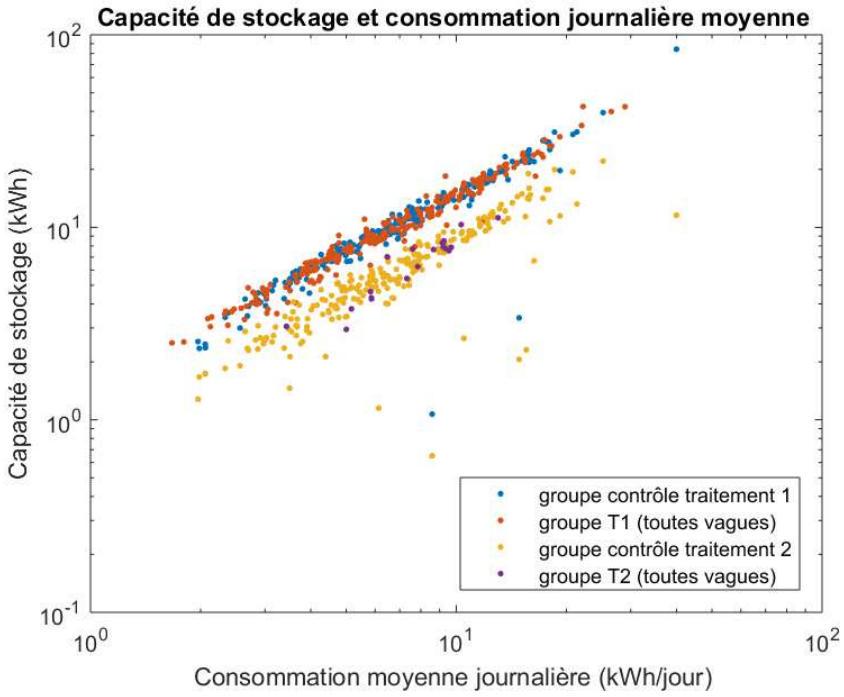


Figure 41 Capacité de stockage vs consommation journalière.

Nous proposons d'utiliser la capacité d'autosuffisance comme mesure de la capacité de stockage. Celle-ci est définit comme le rapport entre la capacité de stockage et la consommation journalière moyenne (l'unité devient ainsi des jours). Afin de mesurer la profitabilité de l'investissement, on définit un retour sur investissement simplifié comme définit dans l'Equation 8.

$$RI = \frac{OPEX^0 - OPEX}{CAPEX}$$

Equation 8 Retour sur investissement simplifié

Où :

- $OPEX^0$ est le coût total d'énergie sans l'élément de stockage
- $OPEX$ est le coût total d'énergie avec l'utilisation de l'élément de stockage
- $CAPEX$ est le coût d'investissement de l'élément de stockage

La Figure 42 montre le retour sur investissement en fonction de la capacité d'autosuffisance, pour les deux traitements durant la période de l'expérience. Il faut noter ici la nette différence de profitabilité entre les deux traitements proposés. En effet, le traitement 1 (périodes de tarification réduite fixes) permet des retours sur investissement plus importants que le traitement 2 (périodes de tarification réduite variables). Un autre point intéressant est d'observer que dans le cas du traitement 1, la profitabilité de l'investissement semble décroître avec la capacité d'autosuffisance (donc la taille de l'élément de stockage par rapport à la consommation du ménage). A l'inverse, la profitabilité reste constante dans le cas du traitement 2. Il faut également remarquer que les retours sur investissement sont très élevés (20% pour le traitement contre 11% pour le traitement 2). Cela est dû au bas coût de l'élément de stockage considéré.

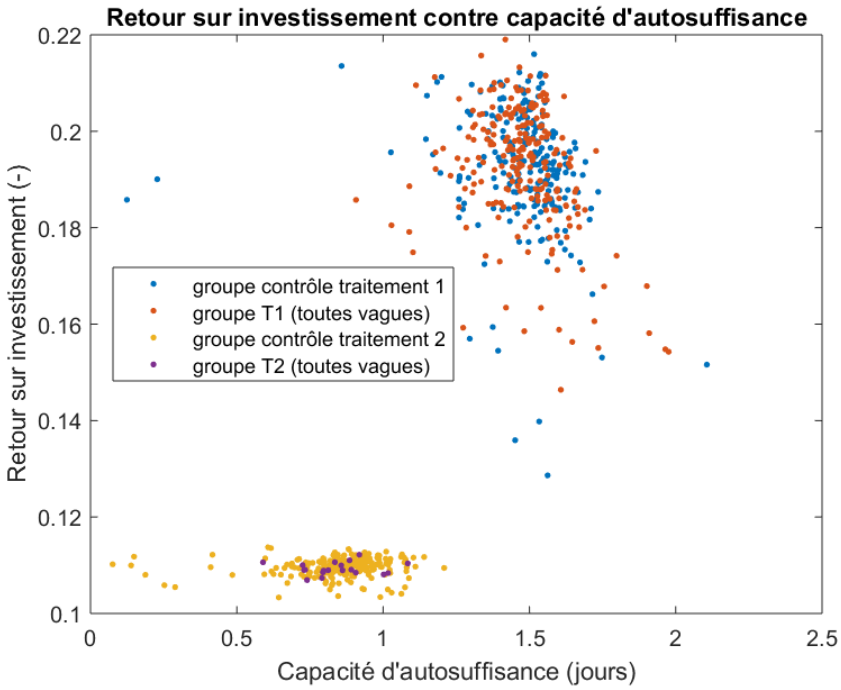


Figure 42 : Retour sur investissement vs Capacité d'autosuffisance

Il faut maintenant s'intéresser à l'impact de ces solutions de stockage sur la flexibilité et la courbe de charge. A titre d'illustration, la Figure 43 montre les profils horaires d'un ménage dans le cas où celui-ci subit le traitement 1 ou le traitement 2. Les profils avec ou sans stockage y sont également représentés. Comme attendu, la figure de gauche montre une très nette augmentation de la charge juste avant 15h (quand le tarif est encore bas) de sorte à emmagasiner de l'énergie pour la restituer durant le reste de la journée (tarif défavorable). Sur la figure de droite, on voit deux pics très nets correspondant aux possibles fenêtres de tarification réduite du traitement 2, la charge est en revanche fortement réduite en dehors des périodes possibles de tarification favorable. Il faut noter qu'en raison de la perte journalière de l'élément de stockage et du rendement de celui-ci, la consommation totale d'énergie est plus élevée d'environ 10% dans le scénario avec stockage que dans le scénario de base. Il est également important de mentionner que cette méthodologie présente l'inconvénient de ne pas considérer l'incertitude liée à la nature stochastique de la consommation du ménage. En effet dans la formulation du problème, les charges sont intégralement connues à l'avance, similairement dans le cas du traitement 2, les périodes de tarification favorable sont également connues à l'avance. Cela favorise naturellement la profitabilité du système.

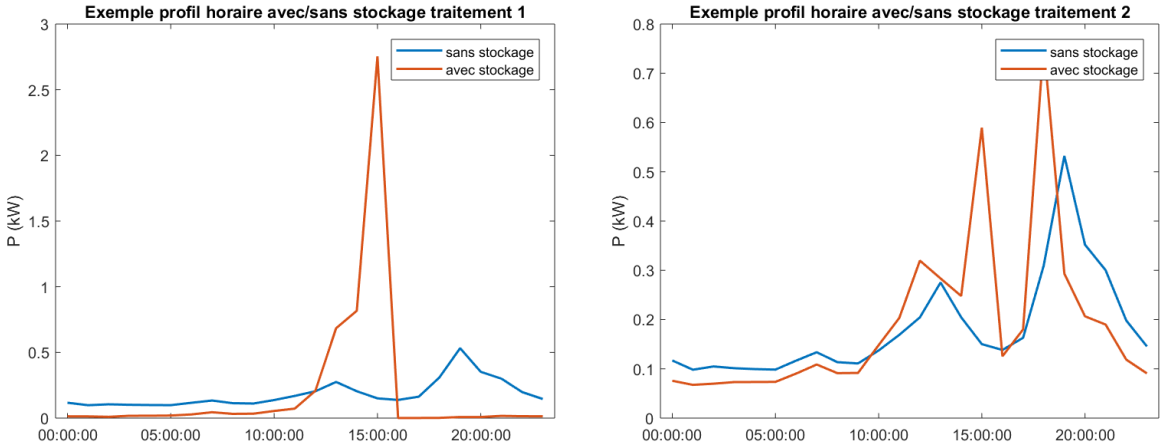


Figure 43 : Profil horaire dans le cas avec ou sans élément de stockage pour le traitement 1 (à gauche) et le traitement 2 (à droite)

De façon similaire à ce qui a été proposé jusqu'ici dans l'analyse des courbes de charges des ménages, les scores Flexi pour chaque jour et chaque ménage ont été calculés. Il est maintenant intéressant de comparer les scores théoriques et pratiques avec les scores obtenus grâce au support de la solution technique. La Figure 44 représente ainsi la distribution des trois scores pour le traitement T1 et permet de constater l'apport qu'offre l'ajout d'une solution technique. Similairement la Figure 45 présente les résultats pour le traitement T2. Il n'est cependant pas évident de déterminer à quel point la flexibilité comportementale (pratique) contribue au score de flexibilité obtenue avec la solution technique. Afin d'apporter un élément de réponse, les scores médians sont reportés dans le Tableau 7.

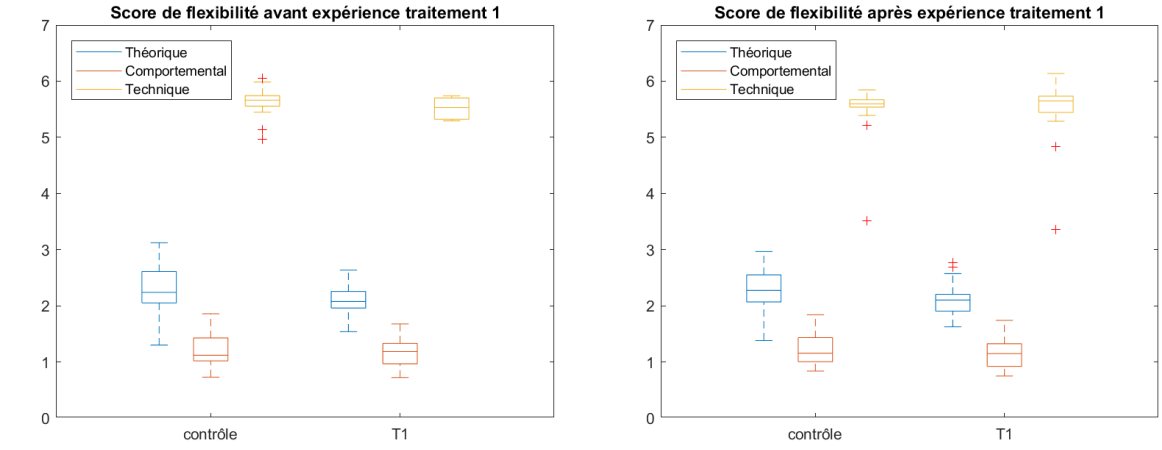
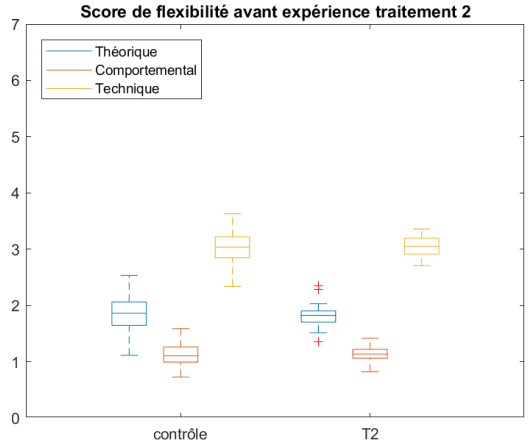


Figure 44 : Comparaison des scores Flexi théoriques, pratiques et avec l'aide d'une solution technique, traitement 1



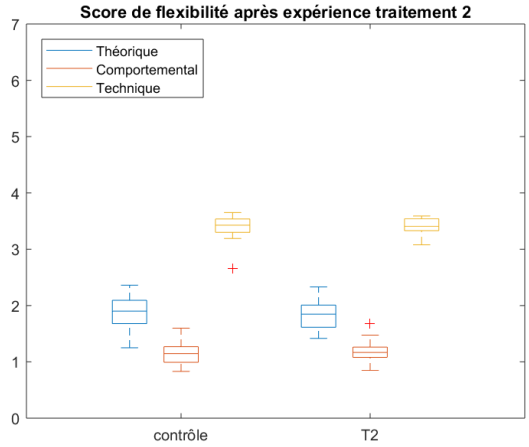


Figure 45 : Comparaison des scores Flexi théoriques, pratiques et avec l'aide d'une solution technique, traitement 2

	Score médian théorique			Score médian pratique			Score médian technique		
	Avant	Après	delta (%)	Avant	Après	delta (%)	Avant	Après	delta (%)
contrôle T1	2.24	2.27	1.34%	1.12	1.16	3.57%	5.66	5.6	-1.06%
Groupe T1	2.07	2.1	1.45%	1.18	1.15	-2.54%	5.53	5.65	2.17%
Contrôle T2	1.86	1.9	2.15%	1.1	1.15	4.55%	3.04	3.43	12.83%
Groupe T2	1.82	1.85	1.65%	1.13	1.17	3.54%	3.05	3.41	11.80%

Tableau 7 : Score médian résumé

Pour terminer l'analyse des effets d'une solution de stockage sur la flexibilité, la Figure 46 montre l'évolution du retour sur investissement avec le score Flexi pour les deux traitements. Ici encore, le retour sur investissement semble proportionnel au score Flexi pour le traitement 1, tandis que cette relation est moins évidente pour le traitement 2.

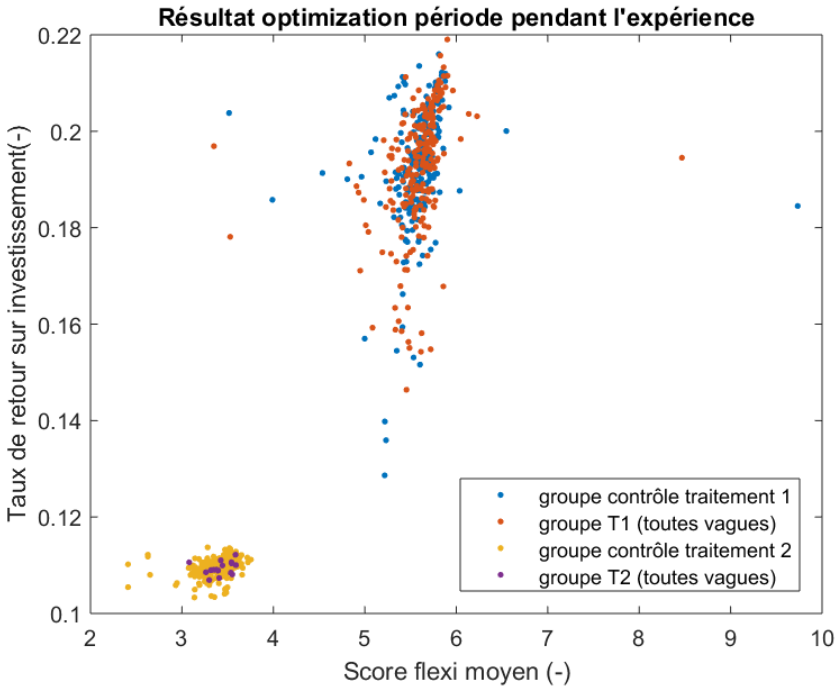


Figure 46 : Retour sur investissement vs score Flexi moyen par ménage

Pour conclure ce sous-chapitre sur l'impact de solutions techniques sur la flexibilité, il est important de mentionner que la sensibilité des résultats au prix de la technologie de stockage est grande. Il va de soi qu'une batterie, coûtant 300 CHF/kWh (valeur proche du marché actuel), n'induira pas les mêmes scores de flexibilité. En effet à ce prix, il est probable que soit la capacité sera fortement réduite pour limiter l'investissement de base, impactant ainsi la façon d'exploiter cette technologie pour déplacer la consommation et *in fine* le score Flexi, soit aucun ménage n'investira dans cette technologie. L'utilisation d'une combinaison d'une pompe à chaleur et d'un ballon d'eau chaude peut également offrir une solution pertinente et très économique pour flexibiliser la consommation d'électricité, bien que cela ne permette pas de décharger l'énergie stockée sous forme électrique.

5.6 Analyse du changement de comportement des propriétaires d'installations PV

Suite à la disparition progressive de la subvention RPC, le principal mécanisme de rentabilisation pour les propriétaires d'installation photovoltaïque est d'auto-consommer leur production. Ceci découle des tarifs actuels de l'électricité et du LCOE du PV. Ce dernier varie d'une installation à l'autre, mais se situe de manière générale entre le tarif alloué pour la rétribution de l'énergie injectée dans le réseau (~8 cts/kWh) et celui de la consommation (~25 cts/kWh). Par conséquent, chaque kWh non directement consommé est rémunéré, mais à perte. Il est ainsi intéressant d'étudier - de manière similaire à l'introduction d'un tarif flexible - si les ménages ayant investi dans une installation photovoltaïque présentent une modification comportementale de leur consommation électrique.

L'analyse du changement de comportement des propriétaires d'installation photovoltaïque présente quelques difficultés supplémentaires par rapport à l'expérience présentée précédemment. Celles-ci sont résumées ci-dessous :

- Chaque propriétaire PV a installé et mis en service son installation à une date différente. Il n'est donc pas possible de définir une période commune avant et après traitement.
- La consommation d'électricité des propriétaires PV n'est pas mesurée directement. Seuls l'import P^{IMP} depuis le réseau et l'export P^{EXP} sont mesurés par deux compteurs séparés. Aucun des propriétaires PV concerné ne possède un système de mesure horaire de la production. A noter que, sur un intervalle de 15 min, l'import et l'export peuvent être simultanément non-nuls indiquant que la consommation instantanée a alors dépassé la génération instantanée et inversement durant le même l'intervalle.

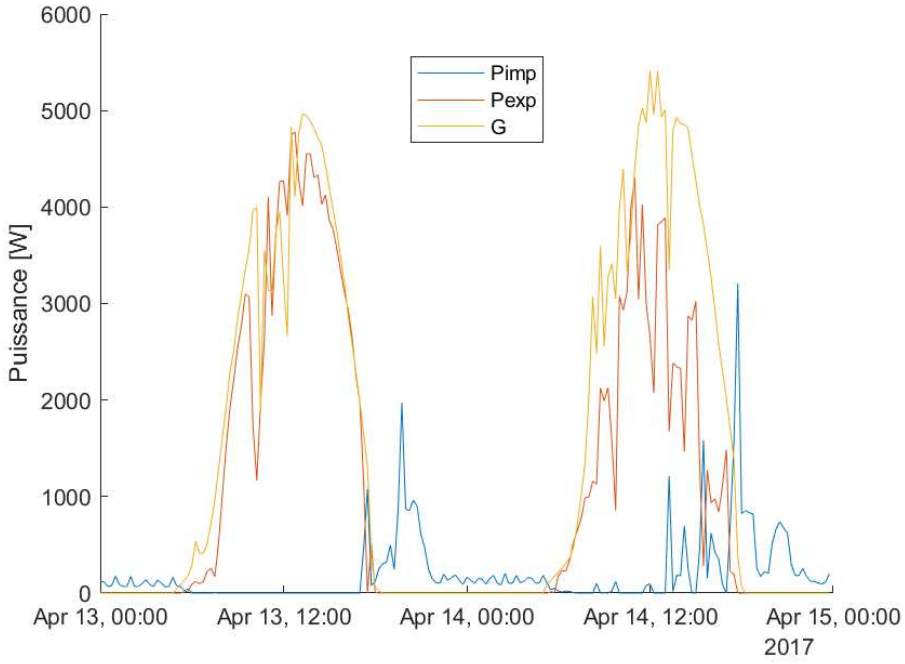


Figure 47 Exemple de profils d'import et d'export chez un propriétaire PV avec la génération (G) simulée de son installation

Avant l'installation du système PV, la consommation est connue exactement pour chaque propriétaire PV car elle est mesurée directement par un smart-meter. Cependant une fois le système PV en place, uniquement l'import et l'export sont mesurés. Pour étudier l'éventuel changement de comportement, il est donc nécessaire de déterminer la consommation réelle à partir de ces profils. Dans le cas où le ménage exporte de l'électricité, la consommation est donnée par la génération instantanée $G(t)$ moins la puissance exportée $P^{EXP}(t)$. Puisque les profils de génération ne sont pas mesurés il est nécessaire de les simuler pour chaque installation. Ceux-ci ont été simulés en utilisant les données de la station météo suisse de Chaumont ainsi que les réponses aux questionnaires (cf. Annexe 6) envoyés aux propriétaires PV fournissant le dimensionnement des systèmes PV et leurs orientations. Avec ces profils, la consommation pour une installation k au temps t est donnée par :

$$L(k,t) = \max(0, P^{IMP}(k,t) + G(k,t) - P^{EXP}(k,t))$$

Equation 9 Estimation de la consommation à partir des profils d'import, d'export et de la génération PV

On prend ici le maximum afin d'éviter d'obtenir une consommation négative qui pourrait être introduite si la génération $G(k,t)$ est sous-estimée.

Afin de mettre en évidence un changement de comportement des propriétaires suite à l'installation d'un système PV, on se propose d'étudier en premier lieu la variation de l'autoconsommation (AC) moyenne (simulée, en admettant la présence d'un système PV de même puissance) avant la date d'installation et (observée) après. L'autoconsommation sur une période T est définie comme la part de la génération qui est consommée directement.

$$AC_T = \frac{\sum_T \min\big(G(t), L(t)\big)}{\sum_T G(t)}$$

Equation 10 Définition de l'autoconsommation

Cette étude est répétée pour chaque propriétaire PV. Les profils d'import de 36 installations ont été reçus, de 34 installations pour les profils d'export et les réponses aux questionnaires ont donné les détails pour 38 installations. L'assemblage de ces trois bases de données restreint l'analyse à 23 installations différentes. Enfin, en considérant uniquement les installations pour lesquelles des données sont disponibles sur une période avant et après l'installation du système PV, on obtient finalement un ensemble de 15 installations exploitables.

La Figure 48 montre une très nette augmentation de l'autoconsommation après l'installation d'un système PV pour l'ensemble des propriétaires. L'augmentation de l'autoconsommation n'est pas suffisante pour identifier un déplacement de la consommation. En effet une augmentation homogène de la consommation sur l'ensemble de la journée augmente l'autoconsommation. Comme le montre la Figure 49, la plupart des propriétaires semblent avoir augmenté leur consommation moyenne.

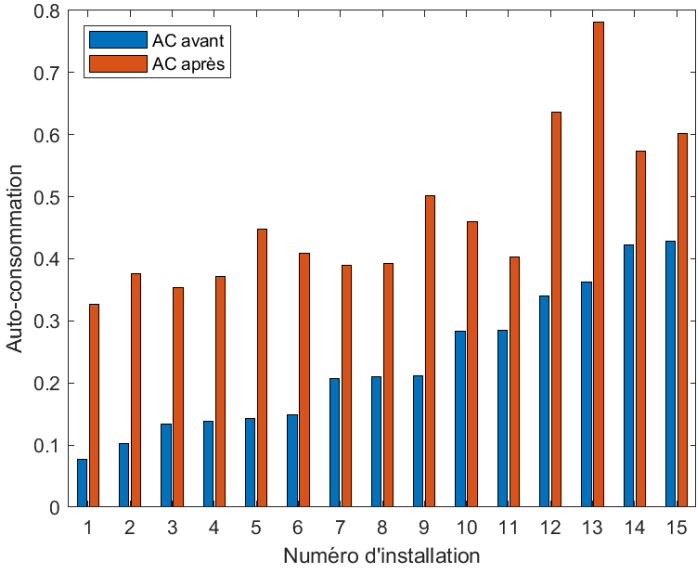


Figure 48 Variation de l'autoconsommation chez les propriétaires PV entre avant et après l'installation

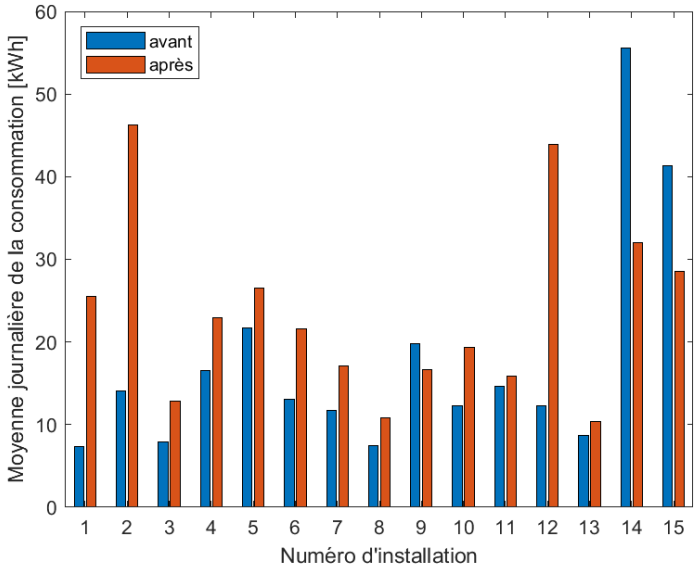


Figure 49 Moyenne journalière de la consommation avant et après l'installation PV

Ainsi pour identifier un effet de l'installation PV, il est nécessaire de comparer cette variation de l'autoconsommation à celle observée pour le groupe contrôle. Puisque les ménages de ce dernier ne possèdent pas de PV, il n'est pas possible de déterminer en tant que telle l'autoconsommation sans leur attribuer une installation PV dont la taille serait arbitraire. Pour remédier à ce problème, on définit une autoconsommation normalisée qui est la part de la génération normalisée $G^{norm}(t) = \frac{G(t)}{\sum_{t\in T} G(t)}$ consommée par la demande normalisée $L^{norm}(t) = \frac{L(t)}{\sum_{t\in T} L(t)}$. Ainsi l'autoconsommation normalisée (ACN) peut s'écrire :

$$ACN_T = \sum_{t\in T} \min(L^{norm}(t), G^{norm}(t))$$

Equation 11 Autoconsommation normalisée

La Figure 50 illustre cette définition de l'autoconsommation normalisée à partir des profils de génération et de consommation normalisée.

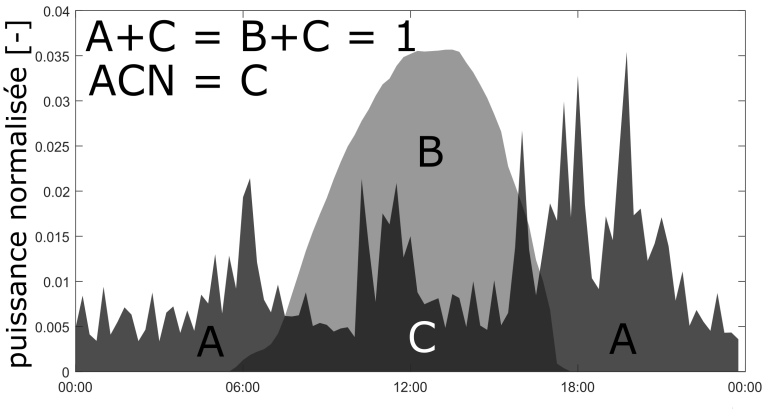


Figure 50 Schéma illustratif définissant la notion d'autoconsommation normalisée, ACN, à partir des profils de génération et consommation normalisée. La valeur d'autoconsommation normalisée correspond ici à la zone C.

Ainsi définie, l'autoconsommation normalisée correspond à l'autosuffisance qui est la part de la demande couverte par la génération. Cette autoconsommation normalisée peut-être calculée pour chaque jour et pour chaque propriétaire d'une installation PV et comparée au groupe contrôle en utilisant la même génération normalisée. En prenant la moyenne de l'ACN sur les jours et sur les ménages du groupe contrôle on obtient les résultats présentés dans la Figure 51, qui confirme que les propriétaires PV ont davantage augmenté leur autoconsommation normalisée que les ménages du groupe contrôle.

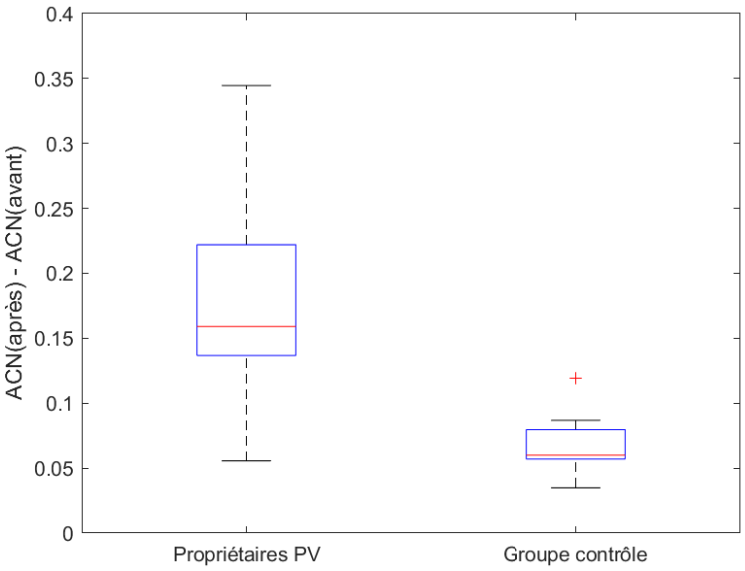


Figure 51 Comparaison entre la variation de l'autoconsommation normalisée chez les propriétaires PV entre avant et après l'installation avec celle du groupe contrôle

Cependant le résultat précédent indiquant un très net effet d'une installation PV sur le comportement doit être modéré par un certain nombre de biais inhérents à l'approche choisie. En effet comme la consommation n'est pas mesurée directement chez les propriétaires d'installation PV, celle-ci a été reconstituée à partir d'une simulation de la génération. Or les incertitudes de cette simulation apportent un biais dans l'évaluation de l'autoconsommation. Les sources de ces incertitudes sont en premier lieu les différences de conditions météorologiques entre la station de mesure et l'installation. Un nuage ou un ombrage au-dessus de l'installation et non au-dessus la station de mesure mène à une surestimation de la génération. Or à chaque instant où la génération est surestimée, d'après l'Equation 9, une consommation fictive est générée (comme illustré dans la Figure 52). Cette consommation fictive apparaissant, par définition, au même moment que la génération PV, cela a pour résultat une augmentation de l'autoconsommation moyenne du ménage. A l'inverse, dans le cas où la génération serait sous-estimée (phénomène aussi présent dans la Figure 52), il résulte une diminution de la consommation instantanée, cependant comme décrit dans l'Equation 9, celle-ci est bornée à 0 car la consommation ne peut être négative. La conséquence de cette formulation est qu'il est plus probable que la consommation soit surestimée que sous-estimée.

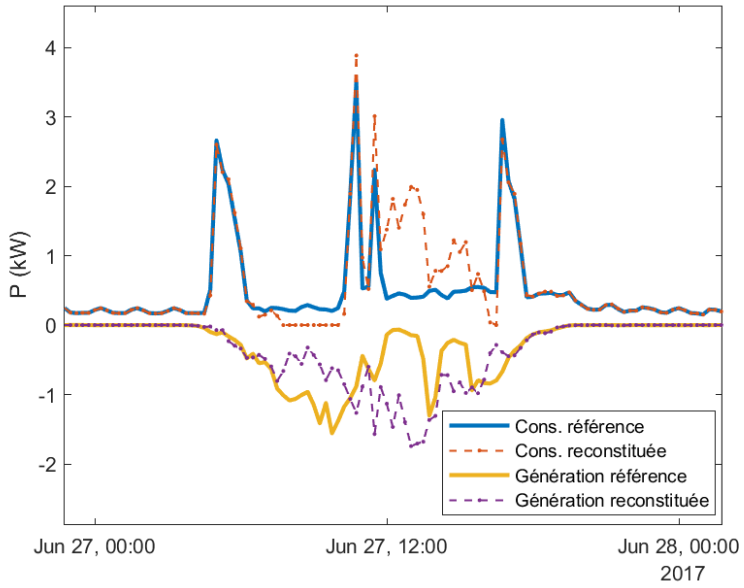


Figure 52 Erreur sur l'évaluation du profil de consommation due à l'incertitude sur la génération simulée lors d'une journée nuageuse

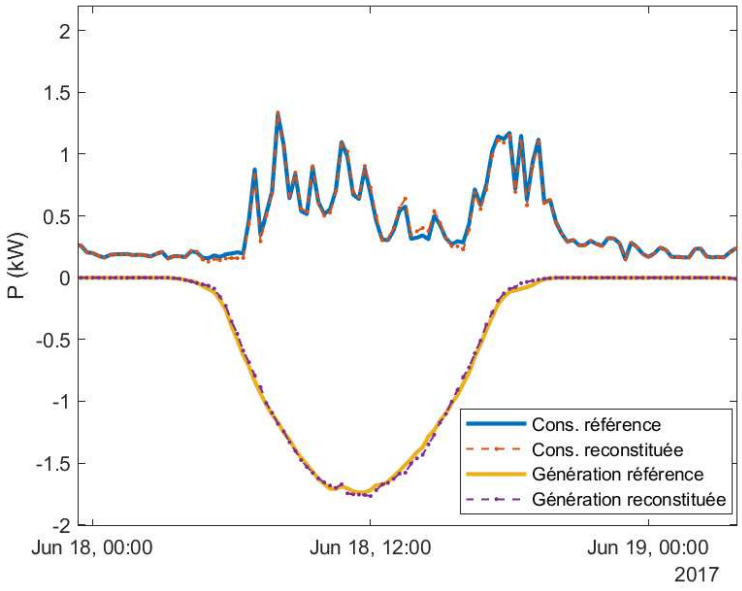


Figure 53 Erreur sur l'évaluation du profil de consommation due à l'incertitude sur la génération simulée lors d'une journée sans nuage

Afin de mesurer la surestimation de l'autoconsommation due à l'incertitude sur le profil de génération, des courbes de charges synthétiques ont été générées en partant des courbes de consommation réelle des ménages du groupe contrôle (ces ménages n'étant pas équipés d'installation PV, on connaît exactement leur consommation). On attribue, à chaque ménage, une installation PV dont la puissance est déterminée de sorte à ce que la distribution de la pénétration PV (le ratio entre la quantité d'énergie produite par l'installation et la consommation) soit similaire à celle du groupe de propriétaires PV. La courbe de génération de chaque installation est déterminée à partir d'une courbe de radiation solaire mesurée dans une station météorologique donnée (ici Fahy près de Bâle). On en déduit les profils d'import P^{IMP} et d'export P^{EXP} qui correspondent aux données d'entrée de cette analyse. On calcule également le taux d'autoconsommation de référence pour chaque ménage. Puis, on simule la génération de chaque installation en utilisant une autre station de mesure (ici Chaumont, au-dessus de Neuchâtel). Le décalage géographique permet de reproduire l'incertitude liée à la simulation de la production PV pour chaque installation. Il faut également noter que tous les ménages du groupe de propriétaires PV sont plus proches de la station de Chaumont que la distance entre Fahy et Chaumont. Cela assure une estimation pessimiste de l'incertitude sur la génération. Comme l'illustre la Figure 53, si la courbe de génération simulée se rapproche fortement de la courbe de génération réelle, l'erreur sur l'estimation de la consommation est très faible. Toujours en utilisant les données synthétiques d'import et d'export, on reconstitue pour chaque ménage, le profil de consommation selon la définition donnée par l' Equation 9 et on calcule le taux d'autoconsommation selon l'Equation 10. Ce dernier peut ensuite être comparé au taux d'autoconsommation de référence.

La Figure 54 montre ainsi la distribution de l'erreur sur l'autoconsommation (définie comme l'a différence entre l'autoconsommation calculée et l'autoconsommation de référence). L'autoconsommation est en moyenne surestimée d'environ 7% en raison de l'incertitude sur la génération. De manière similaire, la Figure 55 montre la distribution de l'erreur sur la consommation moyenne journalière. Cette dernière est ainsi surestimée de 17% en moyenne. Cela confirme les tendances observées à la Figure 49, et indique que ces augmentations de consommation sont en partie la résultante de la méthode d'estimation de la consommation elle-même.

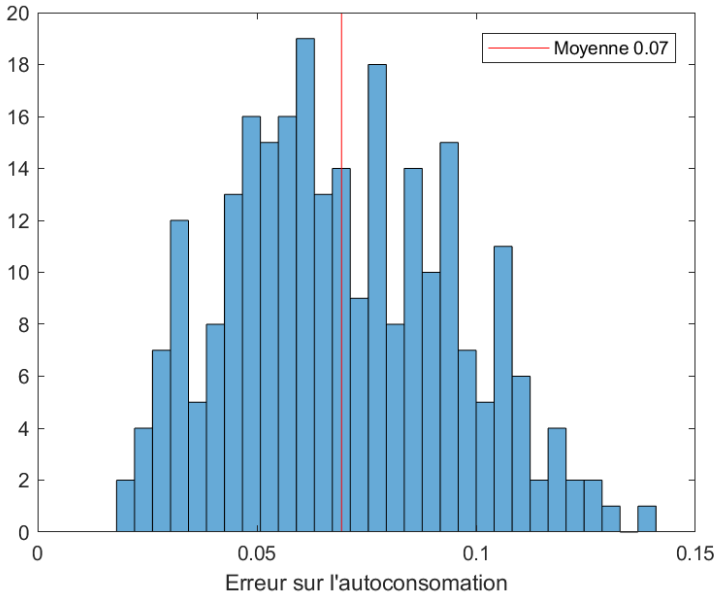


Figure 54 Distribution de l'erreur sur l'autoconsommation (obtenue à partir de données synthétiques)

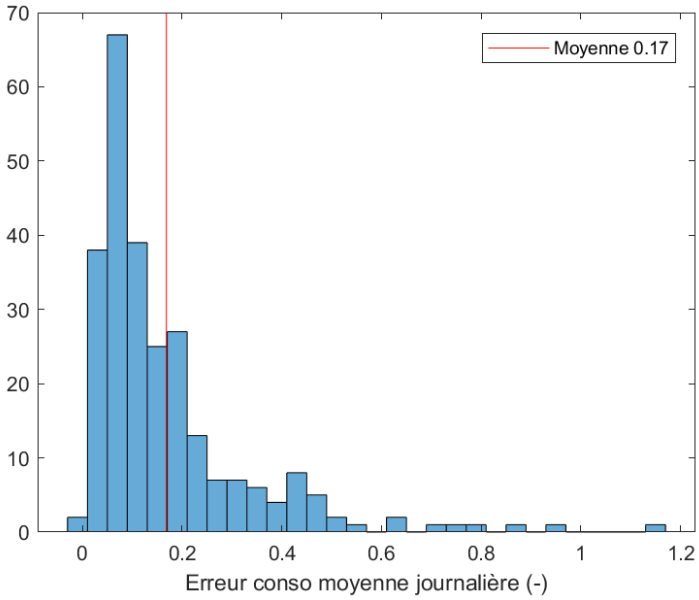


Figure 55 Distribution de l'erreur sur la consommation moyenne journalière

Ces considérations faites, il est nécessaire d'affiner les résultats en gardant en tête que la précision sur la génération est primordiale pour reconstituer le profil de consommation réel des propriétaires PV. Comme indiqué plus haut, l'incertitude provient, entre autres, des ombrages issus de la couverture nuageuse. Afin d'éliminer ce phénomène, l'analyse a été reconduite en sélectionnant uniquement les

jours sans nuages de sorte à se rapprocher de la situation illustrée dans la Figure 53. L'augmentation d'autoconsommation normalisée pour les propriétaires PV et pour le groupe contrôle est montrée à la Figure 56. Ici encore, les propriétaires PV ont nettement augmenté leur propension à consommer lors des périodes de génération de leur installation.

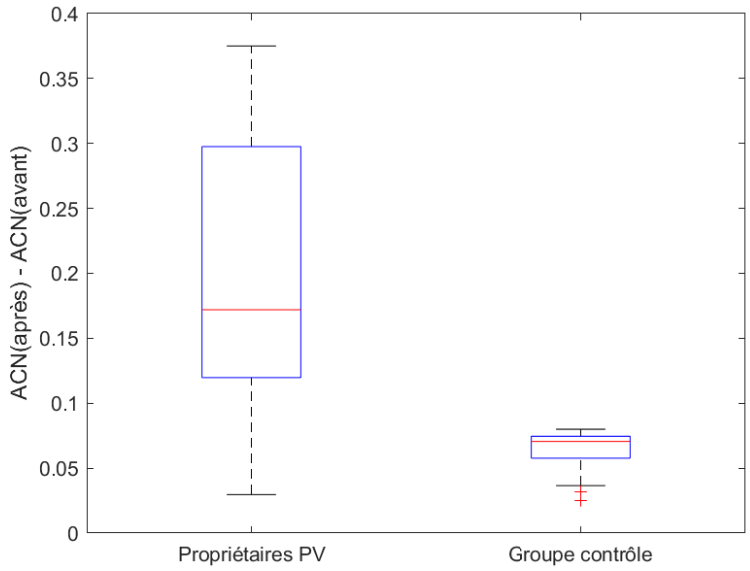


Figure 56 Comparaison entre la variation de l'autoconsommation normalisée chez les propriétaires PV entre avant et après l'installation avec celle du groupe contrôle en considérant uniquement les jours sans nuages.

Les propriétaires PV considérés ci-dessus ne sont pas équipés de système de stockage ni de gestionnaire de pompe à chaleur (pour ceux équipés d'une telle pompe) et de tels systèmes n'ont donc pas été considérés dans l'analyse. La possibilité de stocker de l'énergie électrique pour une utilisation ultérieure ou de chauffer l'eau chaude sanitaire pendant les périodes de surplus de production PV, permettrait d'augmenter considérablement les valeurs d'autoconsommation. Pour une analyse précise du potentiel d'autoconsommation offert par une pompe à chaleur, il serait également nécessaire de différencier le fonctionnement entre les besoins de chaleurs pour le bâtiment et les besoins pour l'eau chaude.

En conclusion, sans une mesure directe de la consommation électrique il devient très difficile de faire une analyse précise du changement de comportement chez les propriétaires d'installation PV. La consommation peut être déterminée en simulant la génération mais cela implique des biais d'évaluation de l'autoconsommation. Ces biais varient fortement d'une situation à l'autre et peuvent engendrer une surestimation jusqu'à 15% (absolus) de l'autoconsommation. Afin d'éviter cette surestimation, il est préférable de ne considérer que les journées sans nuages de sorte à garantir une simulation plus fidèle de la génération de chaque installation et ainsi une estimation plus précise du profil de consommation. Au final, un changement significatif du comportement de consommation des propriétaires d'installation PV a pu être observé. Des incertitudes demeurent toutefois sur la magnitude de l'effet, due aux biais d'évaluation de l'autoconsommation.

6 Conclusions et perspectives

L'expérience proposée ici vise à évaluer le potentiel de flexibilisation des ménages, dans un but générique d'augmenter l'autoconsommation d'énergie photovoltaïque et ainsi permettre une augmentation de la pénétration d'installations photovoltaïques dans le réseau électrique. Les ménages sont incités à déplacer leur consommation de sorte à minimiser leur facture d'énergie. L'intérêt de cette étude étant centré sur la flexibilité obtenue par les changements des habitudes de consommation des ménages, les participants ont été recrutés parmi des clients soumis à un simple tarif, assurant théoriquement l'absence de système de chauffage électrique programmable.

Deux types d'incitations financières sont construits sur la base d'un double tarif. Un premier traitement consiste à proposer une réduction du tarif de l'énergie (bonus) durant la période comprise entre 11h et 15h. Pour compenser, le tarif est majoré (malus) durant le reste de la journée. Cette période correspond statistiquement à la période au cours de laquelle l'ensoleillement est maximisé et c'est également la période qui avait été définie comme objectif de déplacement pour les ménages ayant participé à la première phase de l'expérience Flexi. L'amplitude de l'incitation, autrement dit le malus et le bonus ont été estimé de sorte à ce qu'un ménage moyen qui ne changerait pas sa consommation ne verrait pas sa facture d'énergie varier. Il en résulte un bonus (une réduction du tarif) de 15 cts/kWh et un malus (augmentation) de 4 cts/kWh, pour un tarif de base fixé à 27.45 cts/kWh, taxes et TVA incluses. Un second traitement propose d'indexer les heures de tarification réduite avec l'ensoleillement. Trois périodes possibles de réduction du tarif sont possibles : 10h-13h, 13h-16h et 16h-19h, cette dernière période n'étant possible que durant l'horaire d'été. Un système permettant d'utiliser les prévisions météo pour déterminer les heures où le tarif d'énergie est réduit a donc été mis en place pour prévenir les ménages soumis à ce traitement, via l'envoi d'un SMS. Malgré la calibration des tarifs décrite plus haut, il subsiste un risque que les ménages voient leur facture d'électricité augmenter. Afin de supprimer ce risque, deux factures sont émises, la première avec le tarif alternatif, la seconde avec le tarif simple uniforme, les ménages payant la moins onéreuse des deux.

Les ménages étudiés sont choisis parmi les clients du gestionnaire de réseau de distribution La Goule. Deux premières vagues de recrutement ont permis de constituer un échantillon de ménages et de collecter certaines informations sociodémographiques à travers un questionnaire. Ce dernier a permis également de collecter les numéros de téléphones des ménages soumis au second traitement. Ces deux phases de recrutement ayant enrôlé un nombre insuffisant de participants, une troisième vague de recrutement a été organisée sans questionnaire. Les ménages de la troisième vague ont été informés de leur participation à l'expérience (ne présentant aucun risque financier) et de leur opportunité de réduire leur facture d'énergie en modifiant leur comportement de consommation. Cette vague n'ayant pas renseigné le questionnaire et par conséquent les numéros de téléphones, ses ménages sont assujettis au premier traitement (période de tarification réduite fixe).

Les résultats de l'expérience ont montré une réaction très modérée des ménages. L'analyse économétrique montre que le groupe de traitement 1 (pour lequel les hauts et bas tarifs sont identiques chaque jour) augmente sa consommation d'électricité durant les périodes favorables mais ne réduit pas systématiquement sa consommation en dehors de celles-ci. La consommation électrique de ce groupe augmente même davantage entre 9h et 11h que durant la période 11h-15h. Le groupe de traitement 2 (pour lequel les hauts et bas tarifs sont variables jour après jour) augmente également sa consommation à l'intérieur des périodes de tarifications favorables et réduit sa consommation le matin sans pour autant réduire la consommation le soir. L'analyse des courbes de charges normalisées, qui représente la façon dont les ménages répartissent leur consommation au fil de la journée, montrent des comportements très différents en fonction des heures de tarification réduite.

Afin de faciliter la lecture des résultats, le potentiel de flexibilisation a été synthétisé au travers d'un score adimensionnel qui mesure l'intensité de la consommation à l'intérieur des périodes favorables par rapport au reste de la journée. La performance des ménages est donc évaluée en associant ce score à la consommation journalière moyenne (mesurant en kWh l'intensité de la consommation d'énergie des ménages). La progression de cette performance est évaluée pour chaque vague et groupe de traitement et montre des réactions très variées d'un ménage à l'autre. La proportion de ménage du groupe T1 ayant augmenté leur score de flexibilité se monte entre 50 et 53% alors qu'elle se monte entre 44 et 46% pour le groupe de contrôle. En revanche, on observe pour le groupe T1, une tendance à augmenter la consommation pour augmenter le score de flexibilité. Similairement, la proportion de ménages du groupe T2 ayant augmenté son score de flexibilité se monte entre 50% pour la vague 1 et 75% pour la vague 2, alors que ces proportions sont de 49 et 51% pour le groupe de contrôle. A l'inverse, la tendance de ce groupe est davantage à réduire sa consommation avec l'augmentation du score de flexibilité.

La réactivité des ménages est à mettre en perspective avec le potentiel théorique de flexibilisation déterminée à l'aide de la désagrégation de leurs courbes de charges. Cette technique, permettant d'estimer la composition de la courbe de charge en la décomposant en 8 catégories d'appareils ménagers, est utilisée pour estimer la fraction d'énergie qu'il serait possible de flexibiliser. Cette fraction se monte à environ 17% de l'énergie totale. Cette technique est également utilisée pour calculer le score de flexibilisation théorique pour chaque ménage de chaque groupe. Les modestes performances des ménages peuvent ainsi être mises en perspective avec le potentiel théorique. Ce dernier est légèrement plus faible pour les groupes de traitement que pour le groupe de contrôle et est également plutôt plus faible pour la période de traitement que pour la période avant traitement. Pour atteindre le potentiel théorique, il existe différentes solutions techniques « légères » pour automatiser la consommation de certains appareils ménagers, et les programmer pour consommer au moment le plus opportun. Cependant ces solutions, bien que de moins en moins onéreuse, ne trouve un intérêt très marqué chez le consommateur. De plus ces solutions ne peuvent qu'appuyer une prise de conscience et une volonté du consommateur de changer sa manière de consommer l'énergie.

Une analyse du changement de comportement des propriétaires d'installations PV montre que ceux-ci ont augmenté leur propension à consommer durant les périodes de génération de leur installation par rapport au groupe de contrôle (partant de l'hypothèse que l'ensemble des ménages qui compose le groupe de contrôle auraient installé des panneaux solaires en même temps que le propriétaire considéré). La méthode utilisée pour reconstruire les courbes de charge à partir d'une simulation de la génération de chaque installation entraine cependant une surestimation de l'autoconsommation. Pour limiter cette surestimation, seules les journées sans nuages ont été considérées. Bien que limitant la quantité de données disponibles, cela permet une estimation plus précise de la consommation finale des ménages et ainsi de leur autoconsommation. La tendance observée est ainsi que les propriétaires PV ont augmenté leur autoconsommation normalisée par rapport au groupe de contrôle. Le concept d'autoconsommation normalisée a été introduite pour pouvoir comparer les comportements indépendamment de la présence physique d'un système PV ou de la taille de celui-ci.

Pour terminer, les scores de flexibilisation théoriques et pratiques sont mis en perspective au travers de l'apport d'une solution technique afin d'augmenter la flexibilisation. Cette solution est modélisée sous la forme d'un élément de stockage d'énergie qui a été dimensionné pour chaque ménage de sorte à minimiser les coûts du cycle de vie, c'est-à-dire les factures d'énergies et l'amortissement de l'investissement. Le coût de l'élément de stockage a été placé à 150 CHF/kWh, cette valeur arbitraire a été fixée de sorte à s'assurer de la rentabilité de l'investissement. La profitabilité de ces investissements est ensuite comparée avec la taille relative du stockage et les scores de flexibilisation obtenus grâce à cette solution. Très nettement, une solution technique peut apporter davantage de flexibilité qu'un changement de comportement des ménages. Elle permettrait également de décharger

le ménage du souci de sa consommation. Une technologie de stockage possible étant l'utilisation de ballon d'eau chaude, présent dans tous les ménages et bon-marché. On relève cependant que pour atteindre les capacités mentionnées dans ce rapport, il faudrait des volumes bien supérieurs ou une différence de température exploitable très importante, ce qui pose évidemment quelques défis techniques.

Cependant, la rentabilité de cette technologie dépend à la fin surtout des conditions tarifaires. Alors que les tarifs haut et bas sont identiques pour les deux traitements, la rentabilité et la taille du stockage sont plus faibles pour le traitement 2 (périodes bas tarif variables) que pour le traitement 1 (périodes fixes). Cette différence s'explique notamment par le nombre d'heure de tarifications réduites plus faible pour le traitement 2 que pour le traitement 1 (1170h en moyenne pour une année contre 2196h). La rentabilité de l'investissement augmente également avec le score de flexibilisation pour le traitement 1, alors qu'il est plutôt stable (mais plus faible) pour le traitement 2. Ces dernières observations montrent la difficulté de dimensionner les incitations financières de sorte à garder un certain intérêt économique tout en s'assurant la réactivité des ménages surtout dans le cadre d'une tarification basé sur une prévision stochastique.

7 Publications

Présentation de Marina Dorokhova au EU NILM Workshop (Duisburg, 01-02.10.2018): "Unsupervised algorithm for disaggregating low-sampling-rate electricity consumption of households"

Présentation de Nicolas Wyrsch au séminaire « Système Energétiques Territoriaux » du CREM (Sion, 09.05.2017) : « Flexibilisation de la consommation électrique - Un moyen important pour améliorer la pénétration du PV dans les réseaux électriques »

Présentation de Nicolas Wyrsch à un séminaire public de l'Université de Genève (Genève, 15.11.2018) : « Flexibilisation de la consommation électrique - Un moyen important pour améliorer la pénétration du PV dans les réseaux électriques »

Présentation de Sylvain Weber à la 12ème conférence de la European Society for Ecological Economics (Budapest, 20-23.06.2017) : « Shifting intraday electricity usage through time-of-use tariffs »

Présentation de Sylvain Weber au Congrès « Un dialogue entre sciences sociales et praticiens » (Bienne, 26.01.2018): « Projet Flexi: Inciter les ménages à consommer de l'électricité photovoltaïque produite localement ». (présentation disponible sous : https://www.sccer-crest.ch/index.php?id=605)

Publication de Sylvain Weber, Stefano Puddu et Diana Pacheco (2017): "Move it! How an electric contest motivates households to shift their load profile", Energy Economics, 68: 255-270.

Présentation de Martin Péclat à la Conference on Energy Economics and Technology (ENERDAY), TU Dresden (Dresde, 27.04.2017) : « Shifting intraday electricity usage through time-of-use tariffs »

8 Références

Allcott, H. (2011): “Rethinking real-time electricity pricing”, *Resource and Energy Economics*, **33**(4): 820-842.

Bartusch, C., Wallin, F., Odlare, M., Vassileva, I., and Wester, L. (2011): “Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception”, *Energy Policy*, **39**(9): 5008-5025.

Beaudin, M., Zareipour, H., Schellenberglabe, A., and Rosehart, W. (2010): “Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review”, *Energy for Sustainable Development*, **14**(4): 302-314.

Bernstein, M. and Collins, M. (2014): “Saving energy through better information: A new energy paradigm?”, *Contemporary Economic Policy*, **32**(1): 219-229.

Buchanan, K., Russo, R., and Anderson, B. (2015): “The question of energy reduction: The problem(s) with feedback”, *Energy Policy*, **77**: 89-96.

Chen, V. L., Delmas, M. A., Kaiser, W. J., and Locke, S. L. (2015): “What can we learn from high-frequency appliance-level energy metering? Results from a field experiment”, *Energy Policy*, **77**: 164-175.

Commission européenne (2014) : “Un cadre d'action en matière de climat et d’énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030”, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions.

Degen, K., Efferson, C., Frei, F., Goette, L., and Lalive, R. (2013): “Smart Metering, Beratung oder sozialer Vergleich: Was beeinflusst den Elektrizitätsverbrauch?”, *SFOE publication 290850*, Swiss Federal Office of Energy.

Delmas, M. A., Fischlein, M., and Asensio, O. I. (2013): “Information strategies and energy conservation behavior: A meta-analysis of experimental studies from 1975 to 2012”, *Energy Policy*, **61**: 729-739.

Denholm, P. and Margolis, R. M. (2007): “Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies”, *Energy Policy*, **35**(9): 4424-4433.

Di Cosmo, V., Lyons, S., and Nolan, A. (2014): “Estimating the impact of time-of-use pricing on Irish electricity demand”, *Energy Journal*, **35**(2): 117-136.

Dietz, T., Gardner, G. T., Gilligan, J., Stern, P. C., and Vandenbergh, M. P. (2009): “Household actions can provide a behavioral wedge to rapidly reduce US carbon emissions”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, **106**(44): 18452-18456.

Ehrhardt-Martinez, K., Donelly, K. A., and Laitner, J. A. (2010): “Advanced metering initiatives and residential feedback programs: A meta-review for household electricity-savings opportunities”, *ACEEE Report E105*, American Council for an Energy-Efficient Economy.

Elliott, D. (2016): “A balancing act for renewables”, *Nature Energy*, **1**.

Esa, N. F., Abdullah, M. P. and Hassan, M. Y. (2016) 'A review disaggregation method in Non-intrusive Appliance Load Monitoring', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **66**: 163–173. doi: 10.1016/j.rser.2016.07.009.

Faruqui, A., Sergici, S., and Sharif, A. (2010): "The impact of informational feedback on energy consumption – A survey of the experimental evidence", *Energy*, **35**(4): 1598-1608.

Filippini, M. (2011): "Short- and long-run time-of-use price elasticities in Swiss residential electricity demand", *Energy Policy*, **39**(10): 5811-5817.

Ida, T., Murakami, K., and Tanaka, M. (2015): "Electricity demand response in Japan: Experimental evidence from a residential photovoltaic generation system", *Discussion papers e-15-006*, Graduate School of Economics Project Center, Kyoto University.

IEA (2015): "Snapshot of global PV markets 2014", International Energy Agency, Paris.

IEA (2018): "World energy outlook 2018", International Energy Agency, Paris.

IRENA (2017) "REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation", International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Ito, K., Ida, T., and Tanaka, M. (2015): "The persistence of moral suasion and economic incentives: Field experimental evidence from energy demand", *NBER Working Paper 20910*, National Bureau of Economic Research.

Jessoe, K. and Rapson, D. (2014): "Knowledge is (less) power: Experimental evidence from residential energy use", *American Economic Review*, **104**(4): 1417-1438.

Kahneman, D., Knetsch, J. L., and Thaler, R. H. (1991). Anomalies: The endowment effect, loss aversion, and status quo bias. *The Journal of Economic Perspectives* **5**(1): 193-206.

Kondziella, H. and Bruckner, T. (2016): "Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – A review of research results and methodologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **53**: 10-22.

La Goule (2017): "Energy Blue Energy Green Energy Grey Prix de base,". [Online]. Available: http://www.lagoule.ch/tl_files/content/FICHIERS/Produits/2017/Energie/E1_Tarif unique.pdf. [Accessed: 18-Dec-2017].

Lynham, J., Nitta, K., Saijo, T., and Tarui, N. (2016): "Why does real-time information reduce energy consumption?", *Energy Economics*, **54**:173-181.

McCoy, D. and Lyons, S. (forthcoming): "Unintended outcomes of electricity smart-metering: Trading-off consumption and investment behaviour", *Energy Efficiency*.

OFEN (2018): "Energy strategy 2050 once the new energy act is in force", Office Fédéral de l'Énergie, Berne.

Perret et al. (2015): "FLEXI Determining the flexibilization potential of the electricity demand", Rapport OFEN.

Pina, A., Silva, C., and Ferrão, P. (2012): "The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity", *Energy*, **41**(1): 128-137.

Steinke, F., Wolfrum, P., and Hoffmann, C. (2013): "Grid vs. storage in a 100% renewable Europe", *Renewable Energy*, **50**: 826-832.

Vine, D., Buys, L., and Morris, P. (2013): “The effectiveness of energy feedback for conservation and peak demand: A literature review”, *Open Journal of Energy Efficiency*, **2**(1): 7-15.

van der Ploeg, H. P. *et al.* (2013) “Non-Occupational Sedentary Behaviors: Population Changes in the Netherlands, 1975–2005”, *American Journal of Preventive Medicine*. Elsevier, **44**(4): 382–387. doi: 10.1016/J.AMEPRE.2012.11.034.

White, L.V. and Sintov, N.D. (2018): “Inaccurate consumer perceptions of monetary savings in a demand-side response programme predict programme acceptance”, *Nature Energy*, **3**: 1101-1108.

9 Annexes

9.1 Annexe 1 : Estimation des périodes de tarification favorable avant le début de l'expérience

Un modèle de régression logistique quadratique est utilisé pour prédire les périodes de tarification favorable sur la base de l'historique des observations météos.

La formulation de l'activation ou non d'une période favorable $\hat{y}_i$ peut être posée comme suit :

$$\hat{y}_i = \begin{cases} 1 & si \ \frac{1}{\exp(X_i\theta)} > 0.5 \\ 0 & sinon \end{cases}$$

Avec X_i [1xT] les attributs correspondant à la période favorable i et θ $[Tx1]$ les paramètres du modèle.

Les attributs utilisés pour cette régression sont :

- La durée d'ensoleillement sur la période considérée (min)
- L'intégral de l'irradiance sur la période considérée
- Le cumul de précipitation
- La position relative dans l'année [0-1]

Chaque attribut est normalisé pour prendre une valeur entre 0 et 1. Les termes quadratiques viennent du produit de chacun de ces attributs avec tous les autres. On réalise détermine les paramètres du modèle en réalisant une régression, c'est-à-dire en trouvant le meilleur ensemble de valeurs pour θ qui minimise la fonction d'erreur :

$$E = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}[-y_i \log(h_i) - (1-y_i)\log(1-h_i)] + \lambda \sum_{t=1}^{T}(\theta_t)^2$$
$$avec \ h_i = \frac{1}{\exp(X_i\theta)}$$

Où $y_i \ i = 1 \dots N$ est le vecteur d'activation réel des périodes de tarification favorable (durant la période du 01.07.2016 au 31.12.2017). Le second terme dans la partie droite de l'équation correspond au terme de régulation. Sa fonction vise à s'assurer que seulement les coefficients θ_t réellement utiles pour la qualité de la régression soient non nuls.

En réalité on utilise seulement une fraction de l'ensemble des y_i. En effet cet ensemble est séparé entre un ensemble pour réaliser la régression et un ensemble pour tester la qualité de la régression (ensemble de test). Ici, 60% des y_i , pris au hasard, sont utilisés pour la régression ($i = 1 \dots N_{reg}$), le reste pour tester la qualité de la régression ($i = 1 \dots N_{test}$). On utilise trois métriques pour juger la performance (et donc la qualité) de cet estimateur binaire :

- La justesse : $\frac{VP+VN}{N_{test}}$ ou VPest le nombre de vrai positif (l'estimateur a correctement estimé que la période de tarification favorable est activée), VN est le nombre de vrai positif (l'estimateur a correctement estimé que la période de tarification favorable est inactif).
- La précision : $\frac{VP}{VP+FP}$ ou FP est le nombre de faux positif (l'estimateur a estimé qu'une période est favorable alors qu'elle ne l'était pas)
- Le rappel : $\frac{VP}{VP+FN}$ ou FN est le nombre de faux négatif.

- Le score F1 est en réalité une combinaison des indicateurs précédents et s'exprime comme : $\frac{2*VP}{2*VP+FP+FN}$

Ces indicateurs sont reportés dans le Tableau 8.

	10h-13h	13h-16h	16h-19h
Justesse	0.8045	0.7773	0.8500
Précision	0.7458	0.7383	0.7273
Rappel	0.8713	0.7900	0.7619
Score F1	0.8037	0.7633	0.7442

Tableau 8 : Performance estimateur période Flexi

La Figure 57 montre la différence entre la distribution des types de jour Flexi (cf. Figure 31) en prenant les périodes de tarification favorables tel qu'estimé par la méthode décrite précédemment, et la distribution réelle.

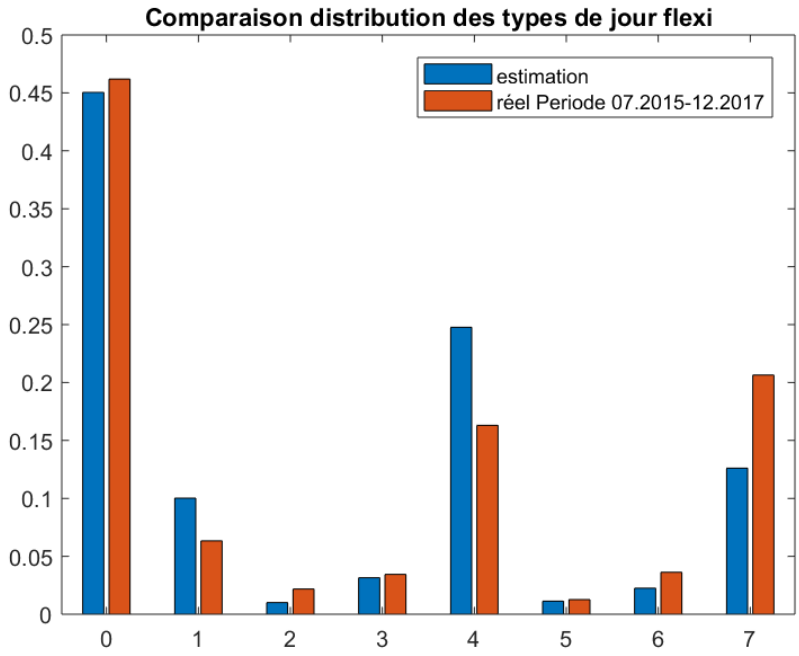
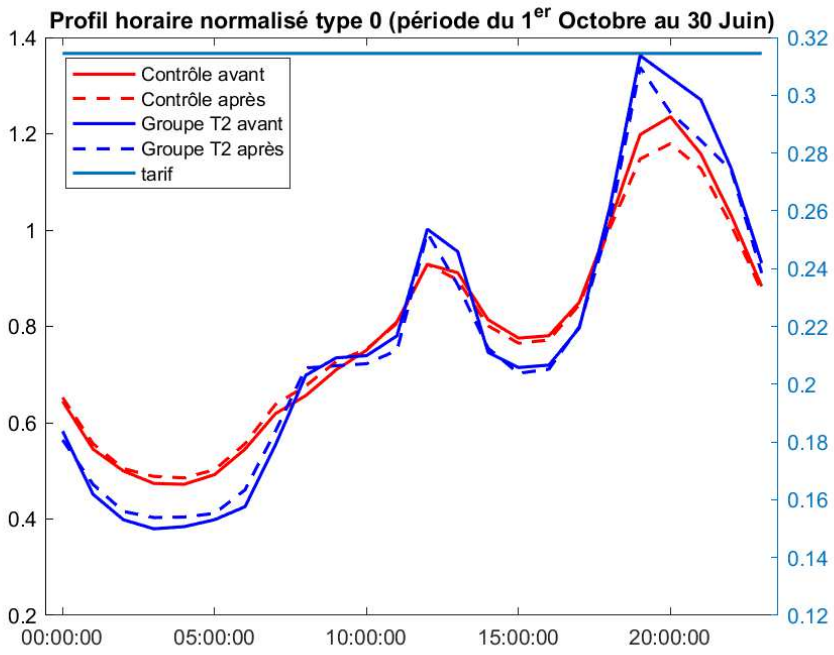
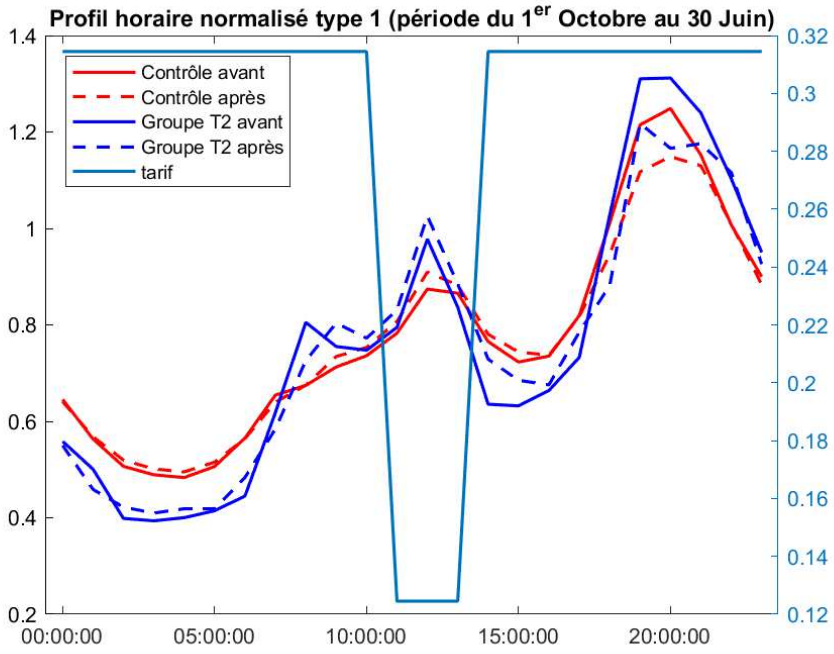
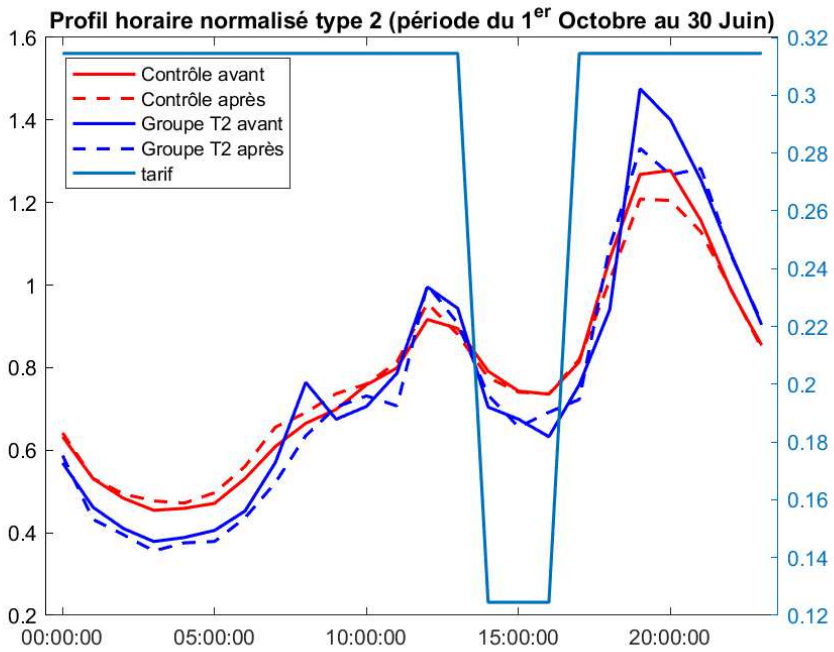


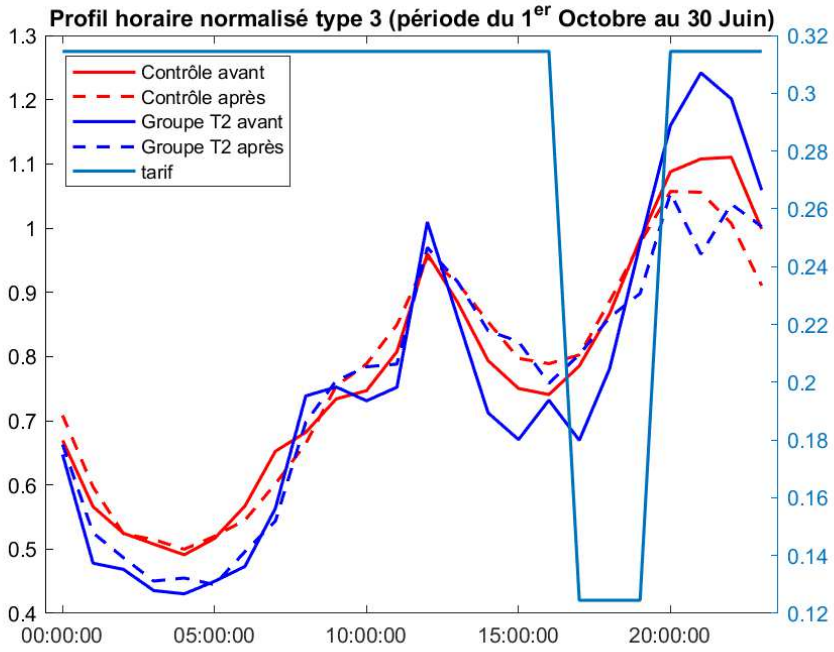
Figure 57 : Comparaison distribution des types de jour Flexi estimé vs réel

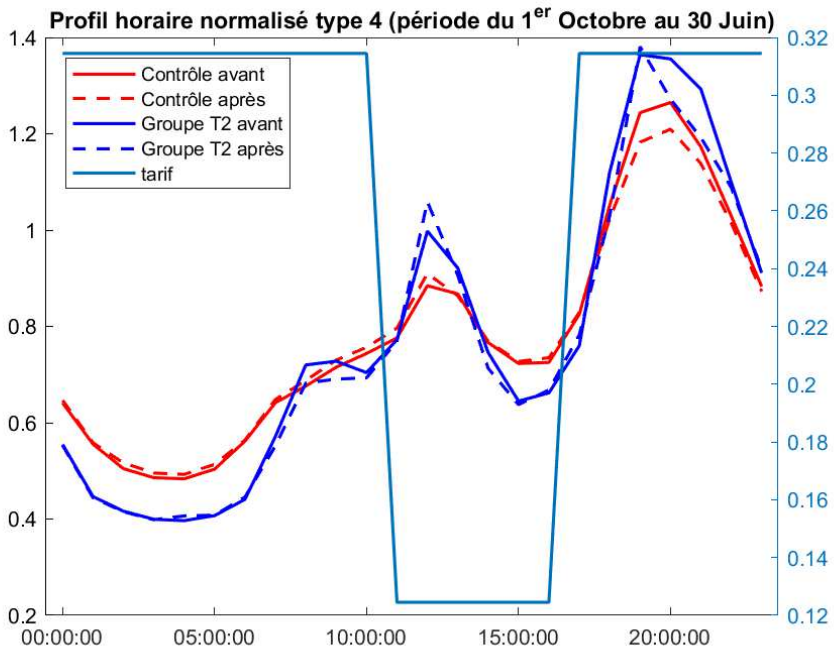
9.2 Annexe 2 : Profils horaires normalisés pour l'ensemble des types de jour Flexi

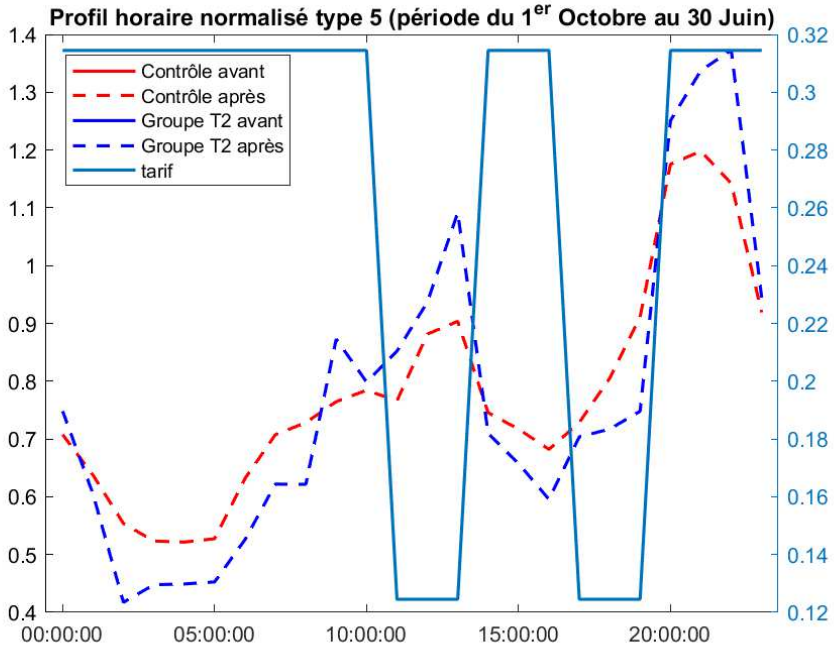


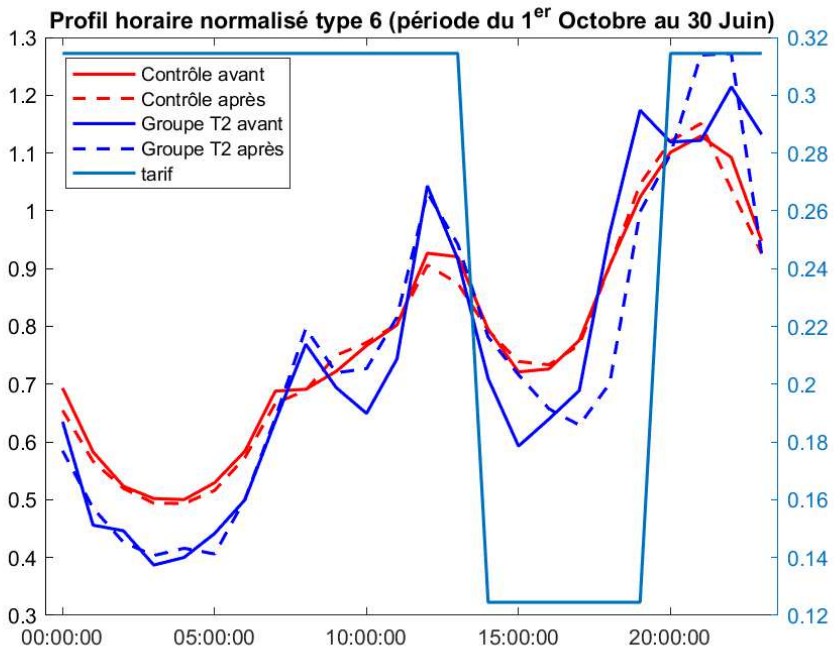


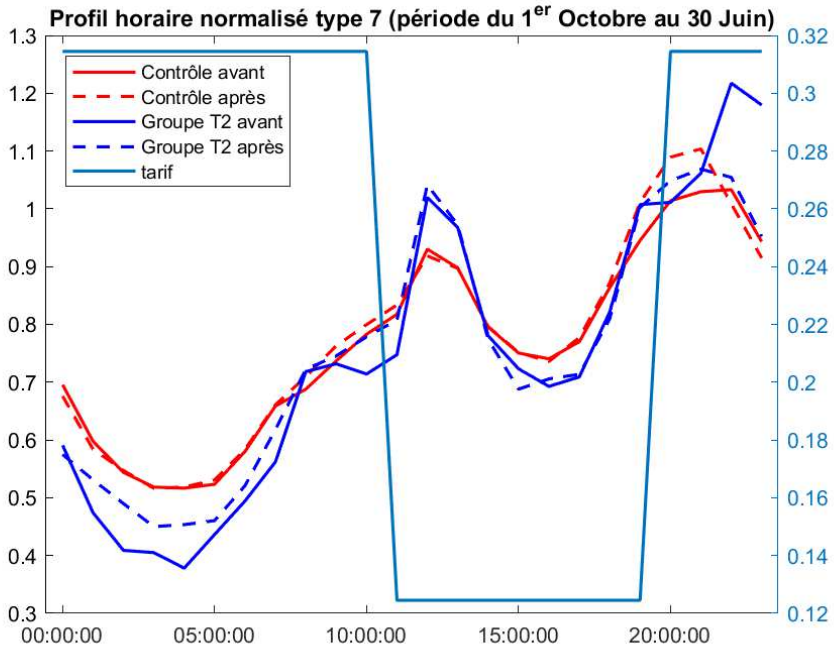

Profil horaire normalisé type 2 (période du 1er Octobre au 30 Juin)
Contrôle avant
Contrôle après
Groupe T2 avant
Groupe T2 après
tarif
1.6
1.4
1.2
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0.32
0.3
0.28
0.26
0.24
0.22
0.2
0.18
0.16
0.14
0.12
00:00:00
05:00:00
10:00:00
15:00:00
20:00:00


Profil horaire normalisé type 3 (période du 1er Octobre au 30 Juin)
Contrôle avant
Contrôle après
Groupe T2 avant
Groupe T2 après
tarif
1.3
1.2
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.32
0.3
0.28
0.26
0.24
0.22
0.2
0.18
0.16
0.14
0.12
00:00:00
05:00:00
10:00:00
15:00:00
20:00:00


Profil horaire normalisé type 4 (période du 1er Octobre au 30 Juin)
Contrôle avant
Contrôle après
Groupe T2 avant
Groupe T2 après
tarif
1.4
1.2
1
0.8
0.6
0.4
0.2
0.32
0.3
0.28
0.26
0.24
0.22
0.2
0.18
0.16
0.14
0.12
00:00:00
05:00:00
10:00:00
15:00:00
20:00:00


Profil horaire normalisé type 5 (période du 1er Octobre au 30 Juin)
Contrôle avant
Contrôle après
Groupe T2 avant
Groupe T2 après
tarif
1.4
1.3
1.2
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.32
0.3
0.28
0.26
0.24
0.22
0.2
0.18
0.16
0.14
0.12
00:00:00
05:00:00
10:00:00
15:00:00
20:00:00


Profil horaire normalisé type 6 (période du 1er Octobre au 30 Juin)
Contrôle avant
Contrôle après
Groupe T2 avant
Groupe T2 après
tarif
1.3
1.2
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.32
0.3
0.28
0.26
0.24
0.22
0.2
0.18
0.16
0.14
0.12
00:00:00
05:00:00
10:00:00
15:00:00
20:00:00


Profil horaire normalisé type 7 (période du 1er Octobre au 30 Juin)
Contrôle avant
Contrôle après
Groupe T2 avant
Groupe T2 après
tarif
1.3
1.2
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.32
0.3
0.28
0.26
0.24
0.22
0.2
0.18
0.16
0.14
0.12
00:00:00
05:00:00
10:00:00
15:00:00
20:00:00

9.3 Annexe 3 : Questionnaire de début d'expérience

Bienvenue au questionnaire du projet Flexi
Le projet Flexi est une étude scientifique qui vise à déterminer la flexibilité de la demande d'électricité. L'objectif est de savoir dans quelle mesure la consommation peut être déplacée vers le milieu de la journée, afin d'utiliser au mieux l'énergie photovoltaïque qui est produite pendant cette période. **Planair**, l'**EPFL** et l'**Université de Neuchâtel** sont les partenaires du projet, qui bénéficie également du soutien logistique de **La Goule** (votre fournisseur d'électricité) et du soutien financier de l'**Office Fédéral de l'Énergie**.

Pour répondre au questionnaire en totalité, il faut compter **environ 5 minutes**. Vous avez la possibilité d'interrompre le questionnaire et d'y revenir. Vos réponses seront sauvegardées.

Nous vous remercions d'avance.

Informations relatives au traitement des données :

- *Les informations collectées au travers de ce questionnaire et les consommations d'électricité (ci-après : les données) seront traitées de façon strictement anonyme et confidentielle.*
- *Les données seront utilisées uniquement pour des analyses scientifiques menées par des chercheurs académiques.*
- *Les données relatives à la consommation d'électricité ne seront pas traitées en temps réel.*
- *Les participants peuvent en tout temps demander l'effacement de leurs données.*
- *En fin d'étude, seules des données anonymisées seront conservées.*

Vous habitez...

- ○ un appartement
- ○ une maison

Vous êtes...

- ○ locataire
- ○ propriétaire

Votre logement comprend...

	0	1	2	3	4	5 ou plus
Pièces	○	○	○	○	○	○
Salles de bain / toilettes	○	○	○	○	○	○
Autres (p. ex.: cave, grenier, véranda, ...)	○	○	○	○	○	○

Quelle est la surface habitable de votre logement ?

_____ m^2

Comment le chauffage de votre logement fonctionne-t-il ?
Plusieurs réponses possibles.

- ☐ Électricité
- ☐ Mazout
- ☐ Gaz
- ☐ Pompe à chaleur
- ☐ Chauffage à distance
- ☐ Bois
- ☐ Autre (précisez) : _____
- ☐ Je ne sais pas

Comment l'eau de votre logement est-elle chauffée ?
Plusieurs réponses possibles.

- ☐ Électricité
- ☐ Mazout
- ☐ Gaz
- ☐ Pompe à chaleur
- ☐ Chauffage à distance
- ☐ Bois
- ☐ Autre (précisez): _____
- ☐ Je ne sais pas.

Parmi les appareils suivants, lesquels possédez-vous ?
Ne pas tenir compte des équipements collectifs de l'immeuble.

Cuisine

- [ ] Réfrigérateur
- [ ] Congélateur séparé du réfrigérateur
- [ ] Cuisinière électrique
- [ ] Four traditionnel
- [ ] Four micro-ondes
- [ ] Lave-vaisselle
- [ ] Robot cuisine
- [ ] Bouilloire électrique
- [ ] Machine à café
- [ ] Mixer
- [ ] Presse-agrumes électrique

Appareils ménagers

- [ ] Lave-linge
- [ ] Sèche-linge
- [ ] Aspirateur
- [ ] Fer à repasser
- [ ] Humidificateur / évaporateur / aquarium

Multimédia

- [ ] Télévision

- [ ] Box TV
- [ ] Lecteur DVD
- [ ] Console de jeux vidéo
- [ ] Chaîne hifi / radio / dock station
- [ ] Cadre photo numérique
- [ ] Ordinateur fixe
- [ ] Ordinateur portable
- [ ] Modem internet
- [ ] Tablette
- [ ] Téléphone fixe (y.c. sans fil)
- [ ] Téléphone portable
- [ ] Imprimante / scanner

Salle de bain

- [ ] Sèche-cheveux
- [ ] Rasoir électrique
- [ ] Brosse à dent électrique

Combien des appareils suivants possédez-vous ?

	1	2	3	4	5 ou plus
Télévision(s)	○	○	○	○	○
Console(s) de jeux vidéo	○	○	○	○	○
Ordinateur(s) fixe(s)	○	○	○	○	○
Ordinateur(s) portable(s)	○	○	○	○	○

À quelle fréquence utilisez-vous les appareils suivants ?

- ○ Lave-vaisselle _____ fois par semaine
- ○ Lave-linge _____ fois par semaine

Quelle proportion d'ampoules basse consommation utilisez-vous dans votre domicile ?

- ○ Moins de 25%
- ○ 25-49%
- ○ 50-74%
- ○ 75% ou plus

Voici une série d'affirmations concernant l'environnement. Pouvez-vous indiquer dans quelle mesure vous êtes en accord ou en désaccord avec chacune d'entre elles ?

	Pas du tout d'accord	Plutôt pas d'accord	Partagé(e)	Plutôt d'accord	Entièrement d'accord
Cela me préoccupe quand je pense aux conditions environnementales dans lesquelles nos enfants et petits-enfants devront probablement vivre.	○	○	○	○	○
Si les choses continuent ainsi, nous allons bientôt vivre une catastrophe écologique majeure.	○	○	○	○	○
Lorsque je lis dans le journal ou vois à la télévision des reportages sur les problèmes environnementaux, je suis souvent indigné(e) ou en colère.	○	○	○	○	○
Il y a des limites à la croissance économique, et notre monde industrialisé les a déjà dépassées ou n'est pas loin de les atteindre.	○	○	○	○	○
De nos jours, la plus grande partie de la population continue à se comporter de façon irresponsable vis-à-vis de l'environnement.	○	○	○	○	○
À mon avis, les problèmes environnementaux et leur impact sont présentés de façon très exagérée par les écologistes.	○	○	○	○	○

Les responsables politiques restent encore aujourd'hui beaucoup trop passifs par rapport à l'environnement.	○	○	○	○	○
Nous devrions tous être prêts à modérer notre train de vie pour protéger l'environnement.	○	○	○	○	○
Il faut absolument que des mesures soient prises en faveur de la protection de l'environnement, même si cela nuit à l'emploi.	○	○	○	○	○

Combien pensez-vous que coûte 1 kilowattheure (kWh) d'électricité en Suisse (en moyenne) ? Indiquez votre meilleure estimation.

_____ centimes

Que pensez-vous des affirmations suivantes ?

	Vrai	Faux	Je ne sais pas
La plus grande partie de l'énergie consommée dans un ménage suisse sert au chauffage.	○	○	○
Les émissions de CO2 jouent un rôle crucial dans le réchauffement climatique.	○	○	○
Abaisser la température de 1°C permet de réduire la consommation d'énergie liée au chauffage d'environ 6%.	○	○	○
Le charbon est une source d'énergie renouvelable.	○	○	○
Les centrales hydroélectriques représentent 10% de la production totale d'électricité en Suisse.	○	○	○

Savez-vous que *La Goule* propose des prestations de centrale photovoltaïque clés en main ?

- ○ Oui
- ○ Non

Combien de personnes y a-t-il dans votre ménage ?

	0	1	2	3	4	5	6	plus de 6
Femmes (18 ans ou +)	○	○	○	○	○	○	○	○
Hommes (18 ans ou +)	○	○	○	○	○	○	○	○
Filles (< 18 ans)	○	○	○	○	○	○	○	○
Garçons (< 18 ans)	○	○	○	○	○	○	○	○

Combien de personnes de chaque catégorie y a-t-il dans votre ménage ?

	0	1	2	3	4	5	6	plus de 6
Travailleur plein-temps (90-100%)	○	○	○	○	○	○	○	○
Travailleur temps partiel (50-80%)	○	○	○	○	○	○	○	○
Travailleur temps partiel (< 50%)	○	○	○	○	○	○	○	○
Écolier / étudiant	○	○	○	○	○	○	○	○
Retraité	○	○	○	○	○	○	○	○
Sans emploi	○	○	○	○	○	○	○	○
Autre	○	○	○	○	○	○	○	○

Combien de personnes de votre ménage travaillent régulièrement de nuit ou le week-end ?

	0	1	2	3	4	5	6	plus de 6
Nuit	○	○	○	○	○	○	○	○
Week-end	○	○	○	○	○	○	○	○

De quel type est votre ménage ?

- ○ Famille / Couple
- ○ Famille monoparentale
- ○ Co-location
- ○ Autre

Quel est le niveau d'éducation le plus élevé dans votre ménage ?

- ○ École obligatoire
- ○ Formation professionnelle élémentaire
- ○ École de formation générale
- ○ Apprentissage (CFC)
- ○ Maturité (gymnasiale ou professionnelle)
- ○ Formation professionnelle supérieure
- ○ Haute école spécialisée HES / HEP
- ○ Université / EPF

Quel est le revenu mensuel brut (en CHF) de votre ménage ?

- ○ moins de 2'000
- ○ 2'000-3'999
- ○ 4'000-5'999
- ○ 6'000-7'999
- ○ 8'000-9'999
- ○ 10'000-11'999
- ○ 12'000-13'999
- ○ 14'000 ou plus
- ○ Je ne souhaite pas répondre
- ○ Je ne sais pas

Vous êtes...

- ○ une femme
- ○ un homme

Quel est votre âge ?

- ○ moins de 18
- ○ 18-29
- ○ 30-39
- ○ 40-49
- ○ 50-59
- ○ 60-69
- ○ 70 ou plus

Merci pour votre participation

Le sondage auquel vous venez de participer fait partie d'un projet scientifique dont le but est d'analyser la flexibilité de la demande d'électricité. Les informations collectées au travers de ce questionnaire ainsi que vos consommations d'électricité seront traitées de façon strictement anonyme et confidentielle. Elles seront utilisées uniquement pour des analyses scientifiques menées par des chercheurs académiques. Pour signifier votre accord, veuillez s'il vous plaît **cocher la case "lu et approuvé" ci-dessous**.

Dans le cadre du projet, votre ménage pourrait être sélectionné afin de participer à une expérience particulière, dans laquelle un numéro de téléphone portable serait utilisé pour vous transmettre des informations par SMS. Dans cette optique, nous vous prions de bien vouloir indiquer une adresse électronique et, le cas échéant, si vous seriez disposé-e à communiquer votre numéro de téléphone portable pour les besoins de l'expérience.

Votre adresse électronique et votre numéro de téléphone ne seront utilisés que dans le cadre du projet scientifique en cours et ne seront en aucun cas transmis à des tiers.

- ☐ Lu et approuvé
- ☐ Adresse électronique : _____
- ☐ Disposé-e à communiquer un numéro de téléphone portable pour les besoins futurs de l'expérience.

9.4 Annexe 4 : Questionnaire de clôture

Bienvenue au questionnaire de clôture du projet Flexi

Les expériences du projet Flexi sont désormais terminées et nous vous remercions d'y avoir participé. Nous aimerions connaître votre avis sur quelques points spécifiques des expériences qui se sont déroulées dans le cadre de ce projet. Vos réponses sont importantes : elles nous permettront d'interpréter les résultats obtenus et d'améliorer les expériences en vue d'éventuels projets futurs.

Ce questionnaire ne demande pas plus de **5 minutes**.

Informations relatives au traitement des données :
Les informations collectées au travers de ce questionnaire seront traitées de façon strictement anonyme et confidentielle.
Les données seront utilisées uniquement pour des analyses scientifiques menées par des chercheurs académiques.
Les participants peuvent en tout temps demander l'effacement de leurs données.

Le projet Flexi comportait deux expériences distinctes.
Pouvez-vous indiquer à laquelle vous avez participé ?

- ○ Expérience 1 : Le prix de l'électricité était réduit tous les jours de 11h à 15h.
- ○ Expérience 2 : Un SMS indiquait chaque soir les heures de bas tarif pour le lendemain.

Vous souvenez-vous de ce qui a été demandé dans le cadre de l'expérience du projet Flexi ?

- ○ Réduire sa consommation d'électricité
- ○ Déplacer sa consommation d'électricité
- ○ Augmenter sa consommation d'électricité
- ○ Je ne me souviens plus

Pendant que l'expérience était en cours, avez-vous effectué des changements concernant votre consommation d'électricité ?

- ☐ Oui, du début à la fin de l'expérience
- ☐ Oui, mais surtout au début
- ☐ Oui, mais surtout les week-ends
- ☐ Oui, mais rarement
- ☐ Autre (précisez svp): _____
- ☐ Non, aucun changement

Concrètement, quelles mesures avez-vous prises ?
Plusieurs choix possibles

- ☐ Mise en marche du lave-vaisselle pendant les heures de bas tarif
- ☐ Mise en marche du lave-linge et/ou sèche-linge pendant les heures de bas tarif
- ☐ Passage de l'aspirateur pendant les heures de bas tarif
- ☐ Repassage pendant les heures de bas tarif
- ☐ Chargement des véhicules électriques (vélos ou voitures) pendant les heures de bas tarif
- ☐ Préparation des repas pendant les heures de bas tarif
- ☐ Extinction complète de certains appareils (au lieu du mode stand-by)
- ☐ Remplacement des ampoules classiques par des ampoules économiques
- ☐ Autre (précisez svp) : _____

Y a-t-il des raisons qui vous ont empêché-e ou découragé-e de modifier votre manière de consommer de l'électricité ?
Plusieurs choix possibles

- ☐ Je n'étais (nous n'étions) pas souvent à la maison durant les heures de bas tarif
- ☐ Un changement nécessite trop d'efforts
- ☐ Je fais (nous faisons) déjà beaucoup d'efforts pour limiter notre consommation
- ☐ Notre facture ne baissait pas suffisamment
- ☐ Autre (précisez svp) : _____

Comment évalueriez-vous votre effort pour modifier vos habitudes de consommation durant l'expérience ?

	1	2	3	4	5	6	7	
Très peu d'effort	○	○	○	○	○	○	○	Effort très important

Combien avez-vous économisé par mois (en moyenne) grâce à l'expérience ?
Indiquez votre meilleure estimation.

CHF: _____

Pensez-vous que vos efforts durant l'expérience ont été suffisamment rémunérés ?

- ○ Oui
- ○ Non

Durant l'expérience, avez-vous regardé les informations contenues dans vos factures d'électricité avec plus d'attention que d'habitude ?

- ○ Oui
- ○ Non

Comment jugez-vous les informations en lien avec le projet Flexi contenues dans les factures ?

	1	2	3	4	5	6	7	
Impossibles à comprendre	○	○	○	○	○	○	○	Très faciles à comprendre
Absolument inutiles	○	○	○	○	○	○	○	Très utiles

Depuis la fin de l'expérience, diriez-vous que votre consommation d'électricité est ...

- ○ ... restée comme elle était **pendant** l'expérience
- ○ ... revenue à ce qu'elle était **avant** l'expérience
- ○ ... entre ce qu'elle était avant et pendant l'expérience

Les autres membres de votre ménage étaient-ils au courant des horaires de tarification réduite (11h-15h) ?

- ○ Oui, tous.
- ○ Oui, certains.
- ○ Non
- ○ Je vis seul

Avez-vous correctement reçu et lu les SMS annonçant les périodes de bas tarif ?

- [ ] Oui, du début à la fin de l'expérience
- [ ] Oui, mais surtout au début
- [ ] Oui, mais surtout les week-ends
- [ ] Oui, mais rarement
- [ ] Autre (précisez svp) : _____
- [ ] Non, presque jamais

Avez-vous généralement communiqué les horaires de tarification réduite aux autres membres de votre ménage ?

- ○ Oui, à tous
- ○ Oui, à certains
- ○ Non
- ○ Je vis seul

Comment jugez-vous la manière dont les horaires de tarification réduite vous étaient communiqués ?

- [ ] Les SMS sont un bon moyen
- [ ] J'aurais préféré recevoir des emails
- [ ] J'aurais préféré être notifié au travers d'une application pour smartphone
- [ ] J'aurais préféré pouvoir consulter une page web
- [ ] Autre (précisez svp) : _____

Comment jugez-vous la fréquence et le timing des SMS ?

- ☐ La fréquence et le timing étaient bien adaptés
- ☐ Recevoir les horaires plus longtemps à l'avance aurait été plus facile/efficace
- ☐ Recevoir les horaires du jour le matin même aurait été plus facile/efficace
- ☐ Les SMS étaient trop fréquents/ennuyeux
- ☐ Autre (précisez svp) : _____

Selon vous, quel serait le meilleur moyen d'inciter les ménages à modifier et déplacer leur consommation d'électricité ?

_____

_____

_____

_____

_____

Si vous le désirez, vous pouvez maintenant laisser vos commentaires concernant le projet Flexi.

_____

_____

_____

_____

_____

Vous voici au terme de ce questionnaire.

En passant à la page suivante, vos réponses seront définitivement validées et vous serez redirigé(e) vers la page contenant les informations et résultats du projet.

Merci de votre participation !

L'équipe du projet Flexi

9.5 Annexe 5 : Formulation du modèle d'optimisation linéaire avec nombres entiers

Fonction objective:

$$TotCost = \sum_{t=1}^{T} [P_t^{IMP} C_t^{IMP} + P_t^{DIS} LCOE^{Sto}] \frac{TS_t}{3.6 \cdot 10^6} + R \cdot E^{sto} \cdot C^{sto}$$

Où
T : est le nombre de pas de temps sur la période considérée (35'040 soit un pas de temps toutes les 15 min).
P_t^{IMP} : est l'achat au temps *t* d'électricité du ménage depuis le réseau ([W])
C_t^{IMP} : est le coût d'achat de l'électricité (CHF/kWh)
P_t^{DIS} : est la puissance de décharge de l'élément de stockage
$LCOE^{Sto}$: est le coût par unité d'énergie déchargée de l'élément de stockage
TS_t : est la durée d'un pas de temps (900 s) le numérateur $3.6 \cdot 10^6$ est le facteur de conversion permettant de convertir des Ws en kWh
R : est le facteur d'annualisation des coûts d'investissement
E^{sto} : est la capacité de stockage (kWh)
C^{sto} : est le coût par unité de stockage (CHF/kWh)

Contraintes :

Equilibre des flux de puissance :

$$\boldsymbol{P_t^{IMP} - P_t^{CHA} + P_t^{DIS} = P_t^{LOAD}}$$

Où :
P_t^{CHA} : est la puissance de charge de l'élément de stockage
P_t^{LOAD} : est la demande en électricité du ménage

Energie stockée :

$$E_{t+1}^{sto} - \alpha E_t^{sto} - \mu^{CHA} P_{t+1}^{CHA} \frac{TS_t}{3.6 \cdot 10^6} + \frac{1}{\mu^{DIS}} P_{t+1}^{DIS} \frac{TS_t}{3.6 \cdot 10^6} = 0$$

Où :
E_t^{sto} : est l'énergie stockée au temps *t*
α : est le coéfficient de déperdition d'énergie (perte thermique d'un boiler, décharge d'une batterie en kWh/900s
μ^{CHA} : est l'efficacité de charge de l'élément de stockage
μ^{DIS} : est l'efficacité de décharge de l'élément

Etat de charge minimum et maximum de l'élément de stockage

$$-E_t^{sto} + SOC_{min}E^{sto} < 0$$
$$E_t^{sto} - SOC_{max}E^{sto} < 0$$

Où :
$SOC_{min,max}$: sont l'état de charge minimum et maximum (relatif à la capacité de stockage), typiquement 0 et 1

L'état initial et final de l'énergie stockée, E_0^{sto}, E_T^{sto} sont connus.

Puissance de charge/décharge maximale :

$$P_t^{CHA} - \gamma^{CHA}E^{sto} < 0$$
$$P_t^{DIS} - \gamma^{DIS}E^{sto} < 0$$

Où :
$\gamma^{CHA,DIS}$: sont les coefficients de puissances de charge/décharge de l'élément relatif à la capacité de stockage (W/kWh)

Variables de décisions :

Variables	Unités
$\boldsymbol{P_t^{IMP}\ t = 1 \ldots T}$	W
$\boldsymbol{P_t^{CHA}\ t = 1 \ldots T}$	W
$\boldsymbol{P_t^{DIS}\ t = 1 \ldots T}$	W
$\boldsymbol{E^{sto}}$	kWh

Paramètres :

Variables	Unités	Valeurs
$\boldsymbol{C_t^{IMP}}$	CHF/kWh	Haut tarif 0.3145, bas tarif 0.1245
$\boldsymbol{LCOE^{Sto}}$	CHF/kWh	0.05
R	(-)	1/25
$\boldsymbol{C^{sto}}$	CHF/kWh	150
$\boldsymbol{TS_t}$	S	900
$\boldsymbol{P_t^{LOAD}}$	W	Courbes de charge des smart-meters
$\boldsymbol{\alpha}$	1/900s	0.04
$\boldsymbol{\mu^{CHA,DIS}}$	(-)	0.94
$\boldsymbol{SOC_{min}}$	(-)	0.2
$\boldsymbol{SOC_{max}}$	(-)	0.8
$\boldsymbol{\gamma^{CHA,DIS}}$	(W/kWh)	1000

9.6 Annexe 6 : Questionnaire destiné aux propriétaires d'installations photovoltaïques

Projet FLEXI – Étude scientifique sur la consommation d'électricité

Afin de pouvoir réaliser cette étude sur les habitudes de consommation électrique des ménages possédant une installation photovoltaïque, nous avez besoin de quelques renseignements supplémentaires concernant votre installation.

*Required

Données personnelles

1. **Prénom** *

2. **Nom** *

3. **Adresse** *

Installation photovoltaïque

Précisions sur votre installation photovoltaïque

4. **Date de l'installation**

   Example: 15 December 2012

5. **Nombre d'orientations**
   Si votre installation couvre par exemple les faces est et ouest, veuillez choisir 2.
   Mark only one oval.

1	2	3	4	5
◯	◯	◯	◯	◯

6. **Puissance installée**
   Puissance installée des modules en W (exemple : 3000W). Si vous ne savez pas, vous pouvez préciser le nombre de modules (exemple : 10mod). En cas de multiple orientations, merci de séparer les réponses par une virgule (exemple E et W : 2000W,2000W)

7. **Orientation**
   Azimut de l'orientation de votre installation, par exemple 180 pour sud (0:N, 90:E, 135:SE, 180:S, 225:SW, 270:W). En cas de multiples orientations, merci de séparer les réponses par une virgule (exemple E et W : 90,270)

8. **Inclinaison**
   Inclinaison de votre installation/toit (0:plat, 90:vertical). En cas de multiple orientations, merci de séparer les réponses par une virgule (exemple E et W : 20,35)

9. **Disposez-vous du devis de votre installation photovoltaïque ?**
   Nous serions intéressés par la partie technique de ce document détaillant le nombre et type de module, onduleur, etc. Si vous disposez de ce document, merci de l'envoyer par mail à lionel.bloch@epfl.ch. De même si vous avez une photo de votre installation.
   Mark only one oval.
   - ◯ Oui
   - ◯ Non

Données de production photovoltaïque

Nous avons besoin de ces données pour déterminer quelle est la part de votre production que vous consommez.

10. **Disposez-vous de l'historique de votre production solaire sous forme de fichiers ?**
    Si oui, merci de l'envoyer par mail à lionel.bloch@epfl.ch.
    Mark only one oval.
    - ◯ Oui
    - ◯ Non

11. **Disposez-vous d'un portail vous permettant de visualiser votre production photovoltaïque et acceptez-vous de nous en transmettre l'accès ?** *
    Si oui, nous reprendrons contact par mail.
    Mark only one oval.
    - ◯ Oui
    - ◯ Non

Note

12. **Remarque**

Powered by
Google Forms