

Étude économique d'un micro-réseau avec panneaux solaires, batteries de stockage et véhicules électriques

par

Wafa EDDIOUI

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M. Sc. A

MONTRÉAL, LE 12 OCTOBRE 2021

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Wafa Eddioui, 2021



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY
CE RAPPORT DE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ
PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Louis-A Dessaint, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

Mme Hanane Dagdougui, co-directrice de mémoire
Département de génie électrique à l'École Polytechnique

M. Kamal Al-Haddad président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Pierre Jean Lagacé membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE <05 OCTOBRE 2021>

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je voudrais dans un premier temps remercier mon directeur de recherche, Monsieur Louis-A Dessaint pour sa disponibilité, sa patience et surtout ses judicieux conseils.

Je remercie également Madame Hanane Dagdougui, co-directrice de Recherche, qui a partagé ses connaissances et expériences dans ce milieu, tout en m'accordant une large indépendance dans l'exécution de ce projet

Je remercie toute l'équipe pédagogique de l'ÉTS et les intervenants professionnels responsables de ma formation, pour avoir assuré la partie théorique de celle-ci. Je tiens à remercier mon collègue le doctorant Nicolas Mary, qui m'a accompagné tout au long de ce projet, pour son accueil, sa disponibilité et soutien inconditionnel.

Je tiens tout particulièrement à remercier Monsieur Hassan Cherraj pour son encadrement, sa patience et son support sur le plan technique aussi bien que moral. Je tiens à remercier Dr Fadoul Souleiman, pour sa disponibilité et son encouragement. Je tiens aussi à remercier Dr Mohamed Chouak, pour son aide et ses conseils.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance à mes très chers parents et mon frère Said qui ont toujours été là pour moi, et pour leur soutien constant et leurs encouragements. Je remercie profondément mon mari et mes enfants qui m'ont soutenu au cours de la réalisation de ce mémoire et tout au long de mes études.

Enfin, je remercie toute ma petite et grande famille, et mes amis et je tiens à remercier toute personne qui m'a aidé de près ou de loin dans la réalisation de ce projet.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

Étude économique d'un micro-réseau avec panneaux solaires batteries de stockage et véhicules électriques

Wafa EDDIOUI

RÉSUMÉ

Avec la croissance de l'utilisation des énergies renouvelables dans les résidences et dans les bâtiments commerciaux en se basant sur des réseaux intelligents, il y a une possibilité d'offrir une variété de choix aux consommateurs dans la façon de gérer l'énergie entre les sources d'énergies vertes, et dans la gestion des stockages afin d'avoir meilleure efficacité aux moindres coûts. Beaucoup d'attentes pèsent sur les véhicules électriques au niveau des réseaux intelligents associés aux architectures V2G et V2B. Les véhicules électriques sont devenus le moyen le plus répandu et le plus fiable dans l'enjeu de l'émission Zéro. Pour cela, ce mémoire a pour objectif d'avoir des VÉ avec l'option V2B, dans le micro-réseau d'un bâtiment commercial, pour bien utiliser des énergies propres et réduire la consommation de l'énergie du fournisseur d'énergie et par la suite réduire les coûts. Désormais, il faut utiliser les VÉ pour le stockage de l'énergie électrique, quand il y a surplus par rapport à la demande du micro-réseau pour pouvoir l'utiliser quand on atteint les puissances maximales du réseau, en se basant sur l'optimisation de la puissance avec une répartition intelligente des énergies.

L'algorithme élaboré prend en compte les énergies vertes générées par la production des panneaux solaires photovoltaïques PV, l'utilisation du système de batteries de stockage d'énergie BESS pour l'effacement de puissance lors de pointes maximales, en plus d'utiliser les véhicules électriques avec l'option V2B pour pouvoir décharger les véhicules électriques dans le bâtiment qui contient le micro-réseau, quand il y a surplus par rapport à la puissance maximale, pour contribuer à l'effacement des pointes maximales atteintes par le réseau en cas de surplus. Les principales conclusions de ce mémoire peuvent être résumées comme suit (i) le calcul du nouveau Pic maximal de puissance se fait au fur et à mesure qu'on avance dans la journée, et se calcule à chaque 5 minutes, pour le mettre à jour, dans la prise de décision de recharge ou décharge des BESS et des VÉ, (ii) les utilisateurs des VÉ sont satisfaits, car la recharge du VÉ, est à 100% avant son départ en tout temps, (iii) les bâtiments commerciaux bénéficient d'une réduction du coût de la puissance, et en conséquent une réduction de la facture d'électricité, on parle d'une économie en coût de puissance pour le cas d'étude, campus ÉTS, soit un gain de l'ordre de 38,000 \$ pour l'année 2018, soit une baisse du coût de puissance de l'ordre de 5%. Par conséquent, les utilisateurs, les gestionnaires des bâtiments commerciaux et les fournisseurs d'électricité sont tous satisfaits. Les résultats ont été obtenus selon l'hypothèse suivante (i) La profondeur de décharge du VÉ est de 80%, ce qui respecte sa limite, et augmentera sa durée de vie, (ii) la profondeur de décharge des BESS est de 80%, ce qui respecte sa limite, et augmentera sa durée de vie.

Mots-clés : PV, BESS, V2B, V2G, véhicule électrique, batteries de stockage, panneaux solaires, énergies renouvelables.

Economic study of a micro-grid with solar panels batteries storage and electric vehicles

Wafa EDDIOUI

ABSTRACT

With the growth in the use of renewable energy in residential and commercial buildings relying on smart grids, there is an opportunity to offer a variety of choices to consumers in how to manage energy between the sources of green energy, and in storage management in order to be more efficient at lower costs. There are many expectations for electric vehicles in terms of smart grids associated with *vehicle to grid* (V2G) and *vehicle to building* (V2B) architectures. Electric vehicles have become the most widespread and reliable in the issue of zero emissions.

To this regard, the present thesis aims to have EVs with the V2B option, in the micro-grid of a commercial building, to properly use clean energies, reduce the energy consumption, and subsequently reduce costs. From now on, it is necessary to use the EVs for the storage of electrical energy, when there is surplus in relation to the demand of the micro-grid to be able to use it when the maximum powers of the grid are reached, based on the optimization of power with intelligent energy distribution.

The algorithm developed takes into account the green energies generated by the production of photovoltaic PV solar panels with the combination with : 1) a battery energy storage system for power cut-off during maximum peaks, and 2) electric vehicles with the V2B option to be able to unload the electric vehicles in the building that contains the micro-grid, when there is surplus in relation to the maximum power, to contribute to the erasure of the maximum peaks reached by the network in the event of surplus.

The main conclusions of this thesis can be summarized as follows (i) the calculation of the new maximum power peak is done as we advance in the day, and is calculated every 5 minutes, for update it, when making the decision to recharge or discharge BESS and EVs, (ii) EV users are satisfied, because EV charging is 100% before departure at all times, (iii) commercial buildings benefit from a reduction in the cost of power, and consequently a reduction in the electricity bill, we are talking about a saving in power cost for the case study, campus ÉTS, in the order of \$ 38,000 for the year 2018, a reduction in the power cost around 5%. Therefore, users, managers of commercial buildings and electricity suppliers are satisfied. The results were obtained under the hypothesis as follows (i) The EV's depth of discharge is 80%, which respects its limit, and will increase its lifetime, (ii) the BESS's depth of discharge is 80 %, which respects its limit, and will increase its lifetime.

Keywords: PV, BESS, V2B, V2G, electric vehicle, storage batteries, solar panels, renewable energies

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE, PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS	3
1.1 Introduction.....	3
1.2 Sources d'électricité.....	3
1.2.1 Sources non-renouvelables	3
1.2.1.1 Groupe électrogène diesel.....	3
1.2.1.2 Énergie nucléaire	4
1.2.1.3 Charbon.....	5
1.2.2 Sources renouvelables.....	5
1.2.2.1 Géothermie.....	5
1.2.2.2 Biomasse.....	6
1.2.2.3 L'énergie éolienne	6
1.2.2.4 L'énergie hydraulique.....	7
1.2.2.5 L'énergie solaire photovoltaïques (PV).....	7
1.3 Systèmes de tarification et coût d'électricité	9
1.3.1 Tarification résidentielle	9
1.3.2 Tarification commerciale.....	9
1.3.2.1 Tarification dynamique.....	10
1.3.2.2 Tarification en blocs	11
1.3.3 Tarification au Québec - Exemple tarif LG d'HQ	13
1.3.4 Gestion de la demande de puissance ou GDP par HQ.....	15
1.4 Exemple de facture: cas d'étude du campus ÉTS sans micro-réseau	15
1.5 Systèmes de micro-réseaux.....	20
1.5.1 Description et avantages	20
1.5.2 Micro-réseaux avec BESS	22
1.5.3 Micro-réseaux avec PV et BESS	27
1.5.4 Micro-réseaux et véhicules électriques.....	33
1.5.4.1 Introduction.....	33
1.5.4.2 Bornes de recharge.....	33
1.5.4.3 Types de véhicules rechargeables :	34
1.5.4.4 Modes de recharge/décharge des véhicules électriques VÉ	35
1.6 Problématique	36
1.7 Description du cas d'étude le campus de l'ÉTS	36
1.8 Objectif et plan des travaux de recherche	38
CHAPITRE 2 CAHIER DE CHARGE ET MODÉLISATION MATHÉMATIQUE D'UN MICRO-RÉSEAU.....	41
2.1 Introduction.....	41
2.2 Cahier de charge du projet	41
2.3 Modélisation mathématique d'un micro-réseau.....	42

2.3.1	Système solaire photovoltaïque (PV).....	42
2.3.2	Batteries de stockage (BESS)	43
2.3.3	Véhicules électriques (VÉ)	44
2.3.4	Puissance consommée par le campus ÉTS	46
CHAPITRE 3 SIMULATION DU MICRO-RÉSEAU AVEC PV ET BESS		49
3.1	Introduction.....	49
3.2	Analyse des résultats avec et sans micro-réseau PV + BESS.....	49
3.2.1	Journées avec faible consommation de puissance	50
3.2.2	Journées avec moyenne consommation de puissance.....	52
3.2.3	Journées avec grande consommation de puissance	55
3.3	Avantages du micro-réseau PV+BESS.....	58
3.4	Conclusion partielle	58
CHAPITRE 4 SIMULATION DU MICRO-RÉSEAU AVEC PV, BESS ET VÉ.....		59
4.1	Introduction.....	59
4.2	Implémentation des VÉ dans le micro-réseau	59
4.2.1	Cas de dépassement de puissance	61
4.2.2	Cas de bonus de puissance.....	61
4.3	Analyse de la performance du micro-réseau PV+BESS+VÉ	62
4.3.1	Fonctionnement avec performance élevée.....	63
4.3.2	Fonctionnement avec moyenne performance	64
4.3.3	Fonctionnement avec faible performance.....	69
4.4	Avantages de l'ajout des VÉ dans le micro-réseau.....	71
4.5	Conclusion partielle	72
CHAPITRE 5 ÉTUDE ÉCONOMIQUE DES GAINS DU MICRO-RÉSEAU PV+BESS+VÉ		73
5.1	Introduction.....	73
5.2	Calcul de la puissance à facturer.....	73
5.3	Calcul de la facture d'électricité	80
5.4	Gains économiques avec le micro-réseau PV+BESS+VÉ	81
5.5	Conclusion partielle	84
CONCLUSIONS ET TRAVAUX FUTURS.....		85
ANNEXE I CONSOMMATION DU CAMPUS SANS MICRO-RÉSEAU		89
ANNEXE II CALCUL DU PIC MAX VARIABLE APRÈS AJOUT DES VÉ.....		105
ANNEXE III SCÉNARIO ACHALANDAGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES.....		119
ANNEXE IV CODE PYTHON DU PROGRAMME DE SIMULATION		129
ANNEXE V VOITURE ÉLECTRIQUE		141

BIBLIOGRAPHIE.....	143
--------------------	-----

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Factures par mois pour l'année 2018 sans micro-réseau16
Tableau 1.2	Factures mensuelles pour l'année 2019 sans micro-réseau18
Tableau 5.1	Factures par mois pour l'année 2018 avec micro-réseau.....81
Tableau 5.2	Comparatif des factures par mois pour l'année 2018 avec et sans micro-réseau et gains attendus82

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Heures de consommation selon l'heure (Été et Hiver) Tirée du rapport d'énergie en Ontario (OER).....13
Figure 1.2	La puissance et l'énergie consommées par mois en 201818
Figure 1.3	Puissance et énergie consommées par mois en 2019.....19
Figure 1.4	Topologie du système de distribution électrique de (NU)23
Figure 1.5	Topologie du système de distribution électrique de (NU)24
Figure 1.6	Profil de charge du 20 avril 2016.....25
Figure 1.7	Topologie du micro-réseau avec BESS et PV30
Figure 1.8	Profils de charge du campus en journées de grande consommation Présentent Dagdougui et al. (2016).....32
Figure 1.9	Facturation mensuelle en journées de consommation maximale.....33
Figure 2.1	Micro-réseau avec panneaux solaires, batteries de stockage47
Figure 3.1	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 24/03/201851
Figure 3.2	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 01/04/201851
Figure 3.3	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 08/10/201852
Figure 3.4	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 01/01/201853
Figure 3.5	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 24/01/201854
Figure 3.6	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 05/03/201855
Figure 3.7	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS 03/07/2018 avec PV+BESS56
Figure 3.8	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS57
Figure 3.9	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 07/02/2018 avec PV+BESS57

XVIII

Figure 4.1	Logigramme du micro-réseau avec ajout des VÉ.....	60
Figure 4.2	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 06/02/2018 avec PV+BESS	63
Figure 4.3	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 06/02/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	64
Figure 4.4	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS 03/07/2018 avec PV+BESS	65
Figure 4.5	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 03/07/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	66
Figure 4.6	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS	67
Figure 4.7	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	67
Figure 4.8	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 07/02/2018 avec PV+BESS	68
Figure 4.9	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 07/02/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	68
Figure 4.10	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 05/07/2018 avec PV+BESS	69
Figure 4.11	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 05/07/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	70
Figure 4.12	Agrandissement du 2 ^{ème} Pic Max (zoom) pour la journée du 05/07/2018	70
Figure 5.1	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 01/1/2018 avec PV+BESS	74
Figure 5.2	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 01/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	74
Figure 5.3	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 02/1/2018 avec PV+BESS	75
Figure 5.4	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 02/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	76

Figure 5.5	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 03/1/2018 avec PV+BESS	77
Figure 5.6	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 03/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	77
Figure 5.7	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS	78
Figure 5.8	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	79
Figure 5.9	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 31/1/2018 avec PV+BESS	79
Figure 5.10	Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 31/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.....	80
Figure 5.11	Comparaison de la puissance consommée avant et après ajout micro-réseau en 2018.....	83
Figure 5.12	Comparaison du coût avant et après ajout micro-réseau en 2018.....	84

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

MPPT	Suivi du point de puissance maximale (en anglais <i>maximum power point tracking</i>)
CC	Courant Continu
CA	Courant Alternatif
PA	Panneaux solaires photovoltaïques
SOC	État de charge (en anglais <i>State of Charge</i>)
ÉTS	École de technologie supérieure
BESS	Système de stockage par batteries (en anglais <i>Battery Energy Storage System</i>)
VÉ	Véhicule électrique
V2B	Du Véhicule électrique au bâtiment (en anglaise <i>Vehicle to Building</i>)
CO ₂	Dioxyde de Carbone
EBESS	Capacité de stockage des BESS (en anglais <i>Energy of Battery Energy Storage System</i>)
DoD	Profondeur de décharge (en anglais <i>Depth of Discharge</i>)
PBAT	Puissance de la batterie
PBATmin	Puissance minimale de la batterie
PBATmax	Puissance maximale de la batterie
EEVD	Énergie Désirée du Véhicule électrique
t-depart, i	Heure de départ du véhicule électrique numéro i
V2G	Véhicule au Réseau principal (en anglais <i>Vehicle to Grid</i>)
P _{peak}	Puissance de pointe maximale ou puissance souscrite
PLS	Effacement de la pointe maximale de la charge (en anglais <i>Peak Load Shaving</i>)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

P	Puissance active en watt (W) ou (MW)
Q	Puissance réactive en volt ampère reactive (VAR)
V	Voltage en volt (V)
kWh	Energie électrique en kilo Watt-heure (kWh)
\$	Coût en dollars canadien

INTRODUCTION

Le Canada est classé 6^{ème} dans la production mondiale d'électricité. L'industrie de l'énergie canadienne a produit 641.1 térawattheures (TWh) d'électricité en 2018. La production par source d'énergie est répartie comme suit : 60% en hydroélectricité, 15% en nucléaire, 7% en charbon, 11% gaz/pétrole/autres, et 7% en énergies renouvelables non hydrauliques. 67 % de l'électricité au Canada provient de sources renouvelables et 82 % de sources non émettrices de GES,(Ressources Naturelles Canada, 2020).

Toutefois, Francoeur, L. G. (2008) rapporte, selon l'Agence internationale de l'énergie, que la consommation d'énergie des bâtiments représente environ 40 % de la consommation énergétique mondiale d'énergie. Ils sont responsables d'environ 24 % du total des émissions de CO₂. En Chine, le secteur du bâtiment représente environ 35% de la consommation totale d'énergie en 2020. Au Canada, la consommation d'énergie des bâtiments représentait environ 17% du total des émissions de CO₂. En 2011, 41 % de l'énergie primaire des États-Unis ont été consommés par les secteurs résidentiels et commerciaux, et comparativement 30 % pour le secteur industriel, 29 % de plus secteur des transports. Sur la consommation totale dans les secteurs des bâtiments, les maisons représentaient 54 % et les bâtiments commerciaux représentaient 46 %, selon le site de Wikipédia. Le parc de bâtiments commerciaux, institutionnels et des grands bâtiments d'habitations consommait, en 2015, environ 11,8 % de l'énergie du Québec. Cette consommation a connu une hausse de 48,4 % de 1990 à 2015. Cette consommation d'énergie du parc de bâtiments commerciaux et institutionnels a engendré l'émission de 6,3 % des GES au Québec en 2015. Ces émissions ont également connu une augmentation de l'ordre de 20,8 % entre 1990 et 2015, rapporte la Régie du bâtiment du Québec (2020).

L'objectif étant de réduire les émissions des gaz à effet de serre. En conséquence, plusieurs pays ont pris des initiatives spécifiques pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables et des technologies à faible consommation dans les bâtiments commerciaux, notamment l'Union européenne, les États-Unis et la Chine. Le gouvernement chinois a prêté attention aux

rénovations des bâtiments existants, et a fourni un soutien financier pour la gestion de l'énergie dans les grands bâtiments publics.

Par conséquent, en tant que principaux consommateurs d'énergie à la demande, les bâtiments représentent un champ potentiel pour contribuer à la réduction de la consommation d'énergie. La réduction de la consommation d'énergie dans les habitations et les bâtiments permet de diminuer les émissions de gaz à effet de serre (GES), de maintenir le confort des occupants et de réaliser des économies dans la facture énergétique, (Canada, 2020). Pour cela, le besoin d'intégrer les micro-réseaux dans les bâtiments commerciaux suscite de plus en plus d'intérêt.

Ainsi, le présent mémoire de recherche se propose de réaliser une étude économique d'un micro-réseau intégrant des véhicules électriques pour un bâtiment commercial afin de réduire la facture énergétique.

Pour effectuer ce travail, la structure suivante a été adoptée. Le premier chapitre constitue une synthèse de la revue de littérature et veille à introduire les concepts importants du mémoire, qui se basent sur les sources d'énergie électrique, la tarification et les systèmes de micro-réseaux. Ensuite, le deuxième chapitre présente le cahier de charge et la modélisation mathématique du micro-réseau avec véhicules électriques. Au troisième chapitre, le modèle du micro-réseau combinant les panneaux solaires PV et les batteries de stockage BESS est présenté. Notamment, les résultats de consommation de puissance avec et sans micro-réseau sont comparés et analysés. Dans le quatrième chapitre, les véhicules électriques (VÉ) sont intégrés dans le modèle de micro-réseau (PV+BESS). Les résultats de consommation de puissance avec et sans intégration des VÉ sont présentés. Au cinquième chapitre, une étude économique des gains du micro-réseau est détaillée. Ce dernier chapitre inclut un calcul des coûts de puissance électrique, ainsi qu'une comparaison des factures avant et après l'ajout du micro-réseaux (PV+BESS+VÉ) est élaborée pour donner plus de précisions sur la contribution du micro-réseau et les gains prévus sur la facturation. En dernier, dans la conclusion et travaux futurs, les avantages et les gains du modèle de micro-réseau proposé sont résumés, les principales conclusions et travaux futurs y sont abordés.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE, PROBLÉMATIQUE ET OBJECTIFS

1.1 Introduction

Dans ce chapitre, une brève description de quelques sources d'énergie est présentée, suivie d'une revue de littérature des travaux effectués pour établir un gain de puissance et l'intégration des énergies vertes dans les micro-réseaux. À l'issue de cette revue de littérature, les objectifs de recherche et le plan du projet sont élaborés.

1.2 Sources d'électricité

1.2.1 Sources non-renouvelables

1.2.1.1 Groupe électrogène diesel

Le groupe diesel est actuellement utilisé pour approvisionner l'électricité pour les sites isolés, pour couvrir la consommation électrique lors de pointes et surtout pour assurer la fiabilité d'approvisionnement en électricité dans les alimentations par des sources d'énergie intermittentes (c'est le cas pour les éoliennes). Le groupe électrogène entraîne une machine électrique par un moteur soit diesel ou essence. La machine est généralement constituée d'un moteur tournant à une vitesse fixe accouplé à un alternateur synchrone ou asynchrone Tounsi (2007). Un gouverneur de vitesse installé sur le moteur diesel maintient la fréquence du courant alternatif à la sortie. Il fonctionne en ajustant le flux de carburant au diesel afin de garder la vitesse du moteur ainsi que la vitesse du générateur constant. Le groupe électrogène présente beaucoup d'avantages, tels que la fiabilité, l'indépendance des conditions extérieures ainsi que la simplicité de son installation et son utilisation. Néanmoins, Tounsi (2007) précise que cette source stable et sûre présente quelques inconvénients remarquables, tels qu'un volume sonore qui ne change pas, peu importe le niveau de puissance demandé; un niveau d'émissions polluantes élevé; une nécessité d'un entretien permanent.

1.2.1.2 Énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est une source d'énergie qui n'émet pas de gaz à effet de serre. En 2019, le Canada a exporté 75 % de sa production d'uranium vers des réacteurs nucléaires dans le monde entier. L'énergie nucléaire est l'énergie produite par le noyau d'un atome. La fusion nucléaire, c'est-à-dire l'union des noyaux atomiques, est une forme d'énergie nucléaire. Une autre forme vient de la division (fission) des atomes lourds comme l'URANIUM. La probabilité que les atomes d'uranium naturel subissent une fission spontanée est très faible. Le cas échéant, une paire d'atomes plus légers, appelés produits de fission, se forme et deux ou trois neutrons (des particules subatomiques provenant du noyau d'origine) sont émis. Les réactions nucléaires sont fondamentalement différentes des autres réactions énergétiques. En effet, la combustion d'un combustible conventionnel ou le passage de l'eau dans un générateur hydroélectrique ne modifie pas les atomes, bien que, dans le cas des combustibles, ils se combinent chimiquement de nouveau. Par conséquent, la quantité de matière ne change pas. Dans le cas des réactions nucléaires, les atomes eux-mêmes sont modifiés et une petite quantité de matière est convertie en énergie, (Énergies 2020).

Pour comprendre comment les processus opposés que sont la fusion et la fission peuvent tous deux produire de l'énergie, il faut une connaissance du principe de la « courbe d'énergie de liaison » et de l'équation « $E = mc^2$ » d'Einstein. Les noyaux de tous les atomes sont formés de nucléons. Un nucléon peut être un proton, une particule subatomique possédant une charge électrique positive, ou un neutron, dont la charge est neutre. La masse de tout noyau est légèrement inférieure à la masse totale des nucléons qui le constituent. Cette différence, ou « défaut de masse », représente l'énergie de liaison des nucléons. D'après l'équation d'Einstein, selon laquelle l'énergie (E) égale la masse (m) multipliée par le carré de la vitesse de la lumière (c), même une très petite masse représente une énergie importante. Une masse de 100 kg entièrement convertie en énergie répondrait à l'ensemble des besoins énergétiques des Canadiens pendant un an, (Énergies 2020).

1.2.1.3 Charbon

Une centrale à charbon produit de l'électricité en utilisant la chaleur générée par la combustion du charbon. Le charbon est un combustible fossile d'origine organique. Il est le résultat de la transformation de résidus de forêts enfouis dans le sol depuis près de 300 millions d'années (ère carbonifère). Par enfouissement, sous l'effet de pressions et de températures élevées dues à la profondeur, les végétaux ensevelis se sont décomposés puis transformés en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone, appelée charbon. Il existe plusieurs catégories de charbon qui dépendent de la teneur en carbone, en soufre et en eau. Les centrales à charbon utilisent cette source d'énergie pour produire de l'électricité. Après avoir été trié et lavé, le charbon est brûlé dans une chaudière. La chaleur générée par cette combustion chauffe l'eau jusqu'à ce qu'elle se transforme en vapeur. Cette vapeur entraîne une turbine qui, associée à un alternateur, génère de l'électricité. Cependant, les centrales à charbon ont un impact négatif et lourd sur l'environnement. Elles rejettent du méthane (CH_4), des oxydes d'azote (les NO_x) et du gaz carbonique (CO_2). Lors de sa combustion, le charbon émet plus de gaz carbonique que le pétrole et a fortiori que le gaz naturel, (Énergies 2020)

1.2.2 Sources renouvelables

1.2.2.1 Géothermie

Même si la géothermie ne compte que pour environ 2 % des énergies renouvelables, faute d'un développement suffisant, sa production est en croissance depuis plus de 10 ans. La France dispose d'un potentiel géothermique important qui reste encore à développer en raison du caractère relativement non polluant de la production de cette énergie. Pour produire de l'électricité grâce au fonctionnement de la géothermie, il existe deux méthodes principales comme décrit ci-après.

La première technique de la géothermie est la géothermie naturelle à haute énergie, elle est réalisable dans les zones volcaniques, à la frontière des plaques lithosphériques, où les températures du sol peuvent avoisiner les 200 °C et réchauffer naturellement de gigantesques

poches d'eau. Cette eau, présente sous forme de liquide ou de vapeur dans les sous-sols, va permettre de faire tourner une turbine, qui, couplée à un alternateur, produira de l'électricité.

Pour la seconde méthode, appelée système géothermique stimulé, il s'agit de produire de l'électricité à partir de roches sèches, en injectant de façon artificielle de l'eau chaude dans le sous-sol (en creusant un puits, comme un puits canadien par exemple) pour qu'elle y soit réchauffée. Celle-ci s'infiltre en profondeur et augmente en température au contact de la roche, avant de céder sa chaleur à un fluide une fois en surface (via un échangeur), qui se transforme ensuite en vapeur, entraînant alors la turbine qui produit de l'électricité, (Énergies 2020).

1.2.2.2 Biomasse

L'énergie biomasse est la forme d'énergie la plus ancienne utilisée par l'homme depuis la découverte du feu à la préhistoire. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces matières (bois, végétaux, déchets agricoles, ordures ménagères organiques) ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières, dans des centrales biomasse.

La biomasse couvre environ 10 % des besoins énergétiques et 2 % de la consommation électrique dans le monde. En 2017, selon l'Agence internationale de l'énergie, la biomasse fournissait 481,5 TWh d'électricité, soit 1.9 % de la production mondiale d'électricité, (Énergies 2020).

1.2.2.3 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie du vent, dont la force motrice (énergie cinétique) est utilisée dans le déplacement de voiliers et autres véhicules ou transformée au moyen d'un dispositif aérogénérateur, comme une éolienne ou un moulin à vent. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable.

L'énergie éolienne est une source d'énergie intermittente qui n'est pas produite à la demande, mais selon les conditions météorologiques ; elle nécessite donc des installations de stockage ou de production de remplacement pendant ses périodes d'indisponibilité. La production électrique éolienne peut être prévue avec une assez bonne précision.

Pour la production d'énergie électrique, l'éolienne est couplée à un générateur électrique pour générer un courant continu ou alternatif. Le générateur est raccordé au réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système « autonome » avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage de l'énergie (Énergies 2020).

1.2.2.4 L'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est l'énergie fournie par le mouvement de l'eau, sous toutes ses formes : chutes d'eau, cours d'eau, courants marin, marée, vagues. Ce mouvement peut être utilisé directement, par exemple avec un moulin à eau (Énergies 2020).

L'énergie hydraulique est en fait une énergie cinétique liée au déplacement de l'eau comme dans les courants marins, les cours d'eau, les marées, les vagues ou l'utilisation d'une énergie potentielle comme dans le cas des chutes d'eau et des barrages. L'énergie hydroélectrique est la conversion de l'énergie hydraulique en électricité, (Énergies 2020).

1.2.2.5 L'énergie solaire photovoltaïques (PV)

L'énergie solaire photovoltaïque (ou PV) est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire grâce à des panneaux solaires photovoltaïques. En 2017, au niveau mondial, la production d'électricité solaire photovoltaïque atteignait 443.6 TWh, soit 1.7% de la production mondiale d'électricité; en 2018, elle est estimée à 585 TWh. L'Agence internationale de l'énergie estime qu'avec les installations existantes fin 2019, cette part est passée à 3% (5% en Europe), et prévoit qu'elle pourrait atteindre 16% en 2050. En 2019, cinq pays concentrent 69 % de la puissance installée photovoltaïque mondiale, notamment: la Chine

(32.6%), les États-Unis (12.1%), le Japon (10%), l'Allemagne (7.8%) et l'Inde (6.8%), (bruxelles, 2020).

Il faudrait théoriquement l'équivalent de la production d'une surface photovoltaïque de 100 000 km² (soit la superficie de l'Islande) pour couvrir la totalité des besoins mondiaux [avec le niveau de performance des cellules photovoltaïques actuelles], toujours selon le site de Solidor énergie. Un panneau est constitué de 3 zones, comme suit. 1). Une première couche de semi-conducteur (généralement du silicium) que l'on dope, c'est-à-dire qu'on ajoute d'autres atomes, contenant plus d'électron que le semi-conducteur d'origine afin de créer une couche de polarité négative (ex : phosphore pour le silicium), appelée de type n. 2). Une deuxième couche que l'on dope de façon à avoir une couche de polarité positive (ex : bore), appelée de type p. 3) Et entre les deux, une couche électriquement neutre que l'on appelle la jonction p-n.

On peut résumer l'effet photovoltaïque en 3 étapes. 1) Lors de l'impact des photons provenant du rayonnement solaire sur le panneau, ils transfèrent leur énergie aux électrons qui sont alors arrachés de leur atome et se déplacent librement. 2) Ceci entraîne la formation de paires « électrons-trous », l'un négatif et l'autre positif, qui cherchent à se recombiner. 3) La jonction p-n neutre aura pour effet de séparer les charges opposées. Les électrons négatifs sont forcés à passer par un circuit extérieur pour rejoindre les trous positifs créant ainsi un courant électrique continu, que l'on nomme aussi photo-courant. Et c'est autour de cette jonction, due à la différence de potentiel entre les couches, que se créera la tension électrique du panneau.

Le phénomène s'amplifie avec la quantité de lumière reçue jusqu'à ce que le panneau atteigne sa puissance nominale, on parle alors de puissance crête, exprimée en Watt-crête (unité spécifique au photovoltaïque). Elle correspond à la puissance que peut délivrer une cellule, un module ou un champ sous des conditions STC (Standard Test Condition) c'est-à-dire avec ensoleillement de 1000 W/m² et à une température de 25°C, (BERAUD-SUDREAU, 2016)

Dans le présent mémoire, on considère les panneaux solaires photovoltaïques (ou PV), vue que les coûts des panneaux solaires ne cessent de diminuer et que les technologies dans les PV sont de plus en plus performantes, et puisqu'on est dans le cas d'étude en milieu urbain.

1.3 Systèmes de tarification et coût d'électricité

1.3.1 Tarification résidentielle

La tarification résidentielle de l'électricité peut comprendre un abonnement à un fournisseur d'énergie électrique, un prix dépendant de la consommation facturée en kilowattheure ou kWh, des frais d'accès à l'électricité (exemples frais facturés lors d'une première installation ou d'un changement de fournisseur), avec en sus des taxes provinciales ou fédérales. Les tarifs peuvent différer selon les plages horaires et les périodes de l'année (selon les contrats). Ainsi trois modes de tarification peuvent être distingués :

- **tarification horaire** : le prix de l'énergie dépend de la tranche horaire au cours d'une journée, ce prix est défini à partir du coût moyen de production de l'électricité pendant cette tranche horaire;
- **tarification en temps réel** : le prix de l'énergie suit l'évolution du prix de marché de l'électricité, le client est informé à l'avance, afin qu'il ait la possibilité d'ajuster sa consommation ;
- **tarification avec périodes de pointe** : la tarification est établie selon l'heure d'utilisation, mais le prix peut être remplacé par un prix plus élevé défini à l'avance;
- **tarification fixe** : La tarification fixe est constituée de prix fixe qui ne varie pas. Au Québec on trouve, dans le cadre de cette tarification fixe, une tarification par blocs, les premiers kWh d'électricité consommés pour satisfaire les besoins de base d'un foyer sont peu chers. Les tranches de consommation élevées, qui sont jugées excessives, sont pénalisées par un prix du kWh plus élevé.

1.3.2 Tarification commerciale

On distingue dans la tarification commerciale, plusieurs types de tarification, mais la plus répandue est la tarification dynamique. Dans le prochain paragraphe, on présente une revue de littérature sur la tarification dynamique, qui est devenue un sujet d'actualité.

1.3.2.1 Tarification dynamique

La tarification dynamique est l'un des domaines de recherche émergents de l'industrie de l'électricité au détail. C'est une gestion de la demande qui peut réduire la charge maximale de pointe en appliquant des tarifications à prix variables et à différents moments selon la demande.

Selon le (CIA World Factbook Cia.gov (2016), la capacité installée pour la génération de puissance et la production d'électricité aux États-Unis en 2012, était de 1.063 millions MW, tandis que celle d'une économie en croissance rapide, tel que l'Inde était de 254,700 MW. Si on suppose que 5% des capacité installées servent à répondre à la demande de pointe alors on aura pour les ÉTATS-UNIS 53 150 MW, comparée à 12 735 MW en Inde.

Si on considère (U.S. Energy Information Administration) Eia.-gov (2016) des données sur les coûts d'investissement d'une centrale électrique d'énergie axée sur le gaz naturel, on constate que d'énormes investissements d'environ 54.37 milliards USD aux États-Unis et 13.03 milliards de dollars en Inde sont dépensées en installant de telles capacités de charge maximales de pointe. Les puissances maximales appelées (Pics) dans les profils de charge sont le résultat d'une demande non réglementée, et une énorme capacité à ajouter pour répondre à la charge maximale de pointe. Cette capacité de charge maximale reste inactive pendant les périodes creuses, entraînant une perte d'efficacité du système. La tarification dynamique peut déplacer la demande de pointe à des périodes creuses (hors pointe) et aider à éviter de grands investissements en capital. Les détaillants d'électricité utilisent généralement un tarif fixe ou tarif par blocs.

Dans le premier cas, les prix restent inchangés et indépendants de la demande. Dans le deuxième cas, le taux par unité (pu) augmente ou diminue selon la croissance des blocs de consommation d'électricité. Les coûts de génération pour satisfaire des demandes maximales sont hauts en comparaison avec ceux pour les périodes creuses. Les périodes de pointe maximale ont des coûts d'opération plus hauts que les unités de charge de base. Les prix d'électricité ne reflètent pas les coûts réels de la génération et de la distribution.

La tarification dynamique permet de réduire la demande de pointe maximale, offrant ainsi la possibilité au consommateur de réduire sa facture d'électricité à un niveau de consommation constant, en changeant son profil de consommation. Elle est économiquement et techniquement l'une des stratégies de gestion de la demande implémentée dans diverses industries, tel que la télécommunication et la vente au détail en temps réel, mais ne sont pas largement utilisés dans les secteurs de vente au détail de l'électricité. Dutta et Mitra (2017) précisent qu'aucune revue de littérature sur les aspects multiples de tarification dynamique d'électricité n'a été faite plus tôt. Ces auteurs ont essayé d'aborder cet écart avec une étude qui regroupe une enquête sur 109 œuvres publiées qui traitent les aspects multiples de tarification dynamique. Les décisions liées à l'optimisation des prix, des calendriers de consommation, du nombre de segments du marché, d'utilisation de stockage d'énergie et des calendriers de génération ouvrent plusieurs opportunités de recherche dans le domaine de recherche opérationnelle. Dutta et Mitra (2017) posent la question suivante : quels sont les différents aspects relatifs à la tarification dynamique d'électricité, car bien que les chercheurs voient l'étude de tarification dynamique d'électricité comme utile et intéressante, des organismes réglementaires, des fournisseurs et des clients sont restés loin du déploiement à grande échelle de ce concept. Il y a des doutes quant aux bénéfices potentiels sur les coûts d'implémentation et une crainte d'une hausse excessive du côté des clients. La faisabilité de l'application de tarification dynamique dépend de la technologie et des clients et des organismes de réglementation bien instruits ajoute Dutta et Mitra (2017). Pour résumer, Dutta et Mitra (2017) précisent que la tarification dynamique peut être utile pour les clients, en termes d'économie monétaire; pour les fournisseurs : par la réduction d'investissements pour les capacités maximales, des opérations mieux planifiées et des prix qui reflètent les coûts; pour les producteurs, reporter des décisions d'investissement grâce à un nivellement de la charge maximale des heures de pointes aux heures creuses.

1.3.2.2 Tarification en blocs

Dans ce paragraphe, on va expliquer comment les fournisseurs d'électricité facturent leurs clients, dans le cas de tarification en blocs, qui change selon l'heure, le jour et la saison. Dans

le rapport d'énergie de l'Ontario, OER (Ontario Energy Report) de 2019, les tarifs est établi selon l'heure d'après la grille tarifaire réglementée (GTR) en accord avec le mandat qui lui a été assigné en vertu de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). En effet, la CEO a établi une grille tarifaire (GTR) qui offre aux clients résidentiels et aux petites entreprises des tarifs stables et prévisibles pour l'électricité, encourage les économies d'énergie et garantit que le prix payé par les clients reflète le prix payé aux centrales. La grille tarifaire GTR est établie selon la prévision du coût de l'approvisionnement pour les clients bénéficiant de la GTR sur l'année à venir et la détermination des tarifs qui recouvriront ces coûts prévisionnels des clients admissibles. Les clients équipés de compteurs électriques « intelligents » admissibles capables de déterminer à quel moment est consommée l'électricité dans la journée paieront la GTR d'après la structure de tarifs selon l'heure.

Les tarifs pour cette grille se basent sur trois périodes horaires par jour de la semaine. Ces périodes, illustrées dans la figure ci-dessous, sont appelées période creuse, période médiane et période de pointe. Les créneaux horaires de la période médiane et de la période de pointe diffèrent selon les mois d'été et d'hiver afin de s'aligner avec les habitudes de consommation électrique de ces saisons. Selon le rapport d'énergie de l'Ontario OER, les périodes d'utilisation de cette grille tarifaire par blocs sont différentes l'été et l'hiver pour refléter les variations saisonnières dans la consommation d'électricité par les abonnés.

L'été, la consommation d'électricité est plus forte pendant les moments les plus chauds de la journée, quand les climatiseurs fonctionnent au maximum. L'hiver, lorsque la luminosité est moindre, les pics de consommation apparaissent deux fois par jour : Le premier le matin, quand les gens se réveillent et allument leurs lumières et appareils, et le deuxième le soir, quand les gens rentrent du travail, tel qu'indiqué sur la Figure 1.1.

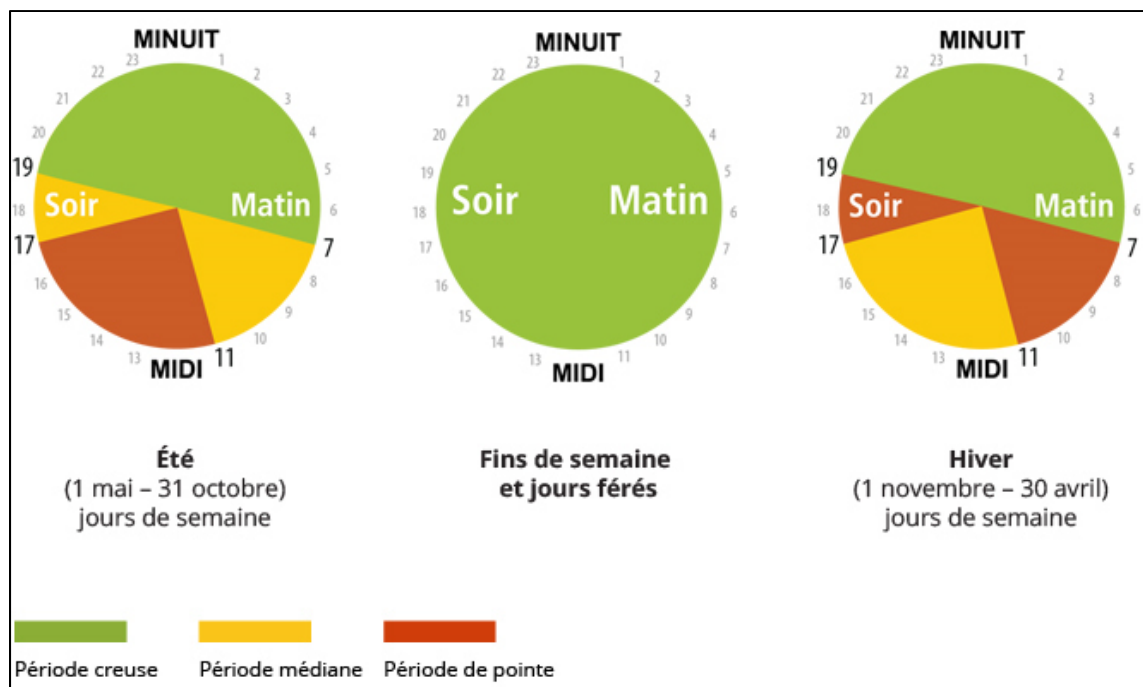


Figure 1.1 Heures de consommation selon l'heure (Été et Hiver)
Tirée du rapport d'énergie en Ontario (OER)

On passe au prochain paragraphe à la tarification selon une puissance maximale souscrite, le cas de la tarification LG d'HQ, sera détaillé.

1.3.3 Tarification au Québec - Exemple tarif LG d'HQ

Selon le site d'Hydro-Québec, la clientèle de grande puissance est facturée par le tarif LG. Le tarif LG s'applique dans le cas d'un abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts (kW) ou plus, et qui n'est pas lié principalement à une activité industrielle. Le tarif LG comporte deux éléments de facturation, un montant pour l'énergie en kilowattheures (kWh), consommée pendant la période visée; un montant pour la puissance à facturer en kilowatts (kW). Le tarif LG est un tarif mensuel, c'est-à-dire que le montant facturé pour la puissance est établi en fonction d'une période de 30 jours. Le prix en vigueur pour le tarif LG est comme suit: prix de l'énergie 3.43 ¢/kWh; prix de la puissance 13.14 \$/kW.

Le calcul de la facture pour le tarif LG est comme suit. Pour l'énergie, à la fin de chaque mois, Hydro Québec relève le compteur afin de connaître la quantité d'énergie achetée par le consommateur. Cette énergie, exprimée en kWh, est alors facturée au prix en vigueur soit de 0.0343\$/kWh. Ce prix est fixe et ne change qu'une fois par année pour suivre l'inflation. Aucune pénalité ou crédit particuliers ne sont accordés au consommateur qui consommerait beaucoup ou qui au contraire s'appliquerait à réduire ses consommations. Ainsi, dans le cadre d'implantation d'énergie solaire, les gains sont relativement faibles. Que l'on produise 1kWh en période de pointe ou en période creuse, cela ne rapportera que 3.43¢.

Pour la puissance, Hydro Québec réalise des moyennes sur 15 minutes toutes les 5 minutes des puissances appelées par le bâtiment tout au long du mois. À la fin du mois, la moyenne la plus élevée sera « la puissance facturée ». Celle-ci est au minimum égale à la puissance souscrite (soit 5MW) ou supérieure à celle-ci. Cette puissance facturée, exprimée en kilowatt (kW), est alors multipliée par le prix de la puissance en vigueur qui est de l'ordre de 13.14\$/kW. Ainsi, si le bâtiment demande une puissance de 6000kW pendant 15 minutes sur le mois considéré, il sera facturé de $6000 \times 13.14 = 78,840\$$, comparée à $5000 \times 13.14 = 65,700\$$ s'il n'avait pas effectué de dépassement. Soit une différence de 13,140\$ de plus sur la facture à la fin du mois.

Il est donc important pour le consommateur de maintenir ses consommations les plus proches possible de la puissance souscrite afin de ne pas payer le dépassement. C'est pourquoi le besoin de faire l'écrêtement de puissance, connu sous PLS (Peak Load Shaving). Les différents systèmes de tarification permettent de connaître la facture d'électricité pour une installation avec le micro-réseau étudié. Dans ce mémoire, le cas d'étude est le campus de l'ÉTS, ayant une tarification LG d'Hydro-Québec (HQ). On procède au calcul et l'explication de la facture du campus pour l'année 2018, en se basant sur des factures réelles.

1.3.4 Gestion de la demande de puissance ou GDP par HQ

L'option gestion de la demande ou GDP d'Hydro-Québec, destinée à la clientèle d'HQ, stipule que si le client adhère à l'option GDP, il obtient un crédit s'il réduit son appel en puissance pendant les événements de pointe critique à la demande d'Hydro-Québec, annonce le site d'Hydro-Québec.

Avant chaque événement de pointe critique, le client reçoit un avis par courriel indiquant la date ainsi que l'heure de début et de fin de l'événement. À la fin de la période d'hiver, un crédit, établi par tranches de réduction, est offert au client pour chaque kilowatt de puissance réduite, à condition que la réduction moyenne soit au moins 15 kW. Ce crédit est appliqué directement à la facture du client, ajoute le site d'Hydro-Québec.

Les événements de pointe critique peuvent avoir lieu du lundi au vendredi, de 6h à 9h et de 16h à 20h, entre le 1^{er} décembre et le 31 mars inclusivement, à l'exclusion des 24, 25, 26 et 31 décembre, des 1^{er} et 2 janvier ainsi que du Vendredi saint et du lundi de Pâques, quand ces jours sont en périodes d'hiver, précise le site d'Hydro-Québec

Dans le cas du campus de l'É.T. S, si la réduction de puissance moyenne est de 250kW, alors le crédit s'élèvera à près de 16 000\$.

1.4 Exemple de facture: cas d'étude du campus ÉTS sans micro-réseau

Le calcul de la facture du campus ÉTS avant ajout micro-réseau pour toute l'année 2018 se fait comme suit : Le calcul pour chaque mois, comprend la puissance maximale atteinte soit 5000kW ou plus. En plus l'énergie totale consommée durant le mois.

Le calcul du coût de la puissance totale consommée par mois est égal à la puissance maximale atteinte pour le mois multipliée par le coût du kW (13.26\$/kW), multipliée par le nombre de

jours, puis multipliée par 24, pour avoir le total en heures et divisée par 720, (30 jours x 24heures) pour avoir des mois à 30 jours, pour toute l'année.

Tel que déjà expliqué dans le système de facturation LG de Hydro-Québec, le campus de l'ÉTS étant client du tarif LG HQ, bénéficie du crédit d'alimentation, qui est calculé comme suit : la puissance maximale atteinte pour le mois multipliée par le crédit accordé pour chaque kW (-0.981\$/kW), multipliée par le nombre de jours, puis multipliée par 24 heures, pour avoir le total en heures et ensuite divisée par 720, (30 jours*24heures) pour avoir des mois à 30 jours, pour toute l'année. Le crédit de rajustement pour perte de transformation, est calculé comme suit : la puissance maximale atteinte pour le mois multipliée par le crédit accordé pour chaque kW (-0.1776\$/kW), multipliée par le nombre de jours, puis multipliée par 24 heures, pour avoir le total en heures et ensuite divisée par 720, (30 jours*24heures) pour avoir des mois à 30 jours, pour toute l'année.

Le calcul du coût de l'énergie totale consommée par mois est égal à consommation totale d'énergie en kWh multipliée par le prix du kWh soit 0.0346\$. La facture totale avant taxes est la somme de tous les coûts et crédits et donne en dollars le montant de facture \$, et les détails ci-dessous sont résumés dans Tableau 1.1.

On constate que la puissance consommée par mois est, tout le temps, au-dessus de la puissance souscrite (5000 kW), le minimum est enregistré pour le mois d'avril de 5116.80 kW suivi des mois de printemps (mars et mai) en dessous de 5400 kW. Par la suite la consommation augmente au-dessus de 5400 kW pour tous les autres mois de l'année. Le maximum est enregistré pour le mois de juillet de 6043.30 kW, pour un coût de puissance de 82 805.30\$. Cela donne un pic de puissance supérieur à la puissance souscrite de 5000 kW, soit un dépassement de 1 043.30 kW correspondant à une augmentation de la facture du mois de juillet de 16 505.30 \$ comparée à $5000 \text{ kW} \times 13.26 \text{ \$/kW} = 66,300\$$.

Tableau 1.1 Factures par mois pour l'année 2018 sans micro-réseau

Mois de 2018	Nbre h/mois	Puissance sans micro-réseau (kW)	Énergie kWh	Coût puissance (13.26\$/kW)	Crédit alimentation (-0.981\$/kW)	Crédit perte de transformation (-0.1776\$/kW)	Consommation d'énergie, kwh (0.0346\$/kWh)	Total facture en \$ avant taxes
janvier	744	5,932.80	3353592.00	81,291.23	-6014.08	-1088.79	116,034	190222.64
février	672	5,616.00	2855203.20	69,503.62	-5142.01	-930.91	98,790	162220.73
mars	744	5,308.80	3027110.40	72,741.18	-5381.53	-974.27	104,738	171123.40
avril	720	5,116.80	2833881.60	67,848.77	-5019.58	-908.74	98,052	159972.75
mai	744	5,281.40	2750993.00	72,365.74	-5353.76	-969.24	95,184	161227.10
juin	720	5,906.10	2572186.00	78,314.89	-5793.88	-1048.92	88,998	160469.71
juillet	744	6,043.30	2986954.00	82,805.30	-6126.09	-1109.07	103,349	178918.75
août	744	5,627.30	2851365.00	77,105.26	-5704.39	-1032.72	98,657	169025.38
septembre	720	6,006.60	2592147.00	79,647.52	-5892.47	-1066.77	89,688	162376.56
octobre	744	5,460.00	2626607.00	74,812.92	-5534.80	-1002.02	90,881	159156.70
novembre	720	5,664.00	2929069.00	75,104.64	-5556.38	-1005.93	101,346	169888.12
décembre	744	5,529.60	3109524.00	75,766.58	-5605.36	-1014.79	107,590	176735.96
total	8,760	67,492.70	34488632.20	907,307.63	-67124.34	-12152.17	1,193,307	2021337.79

Le tableau 1.1 donne la puissance et l'énergie consommées par mois en 2018, on constate que la consommation moyenne en puissance dépasse 5.5 MW, et que la consommation moyenne en énergie atteint presque 3 GWh. La puissance totale consommée par le campus en 2018 est de 67,492.70 kW. Le coût total de la puissance payée en 2018 est de 907,307.63 \$. Si on arrive à effacer complètement le Pic maximal et garder la puissance maximale à la puissance souscrite. Il s'agit d'économiser plus de 7000 kW pour 2018 ce qui donne un équivalent d'économie en argent de plus de 99 000 \$ pour la puissance consommée ($7,492.70 \text{ kW} \times 13.26\$ = 99,343.92 \$$).

Le Tableau 1.2 présente le calcul de la facture, donnant les détails de la puissance consommée par le campus avant le micro-réseau pour les mois de l'année 2019, à titre indicatif pour comparer les prix entre les deux années, mais sans les prendre en considération dans le calcul après ajout du micro-réseau vu que les données sur la base de données obtenues sont celles pour l'année 2018 seulement.

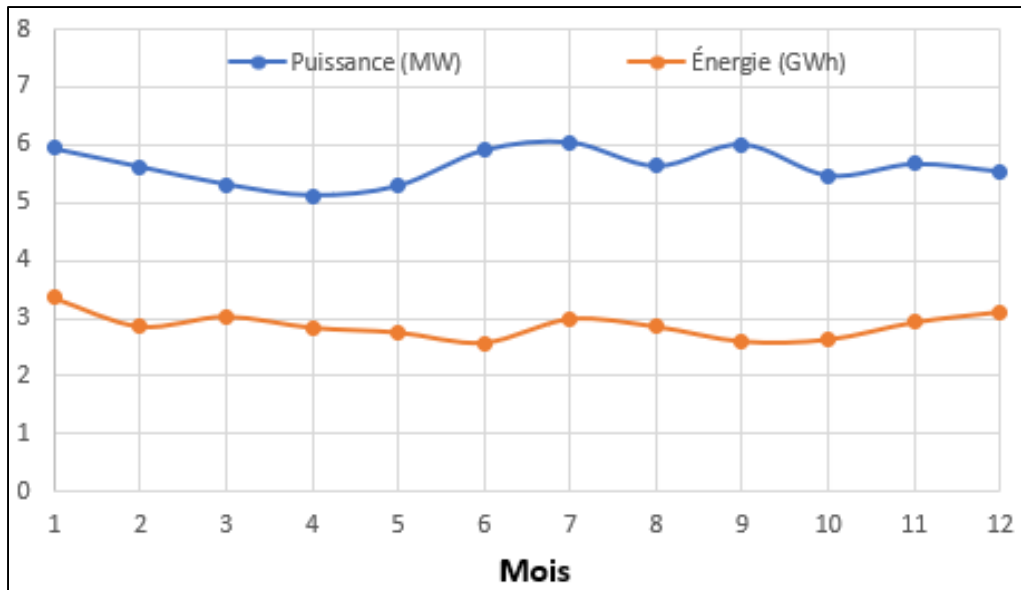


Figure 1.2 La puissance et l'énergie consommées par mois en 2018

Tableau 1.2 Factures mensuelles pour l'année 2019 sans micro-réseau

Mois 2019	Nombre heures/mois	Puissance kW	Énergie kWh	Coût puissance (13.26\$/kW)	Crédit alimentation (-0.981\$/kW)	Crédit perte de transformation (-0.1776\$/kW)	Consommation d'énergie, kWh (0.0346\$/kWh)	Total en \$ avant taxes
Janvier	744	6 346	3 467 097	86 947,41	-6432,53	-1164,54	119 961,56	199 311,89
Février	672	6 134	3 016 462	75 919,33	-5616,66	-1016,84	104 369,59	173 655,42
Mars	744	5 894	3 137 981	80 765,07	-5975,15	-1081,74	108 574,14	182 282,32
Avril	720	5 326	2 880 275	70 622,76	-5224,81	-945,90	99 657,52	164 109,57
Mai	744	5 280	2 863 214	72 346,56	-5352,34	-968,99	99 067,21	165 092,45
juin	720	6 067	2 994 811	80 448,42	-5951,73	-1077,50	103 620,45	177 039,65
juillet	744	6 564	3 653 059	89 939,93	-6653,93	-1204,63	126 395,85	208 477,23
août	744	6 020	3 336 977	82 486,04	-6102,47	-1104,79	115 459,40	190 738,17
septembre	720	5 981	2 992 663	79 308,06	-5867,36	-1062,23	103 546,15	175 924,62
octobre	744	5 357	3 059 582	73 401,61	-5430,39	-983,12	105 861,55	172 849,66
novembre	720	6 096	3 357 494	80 832,96	-5980,18	-1082,65	116 169,31	189 939,44
décembre	744	6 518	3 557 599	89 315,12	-6607,70	-1196,26	123 092,93	204 604,09
Total	8 760	71 584	38 317 215	962 333,27	-71195,24	-12889,17	1 325 775,65	2 204 024,51

On constate que la puissance maximale atteinte par mois dépasse la puissance souscrite (5000kW), avec un minimum enregistré pour le mois de mai de 5280 kW, avril et mai en dessous de 5400kW. Par la suite la consommation augmente au-dessus de 5400kW, et le maximum enregistré pour le mois de juillet est de 6564 kW. La consommation totale en puissance par le campus en 2019 est de 71,583.80 kW. Le coût total de la puissance payée en 2019 est de 962,333.27 \$. La comparaison de consommation de puissance par le campus entre

les deux années 2018 et 2019, montre que la puissance maximale atteinte ne fait qu'augmenter, et l'augmentation est toujours liée aux mois d'été et d'hiver (avec la consommation élevée en climatisation et en chauffage respectivement), le mois avec la plus grande consommation reste le mois de juillet.

La Figure 1.3 donne la puissance et l'énergie consommées pour chaque mois en 2019, et résume les détails du Tableau 1.2, on constate que la consommation moyenne en puissance borde 6 MW, et que la consommation moyenne en énergie dépasse 3 GWh.

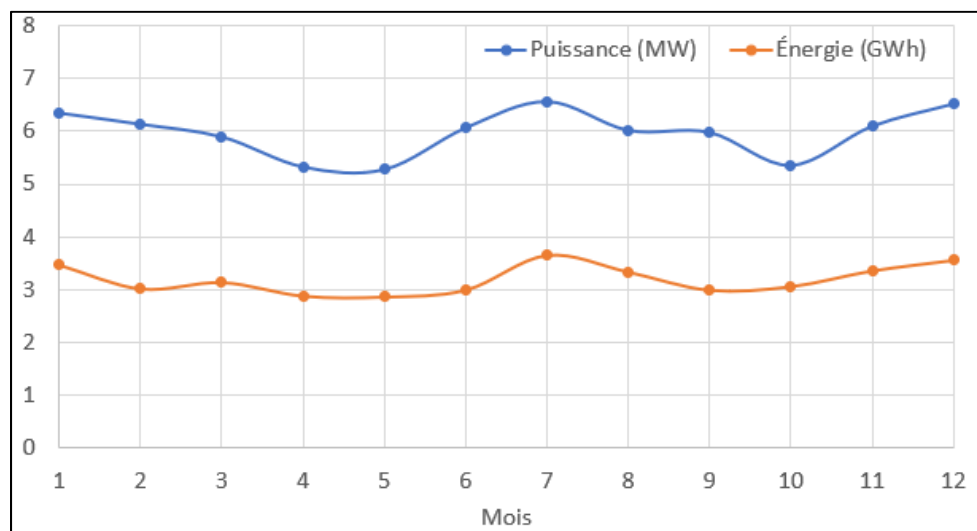


Figure 1.3 Puissance et énergie consommées par mois en 2019

Le coût annuel de la puissance s'élève à un million de dollars. La puissance moyenne consommée par le campus, par mois, pour l'année 2018, est de l'ordre de 5600 kW, soit un dépassement de la puissance souscrite (de 5000 kW) de 600 kW par mois. Le coût de la puissance étant de 13.26\$/kW, on parle d'un coût de dépassement proche de 8,000\$/mois. Pour toute l'année 2018, on parle d'un coût de dépassement de $8000 \times 12 = 96\,000$, soit un coût de l'ordre de cent mille dollars de plus, ce qui apparaît relativement cher. Alors, il faut éviter les dépassements pour payer moins cher, et l'une des solutions est l'utilisation des micro-réseaux avec des panneaux solaires PV et des batteries de stockage BESS.

1.5 Systèmes de micro-réseaux

1.5.1 Description et avantages

Comme son nom l'indique, le micro-réseau (*microgrid* en anglais) est une version réduite d'un réseau électrique classique. Pour pouvoir fonctionner, un micro-réseau doit comporter 3 éléments indispensables. Premièrement, une installation de production d'énergie locale pour assurer son autonomie en cas de déconnexion du réseau public (exemple: panneaux photovoltaïques, éoliennes, biomasse, ou turbine hydro-électrique). Deuxièmement, un système de stockage par batteries (ou BESS) pour le stockage de l'énergie. Les BESS peuvent fonctionner de manière bidirectionnelle par l'intermédiaire d'un convertisseur. Plusieurs types de batteries existent, et se distinguent par leurs puissances nominales, coûts, durées de vie et cycles de recharge. Troisièmement, un système de gestion intelligente pour assurer l'équilibre constant entre production et demande d'électricité. Car, les micro-réseaux ne transmettent pas seulement de l'énergie mais aussi des informations. Ce système de gestion tient compte des puissance maximales de pointe de la demande; des systèmes de tarification, tels que le moment de la journée; et aussi des conditions météorologiques; en plus de la capacité de production des éoliennes, panneaux solaires et des centrales hydrauliques.

Dans le but d'utiliser l'énergie de la façon la plus efficace et au meilleur prix possible, et pour assurer l'équilibre constant entre production et demande d'électricité, le système de gestion peut décider par exemple de déconnecter le micro-réseau du réseau général, de lancer la décharge/recharge d'un véhicule électrique ou la décharge/recharge des batteries, selon les circonstances, selon le site de Énergide de Bruxelles

Plusieurs études considèrent que l'utilisation des micro-réseaux avec des énergies vertes, permet de réduire le coût d'exploitation quotidien, en plus de réduire les émissions des gaz à effet de serre. Par exemple, selon (XiaolongJin, 2017), la méthode de gestion de l'énergie est rentable à la fois pour le micro- réseau et pour le réseau externe. Selon Andrić et al. (2017) le passage des réseaux conventionnels aux réseaux intelligents et micro-réseaux est une direction

de développement intéressante pour améliorer le système électrique. Cette technologie introduisant des micro-réseaux au sein de bâtiments commerciaux propose l'intégration des ressources d'énergie renouvelable telles que le photovoltaïque, l'énergie éolienne et la biomasse. (Tidjani et al. (2017)) explique que l'économie des pays en voie de développement d'Afrique centrale est en forte croissance et, par conséquent, la demande d'électricité dans les bâtiments résidentiels, commerciaux et industriels est énorme. Afin de répondre à la demande d'électricité dans le cadre de développement durable et environnemental, l'intégration de l'énergie renouvelable avec la centrale électrique est devenue primordiale, afin de pouvoir écrêter la puissance maximale de charge (PLS), expliqué dans le paragraphe suivant.

L'écrêtement de la puissance maximale (Peak Load Shaving, PLS) consiste à éliminer les pics dans le profil de charge au sein de bâtiments avec micro-réseaux. Le (PLS) apportera non seulement des avantages économiques significatifs au propriétaire du bâtiment, mais permettra également au réseau d'éviter les problèmes d'instabilité du réseau et d'augmenter la fiabilité sur le réseau. Les mesures PLS adoptées par les clients des services publics peuvent avoir de nombreuses configurations, et dépendent fortement du système de tarification établi avec le fournisseur d'électricité. Généralement, la production d'électricité sur site et BESS peut aider à réduire la demande de puissance ou d'énergie du bâtiment, en utilisant la production sur site pendant les périodes de pointe. Et en stockant l'électricité excédentaire durant les périodes de faible demande. En particulier, les PLS basés sur BESS peuvent permettre à l'installation de stocker de l'énergie aux heures creuses ou en période de faible demande, et d'injecter de l'énergie dans le réseau du bâtiment pendant les périodes de forte demande (lors de pointe maximale ou périodes de forte consommation).

PLS permet à l'installation de réduire la charge de pointe sans limiter l'utilisation réelle de l'énergie dans les bâtiments. BESS est à la fois rentable pour le fournisseur de service d'électricité et le client. Le bon dimensionnement de BESS pour l'écrêtement de puissance de pointe maximale est un défi majeur, selon les différentes études dans la revue de littérature, car cela dépend de nombreuses conditions telles que les conditions météorologiques locales, la stratégie d'exploitation choisie et des données économiques liées aux coûts d'investissement,

de maintenance et d'exploitation. En outre, il est important de mentionner que la stratégie de gestion de l'alimentation affectera fortement la durée de vie des différents BESS.

L'objectif principal des études proposées dans la revue de littérature est de trouver la taille appropriée du BESS qui maximise les avantages annuels du campus universitaire pour de l'écrêtage de la puissance maximale de pointe, tel que sera détaillé ci-après.

1.5.2 Micro-réseaux avec BESS

L'intégration des batteries de stockage dans un micro-réseau permet de stocker de l'énergie pour optimiser la puissance consommée, et ainsi réduire les coûts d'électricité d'un bâtiment commercial. Le problème d'optimisation de la puissance consommée par les micro-réseaux a fait l'objectif de plusieurs recherches. Dont plusieurs études avec l'utilisation de la production des panneaux solaires photovoltaïques pour l'effacement des pointes maximales de puissance (pics). Dans sa recherche, (Tidjani et al. (2017)) fait la conception, l'analyse et le contrôle d'un modèle de système photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPVS). Quant à lui, (Ahmad et Schmid, 2001) explique que le gouvernement de son pays (l'Égypte) soutient la production solaire, surtout que la quantité de rayonnement solaire que l'Égypte reçoit tout au long de l'année, équivaut à 3500 h par an de rayonnement solaire de haute intensité. La méthode introduite par (Rameen, (2016)) permet à l'utilisateur de générer de l'électricité grâce à des panneaux solaires montés sur les toits des bâtiments et reliés au réseau national en Égypte.

Pour arriver à l'effacement des pics et réduire les coûts d'électricité, le dimensionnement des BESS a fait l'objet de plusieurs études. On peut citer Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) qui ont fait une étude au sein de l'Université Naresuan (NU), Phitsanulok, Thaïlande, d'un BESS ayant une capacité de stockage variable par simulation, pour l'effacement des pics de la charge électrique au campus universitaire de (NU). (NU) est situé à Tambon Tha Pho, Amphoe Muang Phitsanulok, à Phitsanulok province de la région du Bas-Nord de la Thaïlande (latitude 16.7386 et longitude 100.1947). Diverses données relevées / réelles (coût de l'électricité,

énergie, puissance de pointe ainsi que les données météorologiques) de l'année 2016 sont prises en compte dans son travail.

On peut citer Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) qui présentent et discutent deux BESS de deux tailles différentes (petite et grande) qui sont virtuellement envisagés, et calculent la facture avec le coût total associé à chaque période de temps. Soit la période de pointe maximale de puissance (on-peak) : entre 9h00 et 22h00, et la période hors pointe (off-peak) : entre 22h00 et 9h00. Les données expérimentales fournissent les profils de charge quotidiens, enregistrés toutes les 15 minutes au cours de la dernière année. Pour plus de simplicité, On peut citer Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) prennent une efficacité de conversion constante de 90% pour le convertisseur AC / CC et une profondeur de décharge DoD de 0.8 pour la batterie considérée. Ces paramètres déterminent la plage et la limite du BESS pour le système considéré. La Figure 1.4 montre la topologie du système de distribution électrique de NU. Elle se compose du réseau principal, des charges et des BESS. Le réseau principal de la Provincial Electricity Authority (PEA) de la Thaïlande est connecté aux lignes électriques du système NU à la sous-station NU située sur le campus. Les niveaux de tension sont de 115 et 22 kV. Le 115 kV est abaissé par transformateurs à 22 kV. La puissance électrique est transférée à 47 charges NU (les principaux bâtiments de l'université) répartis sur l'ensemble du campus. La tension nominale est encore abaissée à 220 V par des transformateurs à proximité de la charge.

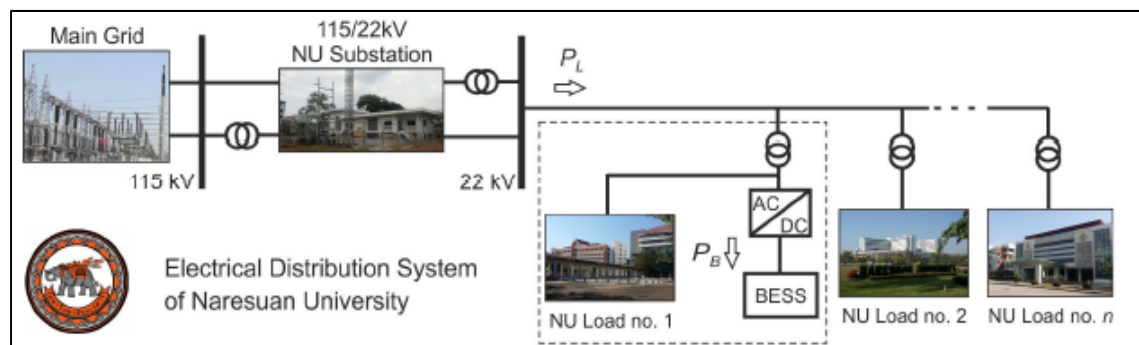


Figure 1.4 Topologie du système de distribution électrique de (NU)

La puissance de charge (PL) est de quelques mégawatts (MW) et circule constamment de l'autorité d'Électricité Provinciale (Provincial Electricity Authority) PEA vers les charges NU. La consommation en électricité de l'ensemble de l'université s'élève à environ 430 000 \$ par mois. La consommation en électricité la plus élevée (se produit en mars-avril) s'élève à environ 688,000 \$/mois.

Sur la Figure 1.5(a) On peut citer Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) présentent l'énergie de charge et la température moyenne en fonction du temps durant l'année civile 2016. Le calendrier académique NU est affiché en haut du graphe. Lorsque la température augmente, la consommation d'énergie accroît. On peut observer la corrélation entre la température et l'énergie consommée. Généralement, la saison estivale (mars et avril) en Thaïlande est bien chaude, la sollicitation des climatiseurs augmente en mars et avril par rapport à la saison d'hiver. Puisque le campus est toujours ouvert en mars et avril et que la température ambiante est élevée, l'énergie de charge est plus élevée pendant ces mois.

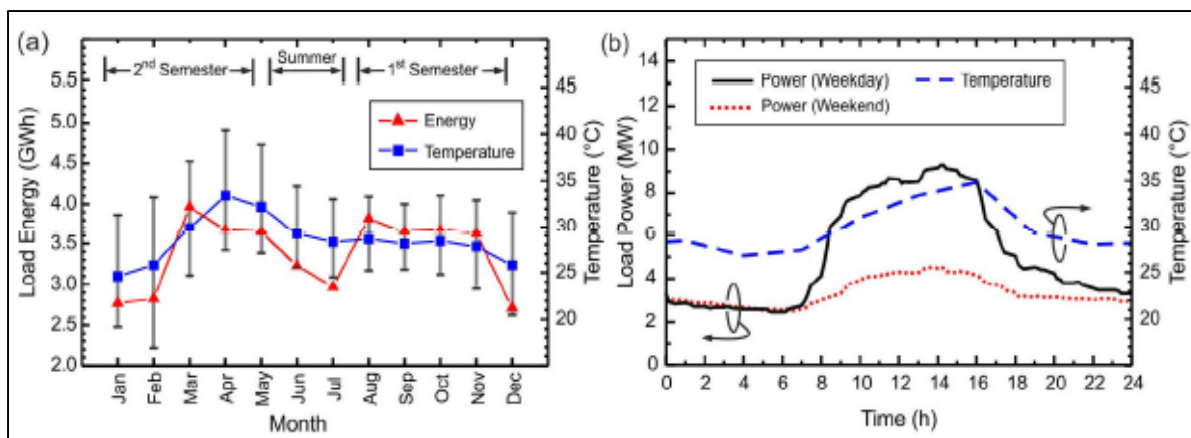


Figure 1.5 Topologie du système de distribution électrique de (NU)

Tirée de Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017)

La session d'été de NU est généralement entre mai et août. Pendant ce temps, de nombreux étudiants ne sont pas sur le campus. On a une faible consommation pendant cette période. Cela correspond à la baisse de l'énergie de charge en juin et juillet, même si la moyenne de la température varie faiblement. L'énergie de charge augmente à nouveau en août puisque le

campus est rouvert en ce mois-ci. Une courte pause entre les sessions en décembre avec une baisse de la température provoque une réduction de charge en décembre.

La Figure 1.5 (b) Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) présente des exemples de profils de charge électrique quotidiens (enregistrés toutes les 15 minutes) pour les jours de semaine (ligne continue) et de fin de semaine (ligne points rouges). Les demandes de puissance pour la semaine et la fin de semaine sont assez différentes, dû au fait de non-utilisation des salles (de conférence) climatisées, en fin de semaine. La Figure 1.6 présente le profil de charge considéré le jour où la consommation de puissance est plus élevée de l'année (20 avril 2016). La ligne continue est le profil de charge réel (enregistré) sans BESS et sans programme d'effacement des pointes maximales. Les BESS de deux tailles (petite et grande) sont virtuellement envisagés. Le profil de charge et le flux d'énergie de la batterie sont représentés par des lignes pointillées. La puissance de pointe initiale étant de 13.6 MW. Pour le petit BESS (6 MWh, en rouge pointillé), la puissance de crête peut être réduite à 12 MW. Pour le plus large (29 MWh, en bleu pointillés), la puissance de crête peut être réduite à 10 MW.

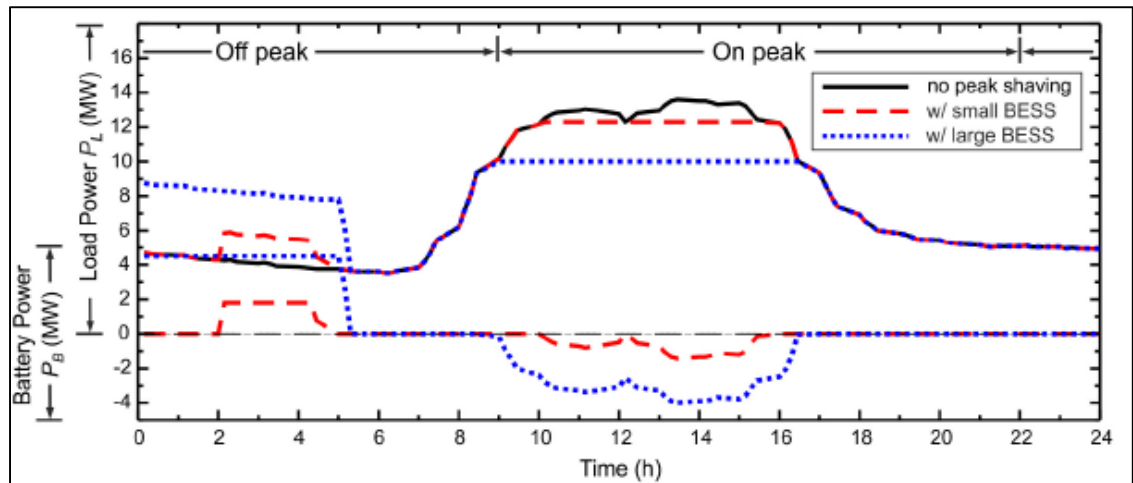


Figure 1.6 Profil de charge du 20 avril 2016

Tirée de Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017)

L'effacement des pics est une méthode pour réduire le coût engendré par la puissance de pointe de charge élevée. Pour arriver à optimiser la taille du banc de batteries de stockage BESS pour

l'effacement des pics Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) procède en faisant varier l'énergie des batteries de stockage (E_{BESS}), puis par calculer le pic de puissance de charge restant. Lorsque la capacité du BESS est petite, seuls les pics avec une faible énergie sont effacés. Le coût d'électricité est calculé pour le mois d'avril 2016 (choisi comme mois représentatif dans son travail).

Le Pic Max est effacé par le BESS jusqu'à ce que l'énergie de la batterie atteigne la valeur minimale $((1 - \text{DoD}) \times E_{\text{BESS}})$. La puissance du Pic Max est égale à 150 kW et appelée seuil. Si la puissance de la charge est supérieure au seuil, l'effacement des pics commence. Après chaque période de pointe, le BESS est considéré comme en charge.

Le coût d'électricité est calculé à partir de trois parties. En premier, l'énergie consommée (en kWh), ensuite la puissance de pointe (en kW), et autres coûts marginaux de gestion/service. Les tarifs actuels sont de 0.1775 et 0.1122 \$/ pour la consommation de l'énergie pendant les périodes de pointe (9: 00-22: 00) et creuse (22: 00-9: 00), respectivement. De plus, lors de pointe de la puissance maximale le tarif est de 3.18 \$/kWh pour les clients PEA typiques de grande taille (115 kV).

L'optimisation de la taille BESS pour l'effacement des pics permet de réduire le coût de l'électricité à différentes capacités BESS, soit on arrive à effacer partiellement ou complètement le Pic Max de charge. Prasatsap, Kiravittaya et Polprasert (2017) Concluent que la taille optimale du BESS pour son système est d'environ 45 MWh.

Dans le prochain paragraphe, on présente les études qui ajoutent les panneaux solaires photovoltaïques PV et BESS, pour une optimisation de la consommation de la puissance pour un bâtiment commercial.

1.5.3 Micro-réseaux avec PV et BESS

Sans les batteries de stockage, l'énergie produite par les PV doit être soit consommée immédiatement au moment où elle est produite, soit injectée au réseau public. L'intégration des batteries de stockage dans un micro-réseau, permet de stocker de l'énergie, pour l'utiliser par la suite pour l'effacement des pointes maximales de puissance (pics), afin de réduire les coûts d'électricité d'un bâtiment commercial.

Prenons l'exemple de qui présente le dimensionnement de BESS, lorsque ce dernier est appliqué pour l'effacement de la pointe maximale de la charge sur les bâtiments du campus universitaire, intégrant des modules photovoltaïques (PV) installés sur les toitures. Dans cet environnement, l'électricité provient principalement du réseau électrique public à une limite de puissance prédéfinie. Lorsque la demande de la charge dépasse la limite de puissance prédéfinie, les PV et les BESS contribuent, tous les deux, à limiter la puissance active tirée du réseau électrique public. Dans son étude, Dagdougui et al. (2016b) met à profit les avantages des PV pour limiter la charge de pointe du campus à la puissance de facturation minimale et à déterminer la taille optimale du BESS qui maximise les bénéfices annuels du campus.

En plus d'apporter des avantages économiques importants au propriétaire du bâtiment, l'effacement de la pointe maximale de la charge (Peak Load Shaving) ou PLS permettra également au fournisseur de réseau électrique d'éviter les problèmes d'instabilité du réseau et d'augmenter la fiabilité sur le réseau confirme Dagdougui et al. (2016a). Les PLS basés sur BESS permettent à l'installation de stocker de l'énergie aux heures creuses ou périodes de faible demande et réinjecter de la puissance dans le réseau du bâtiment en période de forte demande. D'où la possibilité d'économiser sur les coûts, par réduction de la pointe sans limiter la consommation réelle d'énergie dans les bâtiments. Le système BESS génère des économies pour le fournisseur du service d'électricité et son client.

Le dimensionnement approprié de BESS pour l'effacement des pics de charge est un défi majeur qui dépend de nombreux paramètres telles que : les conditions météorologiques locales,

la stratégie d'exploitation choisie et les données économiques liées au coût des équipements, à la maintenance ainsi que les coûts de fonctionnement. L'objectif principal de la méthode proposée consiste à déterminer la taille appropriée du BESS qui maximise les bénéfices annuels du campus universitaire lorsqu'il est utilisé avec des modules PV pour la réduction des pics de charge, souligne Dagdougui et al. (2016a).

La topologie du module est illustrée à la figure suivante 1.4. Les modules PV, le BESS, le réseau principal et les bâtiments du campus, sont connectées à une barre omnibus CA commune. Un onduleur PV est utilisé pour convertir la puissance de sortie CC en sortie CA au Bus AC. Étant donné que la batterie fonctionne toujours dans des conditions CC, un onduleur bidirectionnel est connecté au BESS pour convertir CA à CC tout en chargeant le BESS et CC à AC, tout en déchargeant la batterie.

Le problème d'optimisation de la puissance consommée par les micro-réseaux a fait l'objectif de plusieurs recherches. Dont plusieurs études avec l'utilisation de la production des panneaux solaires photovoltaïques pour l'effacement des pointes maximales de puissance (pics). Dans sa recherche, (Tidjani et al. (2017)) fait la conception, l'analyse et le contrôle d'un modèle de système photovoltaïque intégré au bâtiment (BIPVS). Quant à lui, (Ahmad et Schmid, 2001) explique que le gouvernement de son pays (l'Égypte) soutient la production solaire, surtout que la quantité de rayonnement solaire que l'Égypte reçoit tout au long de l'année, équivaut à 3500 h par an de rayonnement solaire de haute intensité. La méthode introduite par (Rameen, 2016) permet à l'utilisateur de générer de l'électricité grâce à des panneaux solaires montés sur les toits des bâtiments et reliés au réseau national en Égypte.

Sans les batteries de stockage, l'énergie produite par les PV doit être soit consommée immédiatement au moment où elle est produite, soit injectée au réseau public. L'intégration des batteries de stockage dans un micro-réseau, permet de stocker de l'énergie, pour l'utiliser par la suite pour l'effacement des pointes maximales de puissance (pics), afin de réduire les coûts d'électricité d'un bâtiment commercial.

Prenons l'exemple de (Dagdougui et al. (2016)) qui présente le dimensionnement de BESS, lorsque ce dernier est appliqué pour l'effacement de la pointe maximale de la charge sur les bâtiments du campus universitaire, intégrant des modules photovoltaïques (PV) installés sur les toitures. Dans cet environnement, l'électricité provient principalement du réseau électrique public à une limite de puissance prédéfinie. Lorsque la demande de la charge dépasse la limite de puissance prédéfinie, les PV et les BESS contribuent, tous les deux, à limiter la puissance active tirée du réseau électrique public. Dans son étude Dagdougui et al. (2016a), met à profit les avantages des PV pour limiter la charge de pointe du campus à la puissance de facturation minimale et à déterminer la taille optimale du BESS qui maximise les bénéfices annuels du campus universitaire.

En plus d'apporter des avantages économiques importants au propriétaire du bâtiment, l'effacement de la pointe maximale de la charge (Peak Load Shaving) ou PLS permettra également au fournisseur de réseau électrique d'éviter les problèmes d'instabilité du réseau et d'augmenter la fiabilité sur le réseau confirme Dagdougui et al. (2016a). Les PLS basés sur BESS permettent à l'installation de stocker de l'énergie aux heures creuses ou périodes de faible demande et réinjecter de la puissance dans le réseau du bâtiment en période de forte demande. D'où la possibilité d'économiser sur les coûts, par réduction de la pointe sans limiter la consommation réelle d'énergie dans les bâtiments. Le système BESS génère des économies pour le fournisseur du service d'électricité et son client.

Le dimensionnement approprié de BESS pour l'effacement des pics de charge est un défi majeur qui dépend de nombreux paramètres telles que, les conditions météorologiques locales, la stratégie d'exploitation choisie et les données économiques liées au coût des équipements, à la maintenance ainsi que les coûts de fonctionnement. L'objectif principal de la méthode proposée consiste à déterminer la taille appropriée du BESS qui maximise les bénéfices annuels du campus universitaire lorsqu'il est utilisé avec des modules PV pour la réduction des pics de charge, souligne Dagdougui et al. (2016a).

La topologie du module est illustrée à la Figure 1.7. Les modules PV, le BESS, le réseau principal et les bâtiments du campus, sont connectées à une barre omnibus AC commune. Un onduleur PV est utilisé pour convertir la puissance de sortie CC en sortie CA au Bus CA. Étant donné que la batterie fonctionne toujours dans des conditions CC, un onduleur bidirectionnel est connecté au BESS pour convertir CA à CC tout en chargeant le BESS et CC à CA, tout en déchargeant la batterie.

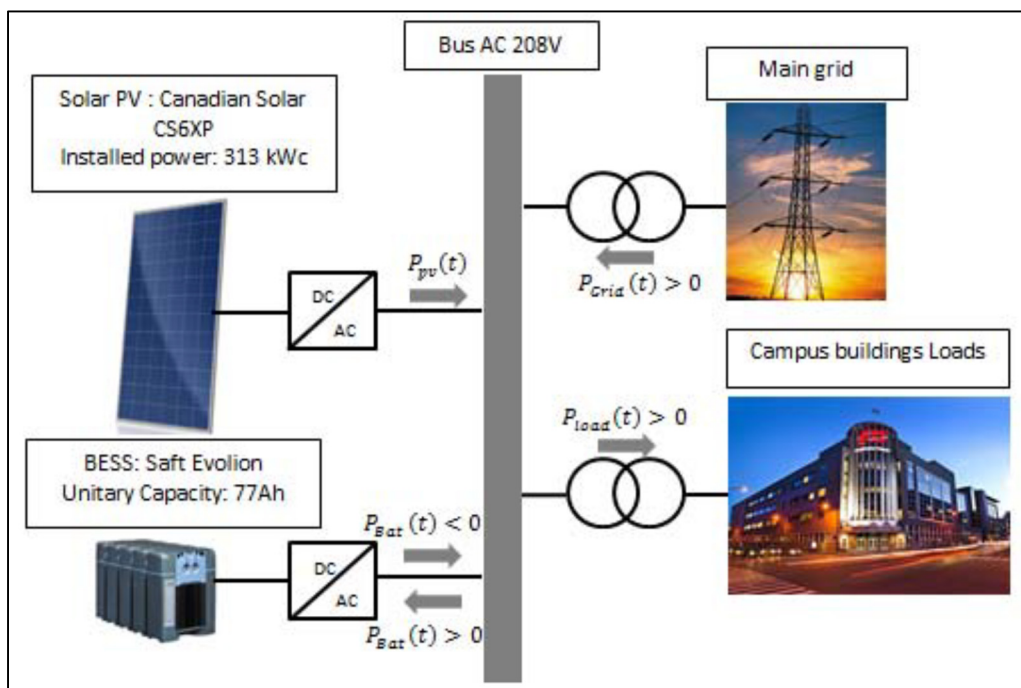


Figure 1.7 Topologie du micro-réseau avec BESS et PV

Tirée de Dagdougui et al. (2016a)

Les modules PV sont installés sur les toits des bâtiments du campus. Les données d'ensoleillement sont fournies par la station météorologique disponible au niveau du campus. Il convient de mentionner que le modèle proposé dépend de la surface de toit disponible.

Le BESS utilise la technologie de stockage de batterie au lithium. Il bénéficie d'une espérance de vie élevée. Selon les spécifications technologiques, la durée de vie de la batterie peut être étendue si le DoD est de 50%. La vie du BESS considéré est de 20 ans, ajoute Dagdougui et

al. (2016a). La quantité d'énergie stockée dans les batteries est utilisée dans le cas où l'installation photovoltaïque n'est pas en mesure de couvrir le dépassement de la charge lors de pointe maximale de la charge du campus. Alors que l'énergie peut être stockée dans le BESS pendant la journée, si la puissance PV dépasse la charge de pointe maximale du campus, ou pendant la nuit, quand aucune charge de pointe n'est observée. Le PLS consiste à limiter la charge de pointe du campus à la puissance de facturation minimale. Le campus est facturé selon la puissance la plus élevée demandée à tout moment au cours de la période de facturation mensuelle. Compte tenu de l'état du réseau électrique, l'objectif de la stratégie d'effacement de la puissance maximale de pointe est de maintenir la facturation mensuelle à la puissance appelée à sa valeur minimale autorisée (minimum puissance de facturation mensuelle). Cela signifie que PV et BESS devraient être utilisés autant que possible pour éviter le dépassement lors de pointe maximale de la charge. Tout surplus d'énergie peut être potentiellement stocké dans le BESS et / ou utilisé sur site. Le BESS peut être chargé en utilisant la production d'énergie PV, ou via le fournisseur du réseau électrique pendant la période nocturne, lorsque la charge demandée est minimale. De plus, la puissance peut être fournie par BESS si la production d'énergie PV ne suffit pas pour couvrir la charge de pointe maximale totale du campus, les BESS sont déchargées pour effacer la puissance maximale atteinte. La Figure 1.8 affiche les profils de charge du campus en journées typiques d'hiver (janvier) et d'été (juillet). Pendant ces deux saisons, la charge totale du campus peut dépasser la limite de puissance prédéfinie (facturation minimale demandée 5MW). Cela est dû à l'utilisation des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation.

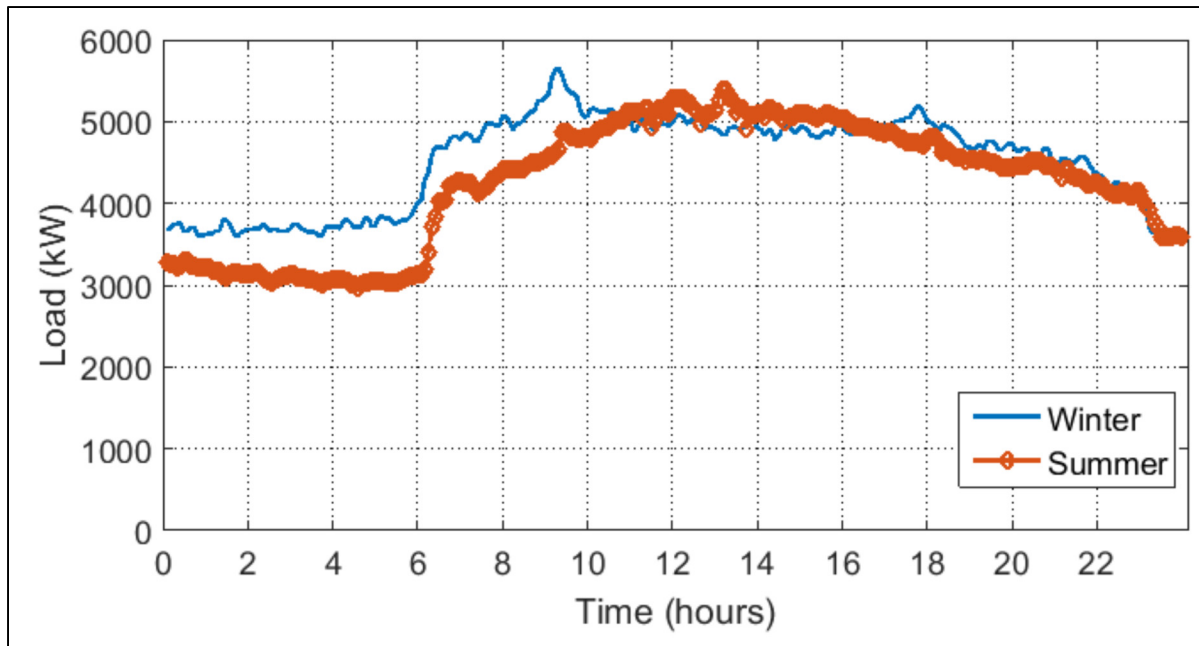


Figure 1.8 Profils de charge du campus en journées de consommation maximale
Présentent Dagdougui et al. (2016)

Pour déterminer la capacité du système de stockage maximisant le profit total Dagdougui et al. (2016) procède par variation de la capacité BESS de 0 à 600 kWh, et constate que la capacité optimale est égale à 436 kWh, cela correspond à un nombre de 118 batteries SaftEvolution.

La Figure 1.9 indique que les deux systèmes (BESS et PV) réduisent la puissance de la charge à la puissance de facturation minimale demandée (5000 kW) en décembre. Cependant, la contribution du BESS est limitée en janvier, février et juillet. À ce moment, la production d'énergie PV ne suffit pas à couvrir tout le pic. Cela signifie que le BESS sera entièrement déchargé (jusqu'à ce que le minimum autorisé soit atteint), la puissance excédentaire restante doit être couverte par le fournisseur du réseau principal.

Les résultats démontrent qu'une grande taille de système de stockage est nécessaire pour aider à réduire la charge de pointe excédentaire. Cela peut conduire à conclure que dans les grands bâtiments tel que le campus ÉTS et sous le même système de tarification, l'utilisation du BESS seul n'est pas suffisant pour l'effacement complet de la charge de pointe, conclut Dagdougui

et al. (2016). Des mesures supplémentaires devraient être mis en œuvre pour améliorer la rentabilité économique.

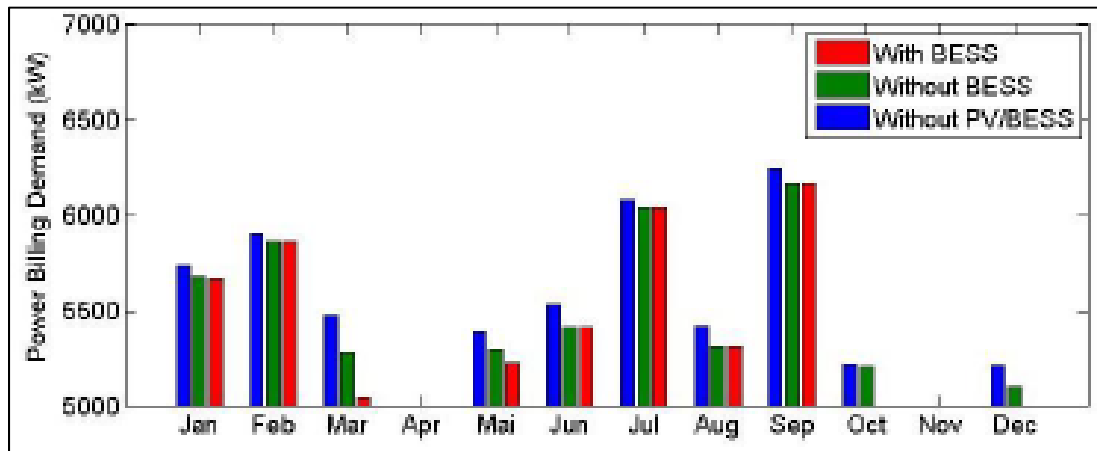


Figure 1.9 Facturation mensuelle en journées de consommation maximale

1.5.4 Micro-réseaux et véhicules électriques

1.5.4.1 Introduction

L'intégration croissante des VÉ dans les micro-réseaux, promet un avenir plein de possibilités à examiner et à exploiter. Dans les paragraphes suivants, on commence par expliquer les types de bornes de recharge et ensuite les types de voitures de tourisme. Par la suite, on va citer les différentes formes de modes de recharge / décharge du véhicule électrique.

1.5.4.2 Bornes de recharge

Dans son guide technique d'installation de 2015, Hydro-Québec explique que le nombre de véhicules électriques commercialisés au Canada est en augmentation. Depuis 2011, plusieurs constructeurs offrent des véhicules électriques dont le dispositif de stockage d'énergie électrique peut être rechargé à partir d'une source électrique externe, appelées véhicules rechargeables, au Québec, et leurs ventes ont, depuis, doublé chaque année. Tous ces véhicules peuvent être rechargés au moyen d'une prise ordinaire à 120 V (de type C S A 5-15R), mais

on peut réduire le temps de recharge en utilisant une borne à 240 V en courant alternatif (C A) ou une borne de recharge rapide en courant continu (C.C).

1.5.4.3 Types de véhicules rechargeables :

Les voitures de tourisme tirent du courant d'un accumulateur rechargeable. Toujours selon guide technique d'installation de 2015, Hydro-Québec donne la définition des quatre types de VÉ : les véhicules hybrides (V H), les véhicules hybrides rechargeables (V H R), les véhicules électriques à batterie (V E B) et les véhicules électriques à prolongateur d'autonomie (VEPA). Les VH n'étant pas rechargeables, ils ne sont abordés ici qu'à titre informatif.

Véhicule hybride

Les V H possèdent une double motorisation : thermique et électrique. Ils sont généralement équipés d'une batterie de faible capacité qui limite grandement leur autonomie et leur vitesse de pointe en mode électrique. Ils ne sont pas rechargeables sur le réseau électrique. Citons en exemple : la Prius de Toyota et la C R-Z de Honda.

Véhicule hybride rechargeable

Les V H R sont des véhicules hybrides que l'on branche sur le réseau électrique pour en recharger la batterie. Les V H R sont généralement équipés d'une batterie de moyenne capacité qui leur procure une autonomie de plusieurs dizaines de kilomètres et autorise, en mode tout électrique, des accélérations et des vitesses de pointe comparables à celles d'une automobile à essence. Exemples : la Volt de Chevrolet (souvent classée avec les VEPA), la C-Max et la Fusion Energie de Ford, l'E L R de Cadillac et la Prius P H E V de Toyota.

Véhicule électrique à batterie

Les V E B utilisent pour seule énergie motrice l'électricité stockée dans une batterie de grande capacité rechargeable sur le réseau électrique. Les V E B offrent une autonomie comprise entre 100 et 400 km selon la capacité de la batterie. Le temps de recharge d'un V E B est fonction de la taille de la batterie et du recours ou non à une borne de recharge rapide. De plus, le temps

de recharge varie en fonction de paramètres tels que la température ambiante et l'autonomie résiduelle de la batterie au moment du branchement. Exemples : la LEAF de Nissan, l'i-MiEV de Mitsubishi, la Model S de Tesla et le Soul E V de KIA.

Véhicule électrique à prolongateur d'autonomie

Un VEPA est un véhicule électrique à batterie équipé d'un générateur thermique à essence qui fournit l'énergie motrice nécessaire pour permettre au véhicule d'atteindre une borne de recharge lorsque la batterie est en fin d'autonomie. L'i 3 de B M W est le seul VEPA commercialisé à ce jour au Québec.

1.5.4.4 Modes de recharge/décharge des véhicules électriques VÉ

Termes courants utilisés pour diverses formes de modes de recharge / décharge du véhicule électrique, selon le rapport de L'Institut de recherche sur l'énergie électrique (EPRI) The Electric Power Research Institute en anglais:

- **V2G:** *Vehicle to grid* en anglais, véhicule en tant que ressource liée au réseau;
- **V2L:** *Vehicle to Load* en anglais, véhicule à la charge; véhicule en tant que générateur fonctionnant sur des charges locales;
- **V2H:** *Vehicle to Home* en anglais véhicule comme générateur domestique;
- **V2V:** *Vehicle to Vehicle* en anglais, véhicule utilisé pour recharger un autre véhicule;
- **V2M:** *Vehicle to Microgrid* en anglais, véhicule utilisé pour supporter un micro-réseau;
- **V2X:** *Vehicle to eXternal load* en anglais, fait référence à la décharge du véhicule vers une charge externe;
- **V2B:** *Vehicle to building* en anglais, véhicule en tant que ressource pour recharger le bâtiment.

Dans cette étude, on se concentre sur les micro-réseaux avec véhicules électriques V2B. Plusieurs études récentes ont étudié les recharges des VÉ, en utilisant différents algorithmes. On peut citer la commande prédictive, les réseaux de neurones et l'optimisation Fuzzy. Dans ce travail, on se concentre sur l'ajout des VÉ avec V2B, en temps réel.

1.6 Problématique

La combinaison de BESS et PV n'est pas suffisante pour l'effacement complet de la charge de pointe maximale en puissance. C'est pourquoi on intègre les véhicules électriques avec l'option de décharge V2B afin d'augmenter la flexibilité du micro-réseau. Le micro-réseau avec PV+BESS+VÉ, permet de réduire la facture d'électricité dans les bâtiments commerciaux, sachant que la facture d'électricité est non seulement dépendante de l'énergie consommée (en kWh), mais aussi de la puissance maximale de pointe de la charge (ou pic max) On propose de réaliser la gestion de puissance électrique sans la moindre prédiction, il s'agit d'un effacement de puissance en temps réel non prédictif, on étudie le système réactif dans ce mémoire.

Il faut tout d'abord souligner 1) l'importance de réduire la consommation d'énergie au sein des bâtiments commerciaux 2) et le besoin de mettre en place le système de micro-réseau, afin de réduire la charge de pointe maximale en puissance et ainsi d'éviter le surplus de consommation d'énergie. La combinaison de BESS et PV n'est pas suffisante pour l'effacement complet de la charge de pointe maximale en puissance. On décide de prendre comme hypothèse de travail de recharger les véhicules électriques avant leur départ à 100%, et on arrête de décharger les VÉ, ou on procède à recharger les VÉ 2heures avant leur départ pour pouvoir arriver à respecter l'état de charge désiré à l'instant de départ (100%).

1.7 Description du cas d'étude le campus de l'ÉTS

Dans le cadre de bâtiments commerciaux, on prend comme cas d'étude, le campus de l'ÉTS. Le campus de l'ÉTS est constitué d'une dizaine de bâtiments, divisés en trois types principaux. 4 bâtiments résidentiels (logements et appartements des étudiants); 3 bâtiments commerciaux (Pharmacie Jean-Coutu, Caisse Populaire Desjardins, épicerie Métro); 5 bâtiments institutionnels (ex: locaux d'enseignement et de recherche, bibliothèque, etc.).

Le campus de l'ÉTS est facturé par le tarif LG d'HQ, ce tarif s'applique dans le cas d'un abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts (kW) ou plus, et qui n'est pas lié principalement à une activité industrielle. Le tarif LG comporte les éléments

de facturation suivants. Un montant pour l'énergie consommée (kWh) pendant une période visée; et un montant pour la puissance consommée en kilowatts (kW).

Le calcul de la facture pour le tarif LG, est répartie en deux. Pour l'énergie, à la fin de chaque mois, Hydro Québec relève le compteur afin de connaître la quantité d'énergie achetée par le consommateur. Cette énergie, exprimée en kWh, est alors facturée au prix en vigueur soit de 0.0343\$/kWh. Ce prix est fixe et ne change qu'une fois par année pour suivre l'inflation.

Pour la puissance, Hydro Québec réalise des moyennes sur 15 minutes toutes les 5 minutes des puissances appelées par le bâtiment tout au long du mois. À la fin du mois, la moyenne la plus élevée sera « la puissance facturée ». Celle-ci est au minimum égale à la puissance souscrite (soit 5MW) ou supérieure à celle-ci. Cette puissance facturée, exprimée en kilowatt (kW), est alors multipliée par le prix de la puissance en vigueur qui est de l'ordre de 13.14\$/kW.

La puissance consommée par le campus de l'ÉTS, pour tous les mois de l'année 2018, dépasse la puissance souscrite, voir Figure 1.2. Le coût annuel de la puissance dépasse 900 000 dollars, ce qui paraît non négligeable. La puissance moyenne consommée par le campus, par mois, pour l'année 2018, est de l'ordre de 5600 kW/mois, soit un dépassement de 600 kW/mois de la puissance souscrite (P_{max} de 5000 kW). Le coût de la puissance étant de 13.26\$/kW, on parle d'un coût de dépassement de l'ordre de 8 000\$/mois. Pour toute l'année 2018, on parle d'un coût de dépassement de $8000 \times 12 = 96\,000$, soit un coût de dépassement de l'ordre de cent mille dollars de facturé de plus, ce qui apparaît relativement cher. Alors, il faut éviter les dépassements pour payer moins cher, et l'une des solutions, dans la revue de littérature, est la combinaison des micro-réseaux avec des panneaux solaires PV et des batteries de stockage BESS. vu que le campus se trouve en zone urbaine, les panneaux solaires sur la toiture est privilégié, tel que discuté dans l'étude faite par Dagdougui et al. (2016a).

Plusieurs solutions sont mises en avant dans la revue de littérature pour mettre au point. En l'occurrence le système de micro-réseau avec PV+BESS+VÉ permettant de réduire la consommation de la puissance. La revue de littérature a permis de mettre la lumière sur la

consommation d'énergie dans les bâtiments commerciaux, elle est non seulement dépendante de l'énergie (en kWh) consommée, mais aussi de la puissance maximale de pointe de la charge (ou pic max).

1.8 Objectif et plan des travaux de recherche

Compte tenu des limitations soulevées dans la revue de littérature, l'objectif principal de ce mémoire est double, il consiste à :

- Réaliser une étude économique d'un micro-réseau qui combine les panneaux solaires (PV), les batteries de stockage (BESS) et les véhicules électriques (VÉ) pour un bâtiment commercial, et ce à l'aide d'un modèle numérique en vue de réduire la facture d'électricité.

Pour atteindre ces objectifs, le campus de l'ÉTS est considéré comme un cas d'étude dans ce mémoire. Le plan des travaux de recherche est articulé sur trois sous-objectifs :

1. Développer un modèle de micro-réseau combinant les PV et les BESS, et comparer les profils de consommation avec et sans micro-réseau;
2. Implémenter les VÉ avec l'option V2B (*vehicle to building*) dans le modèle de micro-réseau PV+BESS;
3. Calculer les coûts de puissance et comparer les factures avant et après ajout du micro-réseau PV+BESS+VÉ.

En plus du chapitre 2 où le cahier de charge et la modélisation mathématique du micro-réseau sont présentés, chacun de ces trois sous-objectifs fait l'objet d'étude d'un chapitre. Ces sous-objectifs représentent les étapes consécutives à suivre pour atteindre l'objectif principal du mémoire. Le chapitre 3 est ainsi dédié à l'élaboration du modèle du micro-réseau avec panneaux solaires photovoltaïques PV et batteries de stockage BESS, et enfin la présentation des graphes avant et après ajout de PV et BESS au système. Ensuite, le chapitre 4 porte sur le modèle du micro-réseau avec PV et BESS et VÉs avec l'option V2B, et enfin la présentation des graphes avant et après ajout des VÉs au système. Finalement, le chapitre 5 est consacré à

l'étude économique des gains du micro-réseau. Dans ce dernier chapitre, on donne la contribution de l'algorithme, l'interprétation des résultats et les gains obtenus sur la facture.

CHAPITRE 2

CAHIER DE CHARGE ET MODÉLISATION MATHÉMATIQUE D'UN MICRO-RÉSEAU

2.1 Introduction

La réalisation de ce projet se base sur la production d'électricité par les panneaux photovoltaïques PV sur le toit du bâtiment, et en ajoutant le système de batteries de stockage BESS pour stocker l'électricité excédentaire. Le principe utilisé est celui de PLS (Peak Load Shaving), qui permet à l'installation de stocker de l'énergie aux heures creuses ou en période de faible demande et d'injecter de l'énergie dans le réseau du bâtiment pendant les périodes de forte demande, que cela soit lors de pointe maximale ou de périodes de forte consommation. L'utilisation des BESS permet de faire de l'écêtement de puissance maximale (PLS).

2.2 Cahier de charge du projet

Données utilisées pour les batteries de stockage BESS :

Énergie des batteries : $E_{\text{BESS}} = 1\text{MWh}$;

Capacité maximale des batteries : $C_{\text{max_BESS}} = 80\% \times 1\text{MWh} = 800\text{kWh}$;

Capacité minimale des batteries : $C_{\text{min_BESS}} = 20\% \times 1\text{MWh} = 200\text{kWh}$;

Puissance maximale de recharge des batteries : $P_{\text{max_charge_BESS}} = 250\text{ kW}$;

Puissance maximale de décharge des batteries : $P_{\text{max_décharge_BESS}} = 250\text{ kW}$.

Données utilisées pour les panneaux solaires PV :

Puissance des PV : $P_{\text{PV}} = 150\text{kW}$

Données utilisées pour chaque véhicule électrique (4 VÉ au campus) :

Énergie des VÉ : $E_{\text{VÉ}} = 60\text{kWh}$;

Capacité maximale des VÉ : $C_{\text{max_VÉ}} = 100\% \times 60\text{kWh} = 60\text{kWh}$;

Capacité minimale des VÉ : $C_{\text{min_VÉ}} = 20\% \times 60\text{kWh} = 12\text{ kWh}$;

Puissance maximale de recharge des VÉ : $P_{\max_charge_VÉ} = 50 \text{ kW}$;

Puissance maximale de décharge des VÉ : $P_{\max_décharge_VÉ} = 50 \text{ kW}$

La recharge du VÉ commence 2heures avant son départ pour satisfaire à l'exigence de recharger le VÉ à 100% à son départ. La recharge du VÉ est prioritaire à l'effacement du Pic maximal : Si le départ est imminent du VÉ il faut le recharger même si possibilité d'avoir un cas de pointe maximale de puissance.

Dans les prochains paragraphes, on va citer les éléments nécessaires pour la modélisation du système du micro-réseau avec véhicules électriques, tel que défini par le cahier de charge.

2.3 Modélisation mathématique d'un micro-réseau

2.3.1 Système solaire photovoltaïque (PV)

Selon le cahier de charge préétabli, les modules PV de Canadian Solar CS6K-280M ont une puissance nominale aux conditions standard STC de 280W. Avec 540 modules, la puissance totale de l'installation est de 150 kW. L'inclinaison est de 15° sud (fixe). Le banc de 150 kW est séparé dans 3 bancs de 50kW chacun.

Le PV utilise le principe du MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Le suivi du point de puissance maximale permet d'obtenir un meilleur rendement du panneau solaire. Deux méthodes d'extraction existent dans la littérature : la méthode de la conductance incrémentale (I.C) et la méthode perturbation et observation (P.O). Dans le domaine industriel, la méthode de perturbation et observation est beaucoup utilisée du fait de la facilité de l'implémentation de son algorithme. Cette technique consiste à perturber le système par une augmentation ou une diminution de la tension de fonctionnement du module afin d'observer l'effet de cette perturbation sur la puissance de sortie de la rangée appelée P (K). Cette puissance est calculée à partir de la tension V et le courant I mesurés. La différence de puissance, (dP), trouvée après la comparaison de la valeur P (K) à celle de P (K-1) détermine la direction de la perturbation. Si (dP>0), la perturbation continue dans la même direction et si (dP<0), la perturbation de la

tension sera renversée en direction opposée du dernier cycle. Dans le cas où dP et dV sont à gauche du MPPT, la tension d'opération doit être augmentée. Dans le cas contraire, dP et dV sont à droite du MPPT, on doit donc diminuer la tension d'opération. La tension V oscille autour de la tension de puissance maximale ou la puissance idéale V_{mp} une fois le MPPT est atteint, tel que précisé au rapport de mémoire de Hamzaoui, (2020).

Dans son rapport de projet, Arthaud Beraud-Sudreau, (2016) a fait le dimensionnement de panneaux solaires photovoltaïques PV pour le toit du campus de l'ÉTS, et c'est pourquoi on ne refait pas le dimensionnement des PV, dans le présent mémoire.

2.3.2 Batteries de stockage (BESS)

Le système de stockage d'énergie par batterie BESS fonctionne en courant continu (CC), il est connecté à un onduleur bidirectionnel qui peut fonctionner en onduleur pour alimenter la charge CA ou en redresseur pour recharger la batterie. Le redresseur convertit le courant alternatif (CA) en CC tout en chargeant la batterie. L'onduleur convertit le CC en CA tout en déchargeant la batterie. Les BESS basés sur le PLS permettent de stocker l'énergie aux heures creuses ou en période de faible demande et d'injecter de l'énergie dans le réseau du bâtiment dans les périodes de forte demande de pointe.

Signifie qu'on peut recharger les batteries si nécessaire du réseau d'Hydro-Québec, et que nous pouvons aussi recharger les batteries à partir de la production PV. L'équation pour recharger et décharger la batterie est connue par la dynamique de l'énergie stockée dans le système de batterie par l'équation:

$$P_{Bat} = P_{gridBat} + P_{PVBat} \quad (2.1)$$

Pour l'énergie de la batterie, l'équation est comme suit :

$$EBESS(t) = EBESS(t-1) + \Delta t \times P_{Bat}(t) \quad (2.2)$$

Quand $P_{Bat}(t) > 0$ le système de batterie est en recharge et quand $P_{Bat}(t) \leq 0$ il est en décharge. On a des limites inférieures et supérieures de puissance des BESS comme indiqué dans l'équation suivante :

$$P_{Bat_min} \leq P_{BESS} \leq P_{Bat_max} \quad (2.3)$$

Tel que P_{Bat_min} est la valeur minimale du taux de décharge de la batterie (borne inférieure), et P_{Bat_max} est la valeur maximale du taux de recharge de la batterie (la borne supérieure). Pour l'énergie, on peut écrire :

$$E_{Bat_Min} \leq E_{BESS} \leq E_{Bat_Max} \quad (2.4)$$

La profondeur de décharge (DoD : depth of discharge): $1 - SOC = DoD$. Toutefois, cette solution avec PV et BESS seuls, reste insuffisante pour faire un écrêtement de puissance pour des bâtiments de grande consommation tel que le campus de l'ÉTS.

On va confirmer ou infirmer les conclusions tirées de la revue de littérature, à l'égard de cette solution par le présent projet, et c'est pourquoi on ajoute dans cette étude les véhicules électriques avec l'option V2B, qu'on décrit en détail dans le paragraphe qui suit.

2.3.3 Véhicules électriques (VÉ)

Dans ce projet au sein de bâtiment commercial (ou campus universitaire) le micro- réseau étudié utilise les énergies renouvelables PV, des BESS et des VÉ avec l'option V2B, on va prendre le campus de l'ÉTS comme exemple, il y a 4 bornes de recharge, niveau 3 (50 kW chaque).

Lorsque le conducteur d'un véhicule électrique arrive sur le campus, il peut choisir et entrer deux paramètres: son heure de départ t_depart , et son énergie souhaitée au départ (E_EVD),

sous forme de l'état de charge du véhicule électrique (State Of Charge SOC), il répond à la question (SOC_désiré). Les entrées sont:

E_EVD = énergie électrique souhaitée des VÉ avant de quitter le campus ;

t_depart, i = heure de départ du VÉ i ;

i = indice pour véhicule électrique 1,2,3, ... I, pour campus ÉTS.

$$E_EVi(t = t_depart, i) = E_EViD \quad (2.5)$$

Lors de la décharge, le total des puissances reçues de chaque véhicule électrique est utilisé pour couvrir une partie de la demande du campus. Dans le cas d'un V2G (Vehicle To Grid) quand il y a surplus de puissance, on peut l'injecter dans le réseau, mais on ne prend pas cette option pour ce projet au sein de l'ÉTS, c'est juste à titre indicatif.

La puissance totale injectée des VE au réseau d'Hydro-Québec, est la somme de toutes les puissances de chaque véhicule EVi_V2G vers le réseau, l'équation est la suivante:

$$PEV_V2G = \sum_i PEVi_{grid} \quad (2.6)$$

La puissance totale injectée par les VE dans la charge, est la somme de toutes les puissances de chaque véhicule EVi_V2B , l'équation est la suivante:

$$PEV_V2B = \sum_i PEVi_{load} \quad (2.7)$$

Le SOC du VÉ est limité par un maximum et un minimum, comme suit :

$$Soc_{EV, min} \leq Soc_{i, t EV} \leq Soc_{iEV, max} \quad (2.8)$$

Avec i est le numéro du VÉ (1 à 4), inclus dans I index, et t correspond au temps inclus dans $[Ti_arr, Ti_depart]$.

Afin de permettre uniquement la charge ou la décharge du VÉ, on peut ajouter la condition suivante :

$$PEVi,tch \times PEVi,tdish = 0 \quad (2.9)$$

2.3.4 Puissance consommée par le campus ÉTS

La charge est la consommation des bâtiments du campus ÉTS. Dans le cas où la puissance de la charge est inférieure à la puissance maximale, on alimente le campus par la puissance des PV en premier, puis par le réseau HQ. Car on doit faire de l'autoconsommation de l'énergie produite par les PV que l'on soit en période de pointe ou pas.

$$P_{load} \leq P_{peak} \text{ avec } P_{peak} = 5000kW = 5 \text{ MW} \quad (2.10)$$

$$P_{load} = P_{PV}(load) + P_{grid}(load) \quad (2.11)$$

Dans le cas contraire, où le campus de l'ÉTS dépasse la puissance maximale, on va commencer par favoriser le PLS. On alimente le campus par la puissance provenant des PV, par la puissance provenant des batteries BESS, et par la puissance provenant des VÉ en premier, puis par le réseau HQ.

$$P_{load} + P_{Batrecharge} + PEV_{V2B}recharge + P_{Batdécharge}(load) \quad (2.12)$$

$$+ PEV_{V2B}décharge(load) = P_{PV}(load) + P_{grid}(load)$$

$$P_{load} = P_{PV}(load) + P_{Bat}(load) + PEV_{V2B}(load) + P_{grid}(load) \quad (2.13)$$

On considère que les puissances P_{Bat} et P_{EV} en décharge sont négatives, et qu'elles sont positives en mode recharge. Ce qui simplifie l'équation (2.13), on peut écrire :

$$P_{load} + P_{Bat}(load) + PEV_{V2B}(load) = P_{PV}(load) + P_{grid}(load) \quad (2.14)$$

Le dépassement restant est calculé comme suit :

$$dp_{restant} = P_{load} - P_{peak} \quad (2.15)$$

L'objectif du mémoire est de minimiser le coût quotidien total prévu pour la consommation d'électricité. La minimisation du coût se base sur l'effacement de puissance en utilisant la production des PV et la décharge des BESS et des VÉ, la topologie est illustrée sur la Figure 2.1, illustration par Nicolas Mary (rapport de maitrise confidentiel).

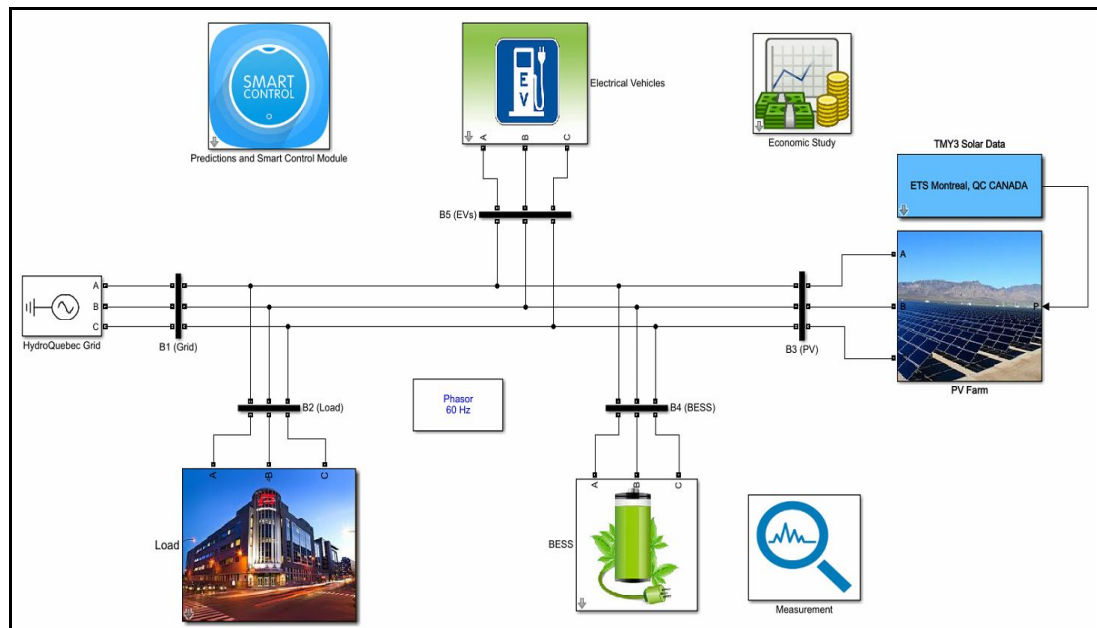


Figure 2.1 Micro-réseau avec panneaux solaires, batteries de stockage et véhicules électriques

Dans les prochains chapitres, la modélisation du système sera présentée, une étude économique sera élaborée, et une comparaison des factures avant et après ajout du micro-réseau sera effectuée.

CHAPITRE 3

SIMULATION DU MICRO-RÉSEAU AVEC PV ET BESS

3.1 Introduction

Dans les prochains paragraphes, on va détailler la consommation journalière du campus avec PV et BESS, selon les journées de faible consommation, de moyenne consommation ou de grande consommation.

3.2 Analyse des résultats avec et sans micro-réseau PV + BESS

Sans micro-réseau, l'analyse de la puissance consommée par le campus de l'ÉTS, par jour, montre qu'on a trois cas de figure qui se répètent tout au long du mois et au fil de l'année. Soit on a une journée avec une faible consommation, on parle de puissance maximale de la charge du campus inférieure à 5000kW. Soit on a une journée avec une moyenne consommation, on parle de puissance maximale de la charge du campus supérieure à 5000kW, mais qui est inférieure à 5500kW. Soit on a une journée avec une grande consommation, on parle de puissance maximale de la charge du campus supérieure à 5500kW. On prend les données de la puissance consommée par le campus de l'ÉTS pour la période allant du mois de décembre 2017 au mois de décembre 2018, ces mesures sont prises à chaque cinq minutes. Trois cas de figures sont distingués, et les graphes de puissance de la consommation journalière, sont présentés dans l'annexe I.

Après l'introduction de la production des PV et celle des BESS (en recharge et en décharge), on remarque qu'on a trois cas de figure qui se répètent tout au long du mois et au fil de l'année, soit on a une journée avec une faible consommation de puissance, on parle de puissance maximale de la charge du campus inférieure à 5000kW, soit on a une journée avec une moyenne ou grande consommation de puissance, on parle de puissance maximale de la charge du campus supérieure à 5000kW.

Pour mieux représenter les variations des puissances sur les graphes, on prend deux axes verticaux différents pour représenter les puissances, celui de droite est pour les 2 faibles puissances en kilowatt (kW) : celle des PV et BESS. Et l'axe vertical gauche pour représenter les 3 grandes puissances en mégawatt (MW) : celle du campus de l'ÉTS avant et après micro-réseau, ainsi que le dépassement restant après PV+BESS. On représente deux graphes pour la puissance consommée par le campus, soit le premier graphe en bleu pointillé avant l'ajout du micro-réseau, puis le deuxième graphe en bleu continu après l'ajout des PV+BESS. La puissance du Pic Max étant à 5000kW. Le graphe en rouge continu donne la puissance fournie par le PV. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS, et en dernier le graphe en rouge pointillé représente la puissance restante dans le micro-réseau après PV+BESS. Le $dp_restant$ ou dépassement restant est calculé comme suit : $dp_restant = P_{max} - P_{load} + P_{PV} + P_{BESS}$, quand le $dp_restant$ est positif cela veut dire que P_{load} est au-dessous de P_{max} , on parle de bonus, et quand le $dp_restant$ est négatif cela veut dire que P_{load} est au-dessus de P_{max} , on parle de dépassement. On considère que les puissances des batteries BESS en décharge sont négatives, et qu'elles sont positives en mode de recharge.

3.2.1 Journées avec faible consommation de puissance

Vu qu'on paye pour 5000kW, et que la puissance du campus est au-dessous du Pic Max; on parle de Bonus dans ce cas.

La Figure 3.1 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 24 mars 2018. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS, on considère que les puissances des batteries BESS en décharge sont négatives, et qu'elles sont positives en mode de recharge. De minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, on constate que le Pic Max est maintenu à 5000kW, on est donc facturé pour 5000kW. La Figure 3.2 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 01 avril 2018, de minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, on constate que le Pic Max est maintenu à 5000kW, on est facturé pour 5000kW.

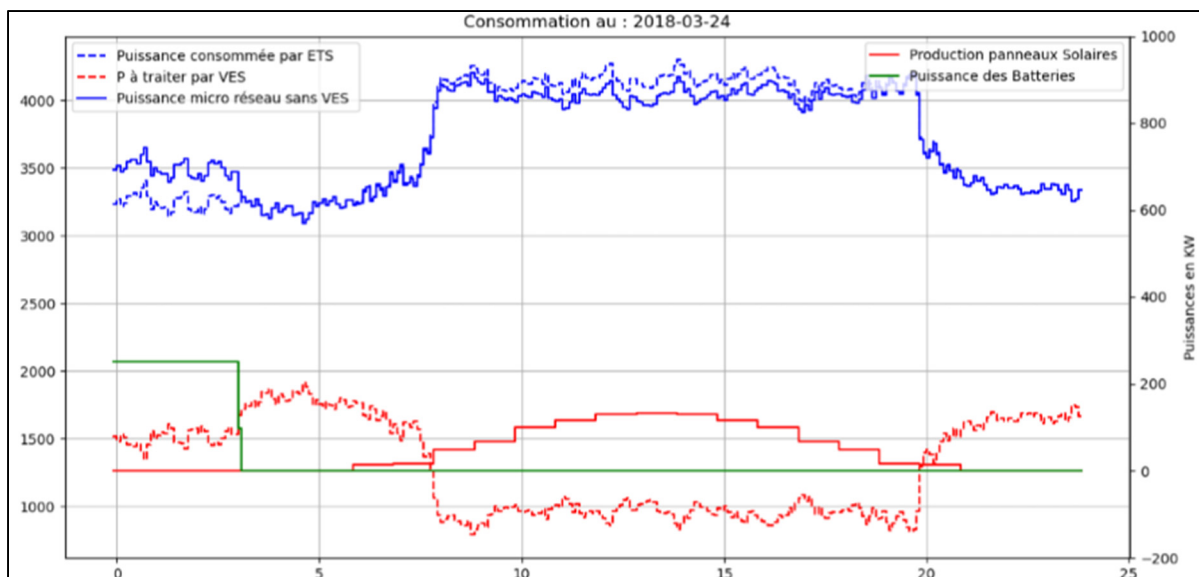


Figure 3.1 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 24/03/2018

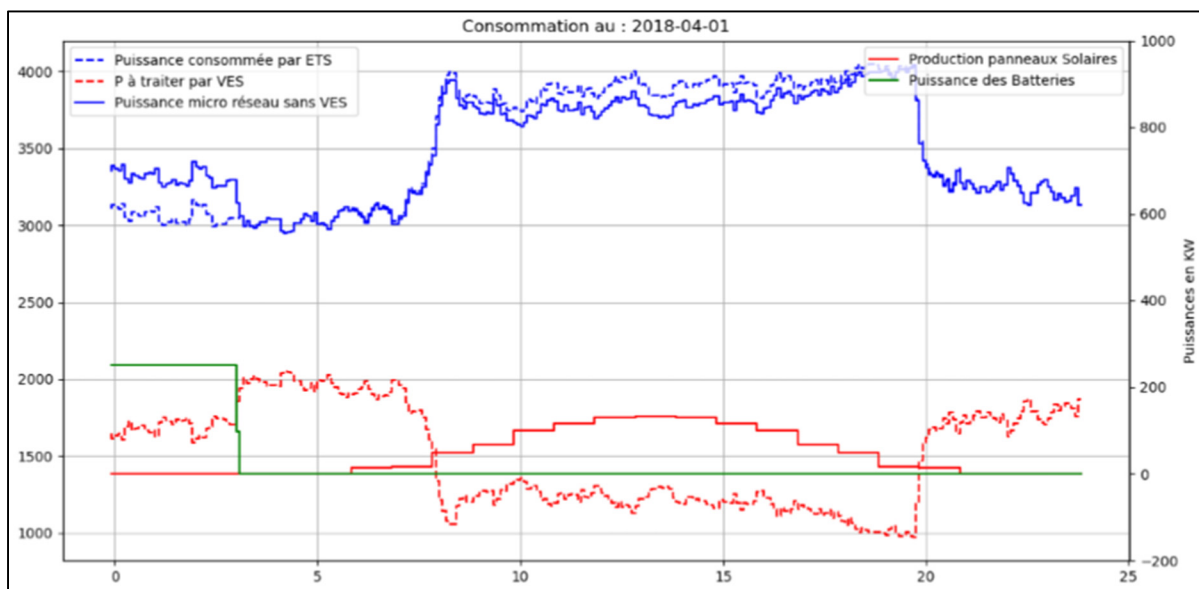


Figure 3.2 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 01/04/2018

La Figure 3.3 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 08 octobre 2018, de minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, pour le reste de la journée les BESS restent chargées, car tel que vu dans les autres cas de journées avec faible consommation, le Pic Max est maintenu à 5000kW.

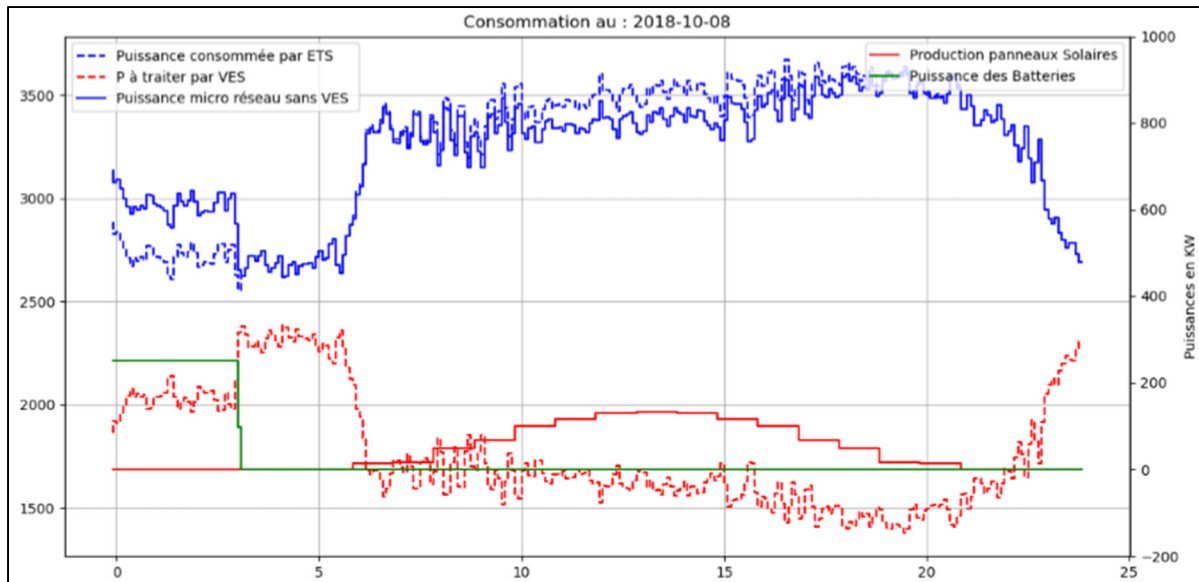


Figure 3.3 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 08/10/2018

3.2.2 Journées avec moyenne consommation de puissance

Dans le cas où on a une journée avec une moyenne consommation, on arrive à effacer complètement le Pic maximal avec la production des PV et la décharge des BESS.

La Figure 3.4 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 01 janvier 2018. On représente deux graphes pour la puissance consommée par le campus, soit le premier graphe en bleu pointillé avant l'ajout du micro-réseau, puis le deuxième graphe en bleu continu après l'ajout des PV+BESS. La puissance du Pic Max a dépassé 5000kW entre 6h00 et 15h00. Le graphe en rouge continu donne la puissance fournie par le PV. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS. De minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, on voit qu'on a réussi à effacer ce Pic présent entre 6h00 et 15h00, grâce à la production PV et à la décharge des BESS, le Pic Max est maintenu à 5000kW et on est facturé à 5000kW pour cette journée, et en dernier le graphe en rouge pointillé représente la puissance restante dans le micro-réseau après PV et BESS, il s'agit dans ce cas de $dp_restant$ positif ou bonus, puisqu'on a réussi à écrêter le Pic Maximal supérieur à 5000kW.

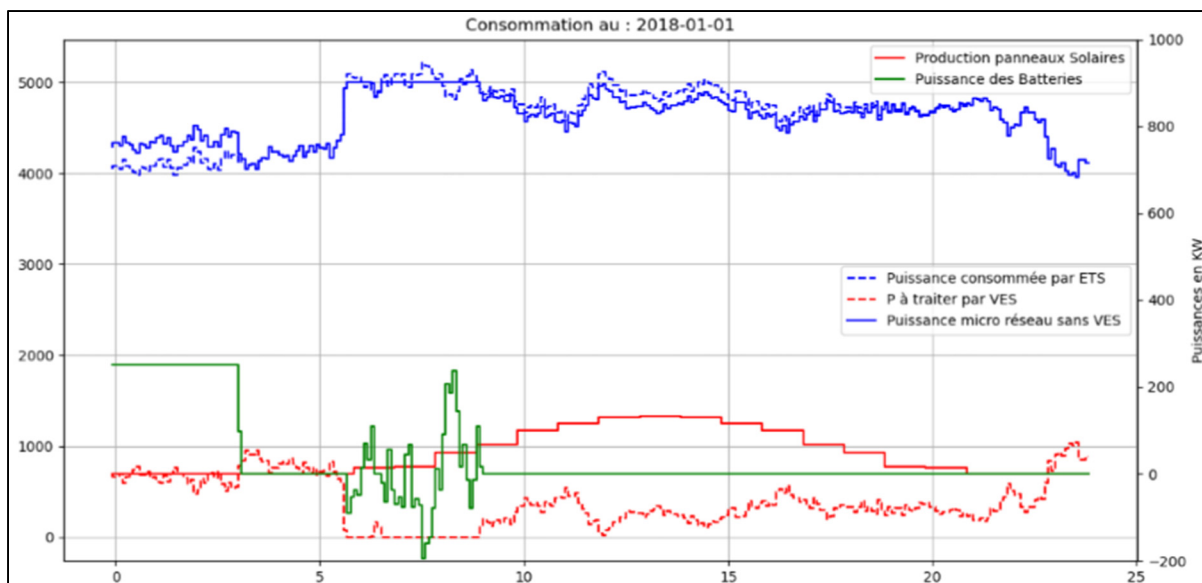


Figure 3.4 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 01/01/2018

La figure 3.5 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 24 janvier 2018. La puissance du Pic Max a dépassé 5000kW entre 6h00 et 18h00. De minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS à la $P_{ch_max} = 250kW$, par la suite au fur et à mesure que la puissance augmente et que le dépassement est supérieur à 5000kW, on commence par décharger les BESS, mais une fois que la consommation baisse au-dessous de 5000kW, on recharge les BESS, pour faire face au prochain Pic de la journée. On voit qu'on a réussi à effacer le Pic maximal, grâce à la production PV et à la décharge des BESS, le Pic Max est baissé à 5000kW et on est facturé à 5000kW pour cette journée. Le graphe en rouge pointillé représente la puissance restante dans le micro-réseau après PV et BESS, il s'agit dans ce cas de $dp_restant$ positif ou bonus, car on a réussi à écrêter le Pic Maximal supérieur à 5000kW.

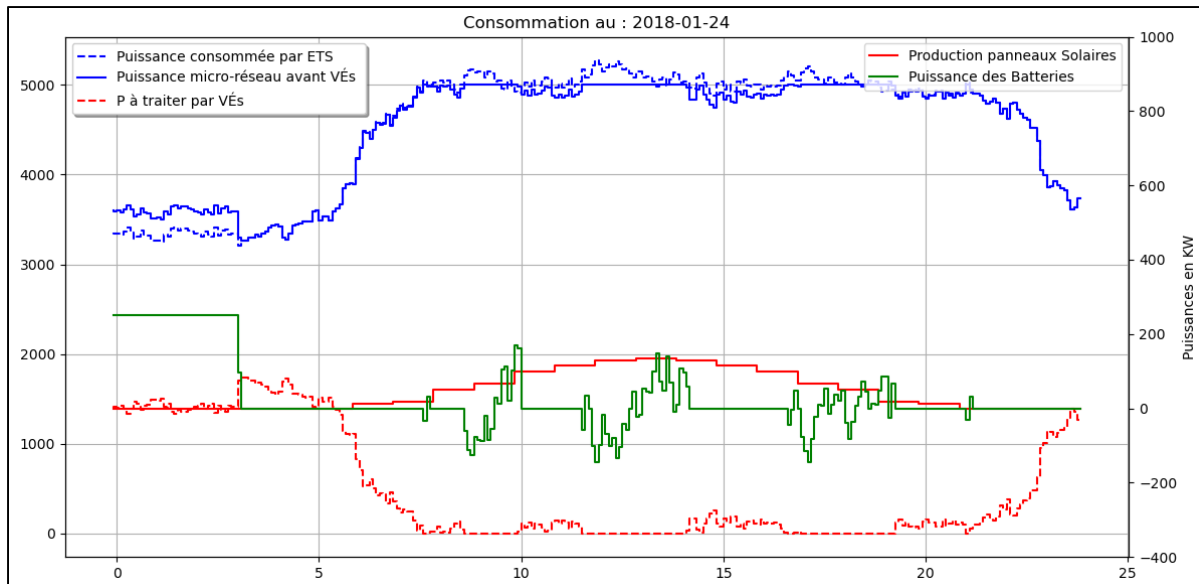


Figure 3.5 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 24/01/2018

Dans le cas où on a une journée avec une moyenne consommation, on parle de puissance maximale de la charge du campus supérieure à 5000kW (ou Pic_Max obtenu), le cas où on arrive à effacer complètement le Pic maximal avec la production des PV et la décharge des BESS. On prend l'exemple de la consommation de la charge, dans ce cas le campus de l'ÉTS pour des journées avec une moyenne consommation, on arrive à écrêter complètement le Pic maximal de la charge du campus grâce aux PV et aux BESS, on appelle ces journées avec moyenne consommation : journées avec un dépassement restant positif, $dp_restant$ positif ou bonus.

La Figure 3.6 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 05 mars 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. On représente deux graphes pour la puissance consommée par le campus, soit le premier graphe en bleu pointillé avant l'ajout du micro-réseau, puis le deuxième graphe en bleu continu après l'ajout des PV+BESS. La puissance du Pic Max a dépassé légèrement 5000kW vers 9h00 et ensuite vers 12h00. Le graphe en rouge continu donne la puissance fournie par le PV. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS. De minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $Pch_max = 250kW$.

On constate qu'on a réussi à effacer ces 2 Pics survenus, grâce à la production des PV, le Pic Max est maintenu à 5000kW et on est facturé à 5000kW pour cette journée. Le graphe en rouge pointillé représente la puissance restante dans le micro-réseau après PV et BESS, il s'agit dans ce cas de $dp_restant$ positif ou bonus, d'où on a réussi à écrêter le Pic Maximal supérieur à 5000kW.

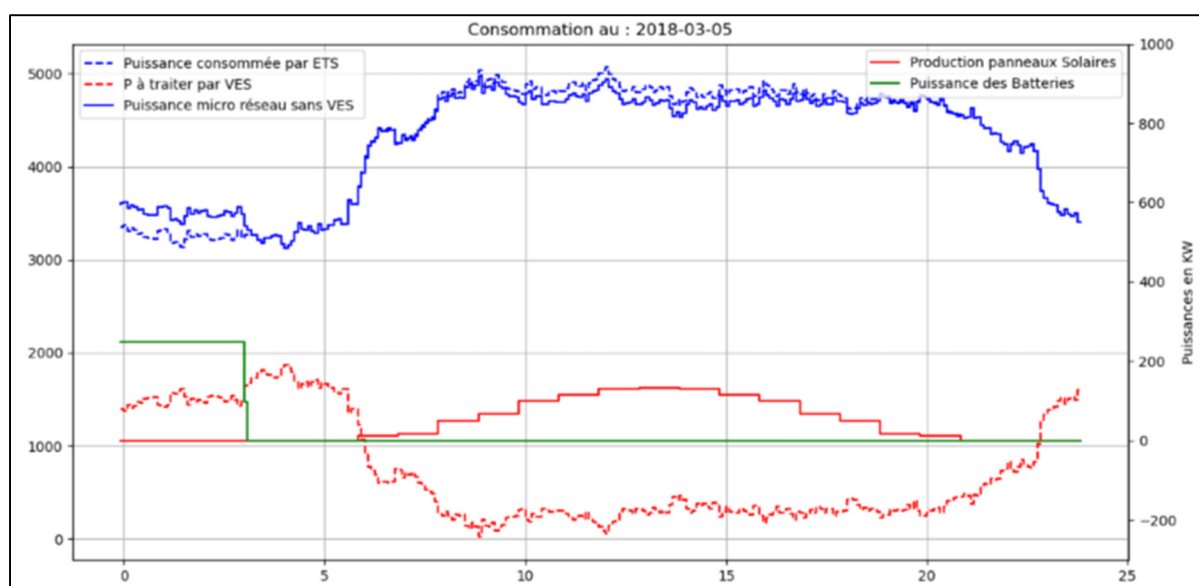


Figure 3.6 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 05/03/2018

3.2.3 Journées avec grande consommation de puissance

Le cas où on n'arrive pas à effacer complètement le Pic maximal avec les PV et les BESS, ce sont les journées avec grande consommation de puissance. On arrive à écrêter partiellement le Pic maximal de la charge du campus grâce à la production des PV et à la décharge des BESS. On appelle ces journées avec grande consommation : journées ayant un dépassement restant inférieur à zéro ($dp_restant$ négatif).

On peut montrer la journée du 03 juillet 2018, sur la Figure 3.77. On commence la journée avec un Pic Max variable de 5052.69 kW. La puissance du Pic Max a dépassé 5000kW entre 6h00 et 14h00. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS, quand

c'est une variation négative c'est qu'on est en train de décharger les BESS, quand c'est une variation positive, c'est qu'on est en train de recharger les BESS. De minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, par la suite au fur et à mesure qu'on avance dans la journée et que le dépassement est supérieur à 5000kW, on décharge les BESS, mais une fois la consommation baisse au-dessous de 5000kW, on en profite pour recharger les BESS, pour faire face au prochain Pic de la journée. Étant donné que la consommation est supérieure à 5000kW, pendant toute la journée, malgré l'utilisation de la production des PV, et la décharge des BESS, on n'a pas le choix que de finir la journée avec un Pic max réduit partiellement. Sur la Figure 3.88, on représente la journée du 15 janvier 2018, qui enregistre le plus haut Pic du mois. On parle de Pic qui borde 6000kW, après avoir utilisé la production des PV et déchargé les BESS, on arrive à écrêter en partie le Pic, tel qu'indiqué, on a commencé la journée avec un Pic maximal variable de 5500.80 kW.

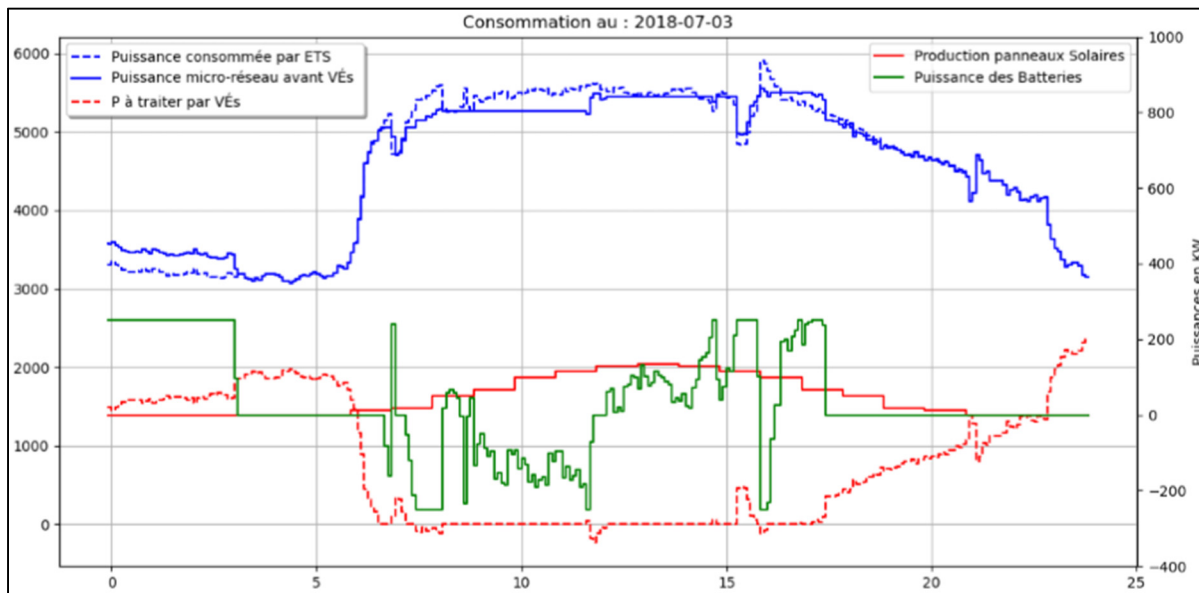


Figure 3.7 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS 03/07/2018 avec PV+BESS

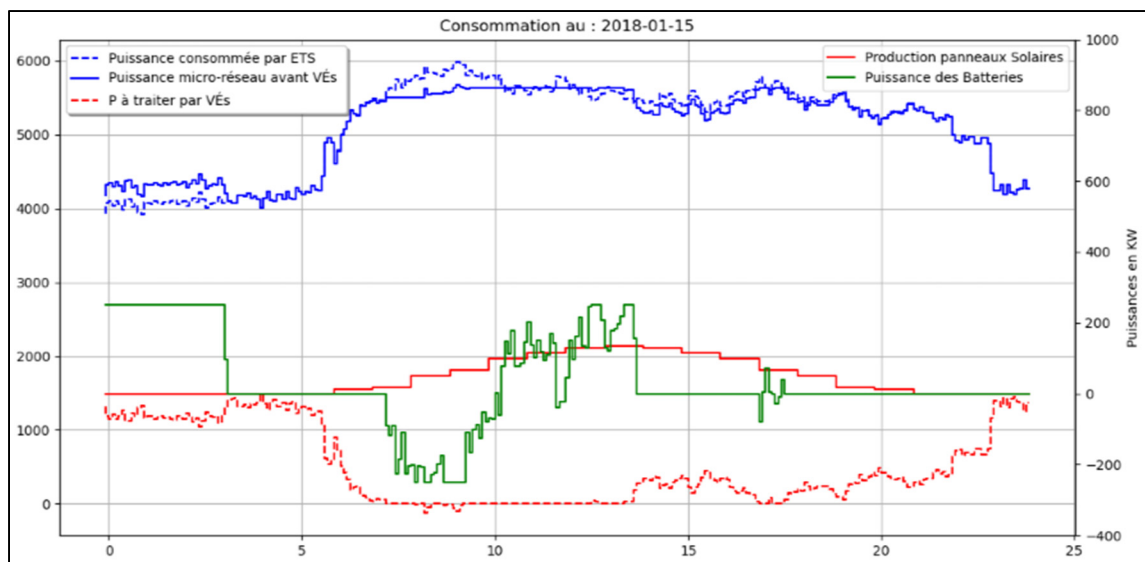


Figure 3.8 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS

On peut montrer aussi la journée du 07 février 2018, on considère que les puissances des batteries BESS en décharge sont négatives, et qu'elles sont positives en mode de recharge. Sans VÉ le $dp_restant$ est négatif, après utilisation de la production PV et après la décharge complète des BESS, tel qu'indiqué sur Figure 3.9, on a commencé cette journée avec un Pic maximal variable de 5074.00 kW.

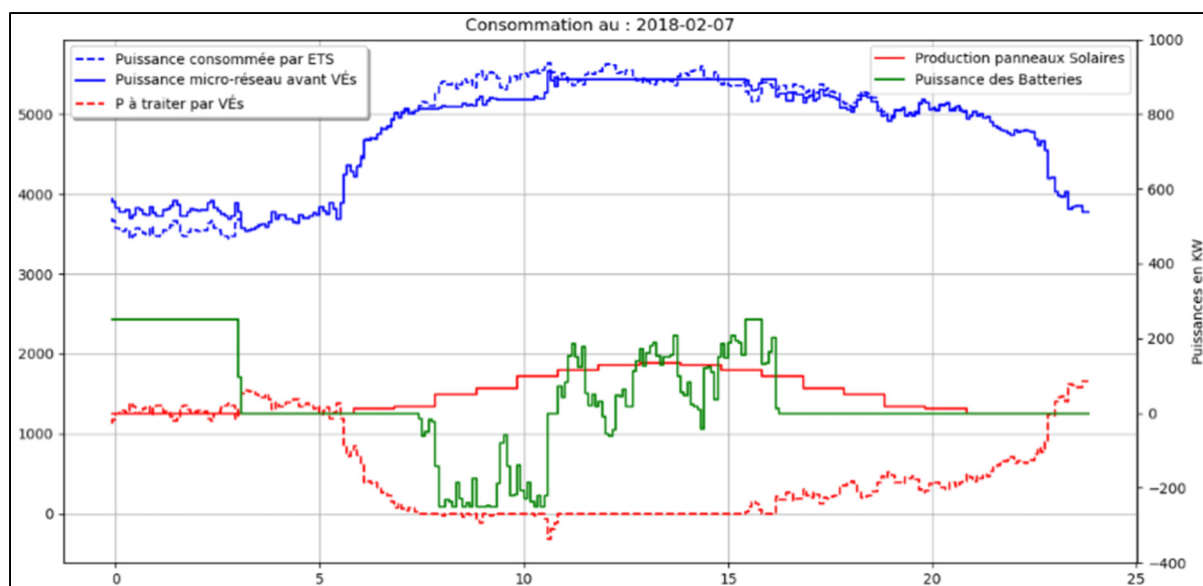


Figure 3.9 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 07/02/2018 avec PV+BESS

3.3 Avantages du micro-réseau PV+BESS

On peut résumer l'avantage du PV+BESS, dans les trois cas de consommation :

Pour les journées de faible consommation sans micro-réseau, on paye pour 5000kW sans atteindre le Pic. En revanche, avec les BESS, vu qu'on paye pour le Pic Max (5000kW), et que la puissance du campus est au-dessous du Pic Max; il y a Bonus dans ce cas. On en profite du Bonus, pour recharger les batteries, en vue des journées de plus grande consommation.

Dans le cas de journées de moyenne consommation, on parle de puissance maximale de la charge du campus supérieure à 5000kW. On est facturé pour le nouveau Pic_Max obtenu, sans micro-réseau. En revanche, avec les PV+BESS, on arrive à effacer complètement le Pic maximal avec la production des PV et la décharge des BESS. Alors, on est facturé pour 5000kW seulement, on réduit la consommation en puissance et la facture d'électricité.

Dans le cas de journées d'une grande consommation, sans micro-réseau, on est facturé pour le maximum de puissance atteint. En revanche, avec les PV+BESS, on arrive à effacer partiellement le Pic, ce qui permet de réduire la consommation en puissance, et ainsi on réduit la facture d'électricité.

3.4 Conclusion partielle

Dans ce chapitre, l'objectif principal était d'étudier la consommation journalière du campus avec le modèle PV et BESS, selon les journées de faible consommation, de moyenne consommation et de grande consommation. Grâce à l'ajout des PV+BESS, on a réussi à écrêter complètement le Pic, pour les journées de moyenne consommation, et on a profité du bonus pour les journées de faible consommation, on peut confirmer qu'on a pu répondre au sous-objectif numéro 1.

Pour les journées de grande consommation en puissance, l'effacement est partiel, et c'est pour cette raison qu'on fait appel aux VÉ, qu'on va modéliser au prochain chapitre.

CHAPITRE 4

SIMULATION DU MICRO-RÉSEAU AVEC PV, BESS ET VÉ

4.1 Introduction

Dans les prochains paragraphes, on va commencer par l'implémentation des véhicules électriques (VÉ) dans le modèle du micro-réseau, expliquer le logigramme utilisé pour l'intégration des VÉ, analyser la performance du micro-réseau complet (PV+BESS+VÉ), donner les avantages de l'ajout des VÉ, et finir par une conclusion partielle.

4.2 Implémentation des VÉ dans le micro-réseau

Le logigramme de l'ajout des VÉ, indiqué dans la Figure 4.1 est décrit comme suit. Pour chaque VÉ sur place, à chaque 5 minutes, on vérifie le temps d'arrivée, le temps désiré de départ, le SOC d'arrivée (State Of Charge), et le SOC désiré au départ, puis on effectue le test du $dp_restant$. On rappelle que le $dp_restant$ ou dépassement restant est calculé comme suit : $dp_restant = P_{max} - P_{load} + P_{PV} + P_{BESS}$, quand le $dp_restant$ est positif cela veut dire que P_{load} est au-dessous de P_{max} , on parle de bonus, et quand le $dp_restant$ est négatif cela veut dire que P_{load} est au-dessus de P_{max} , on parle de dépassement. Si $dp_restant$ après PV+BESS est positif (on parle de bonus : le cas de journées avec faible et moyenne consommation), qui veut dire que ces journées avec Pic Max inférieur à 5000kW ou journées où le PV+BESS a réussi à effacer complètement le Pic Max. La consommation en puissance du campus reste inférieure à 5000kW, on fait le test pour savoir si le départ du VÉ est imminent, si oui on va le recharger, on prend des SOC désirés à 100%. On passe au prochain pas de calcul, et ainsi de suite. Dans le cas où $dp_restant$ après PV+BESS est négatif (le cas de journées avec grande consommation), qui veut dire que ces journées avec Pic Max supérieur à 5000kW où le PV+BESS n'a pas réussi à effacer complètement le Pic Max, mais seulement en partie. La consommation du campus reste supérieure à 5000kW, on fait le test pour savoir si le départ du VÉ est imminent, si oui on n'a pas le choix on va recharger le VÉ. Sinon, on décharge le VÉ, et on passe au prochain pas de calcul, et ainsi de suite.

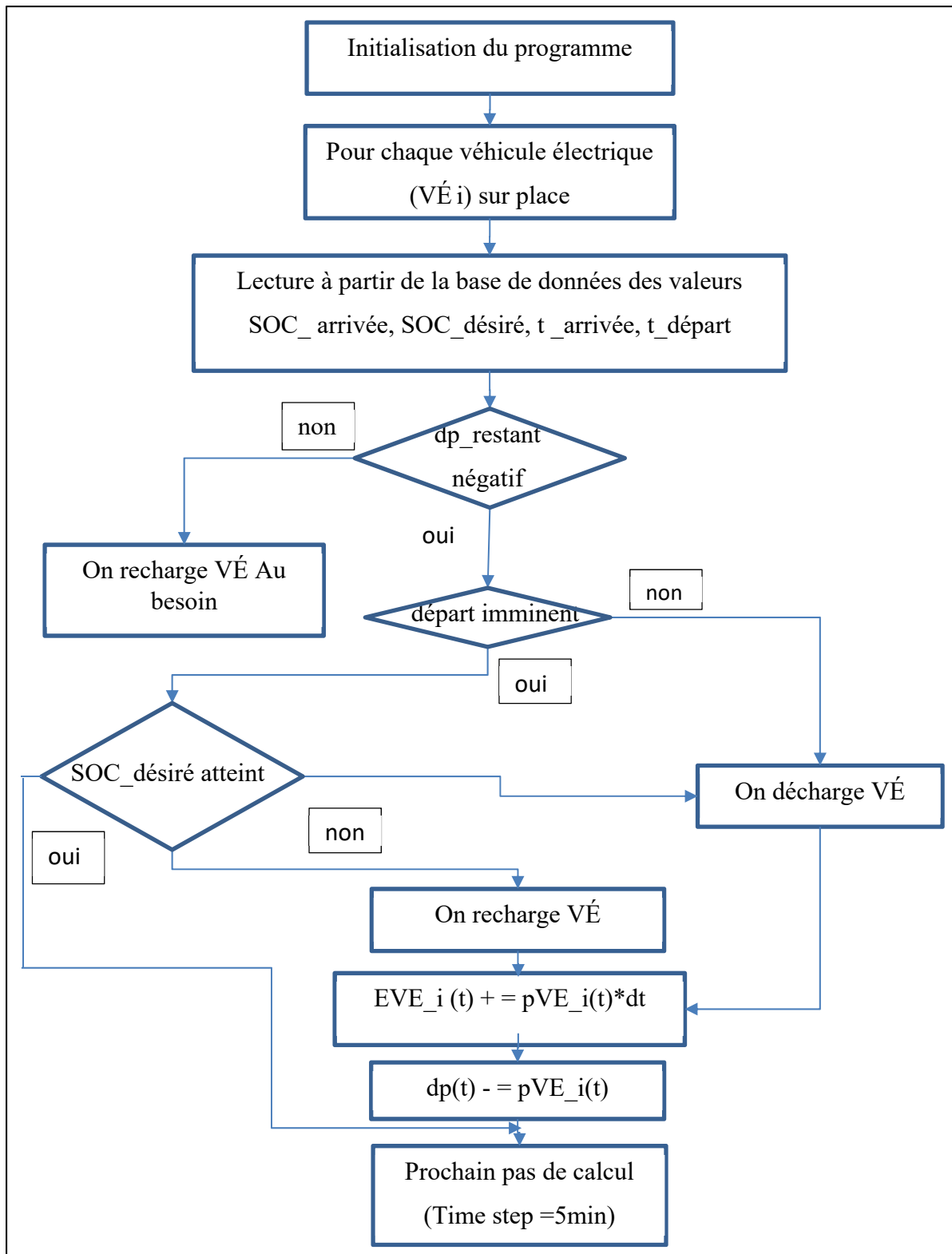


Figure 4.1 Logigramme du micro-réseau avec ajout des VÉ

4.2.1 Cas de dépassement de puissance

Pour chaque VÉ sur place, à chaque 5 minutes, on vérifie si $dp_restant$ est négatif après avoir utilisé les PV+BESS (le cas de journées avec une grande consommation de puissance). Un $dp_restant$ négatif : veut dire que ces journées avec Pic Max supérieur à 5000kW, où le PV+BESS n'a pas réussi à effacer complètement le Pic Max. La consommation du campus reste supérieure à 5000kW; Si oui, on vérifie si le départ du VÉ est imminent, si oui on vérifie si $SOC_VÉ$ est inférieur au $SOC_désiré$. Si oui : alors on n'a pas le choix on va recharger le VÉ, on prend des SOC désirés à 100%. On met dans VÉ la puissance maximale de charge ($P_{maxch_VÉ}$), pour satisfaire à la contrainte de recharger le VÉ avant son départ. Dans cet algorithme, on priorise la recharge du VÉ à l'effacement du Pic Max. Sinon si VÉ est toujours sur place (pas de départ imminent), on décharge le VÉ. On considère une profondeur de décharge (DoD) de 80%. Prenons l'exemple pour un VÉ avec une capacité de 100kWh, on n'utilisera que 80kWh, laissant toujours le VÉ chargé d'au moins 20kWh afin de favoriser une plus longue durée de vie. Sinon, si $SOC_VÉ$ est égal au $SOC_désiré$, aucune action à faire, on passe au prochain pas de calcul. Dans ce projet, on a comme données quatre VÉ ayant une capacité de 60kWh chaque, soit une capacité minimale $C_{min_VÉ} = 12kWh$.

Pour résumer la décharge des VÉ, on a deux possibilités : 1) le VÉ contient assez d'énergie pour effacer le Pic Max de la charge (le $dp_restant$), dans ce cas le Pic de puissance est écrêté complètement ; 2) le VÉ ne contient pas assez d'énergie pour effacer le Pic Max de la charge (le $dp_restant$), dans ce cas le Pic de puissance est écrêté partiellement.

On actualise la valeur du Pic_Max variable et du $dp_restant$ ainsi que de $E_VÉ$, et on passe au prochain pas de calcul, et ainsi de suite. Dans le cas de $dp_restant$ positif, on parle de $bonus_restant$, on passe au logigramme détaillé au prochain chapitre

4.2.2 Cas de bonus de puissance

Puisqu'on paye pour 5000kW (ou Pic_Max obtenu), et que la puissance du campus est au-dessous du Pic Max; on parle de Bonus dans ce cas. On décrit le logigramme en cas de bonus

comme suit : Pour chaque VÉ sur place on fait les tests suivants : lorsqu'il y a Bonus, on vérifie si l'énergie qu'on peut prendre du réseau HQ est plus grande que la quantité d'énergie qu'on peut stocker dans le VÉ; en d'autres mots : on vérifie si on a assez de place pour stocker l'énergie qu'on peut prendre de HQ.

4.3 Analyse de la performance du micro-réseau PV+BESS+VÉ

Pour mieux représenter les variations des puissances sur les graphes, on prend deux axes verticaux différents pour représenter les puissances, celui de droite est pour les 3 faibles puissances en kilowatt (kW) : celle des PV, BESS, qu'on met sur le 1^{er} graphe, et VÉ, qu'on ajoute sur le 2^{ème} graphe. L'axe vertical gauche permet de représenter les 3 grandes puissances en mégawatt (MW) : celle du campus de l'ÉTS avant et après micro-réseau, ainsi que le dépassement restant après PV+BESS.

Le scénario d'achalandage des véhicules électriques (VÉ), s'effectue de façon aléatoire entre 7h00 et 20h00. On peut consulter un exemple pris de la base de données pour les mois de janvier, février et mars, tel qu'illustré au tableau dans l'annexe III, pour avoir une idée sur le temps d'arrivée ($t_{\text{arrivée}}$), le temps de départ ($t_{\text{départ}}$), l'état de charge à l'arrivée ($\text{soc}_{\text{arrivée}}$), et de l'état de charge au départ ($\text{soc}_{\text{départ}}$), pour chaque VÉ

Aux prochains paragraphes, on présente la performance des VÉ. En premier lieu, on a le fonctionnement avec performance élevée, dans lequel on arrive à effacer complètement la puissance maximale de pointe, et on arrive à charger à 100% les VÉ avant leur départ. En deuxième lieu, on a le fonctionnement avec performance moyenne, dans lequel, on arrive à effacer partiellement la puissance maximale de pointe, mais de façon significative, et on arrive à charger à 100% les VÉ avant leur départ. En dernier, on a le fonctionnement avec faible performance, dans lequel, on arrive à charger à 100% les VÉ avant leur départ, vu qu'on a pris cette contrainte prioritaire, mais qui engendre un effacement faible du Pic.

4.3.1 Fonctionnement avec performance élevée

Pour les journées de faible consommation de puissance, on en profite de l'écart entre le Pic Maximal et la puissance de charge du campus, on parle du dp_{restant} positif (Bonus). Puisqu'on paye pour le 5000kW, on en profite pour recharger les VÉ, on arrive à charger à 100% les VÉ avant leur départ.

Pour les journées avec une moyenne consommation, on arrive à écrêter complètement le Pic maximal de la charge du campus grâce à l'intégration des VÉ au micro-réseau avec (PV + BESS). La figure 4.2 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 06 février 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS, on a commencé cette journée avec un Pic maximal variable de l'ordre de 5000 kW.

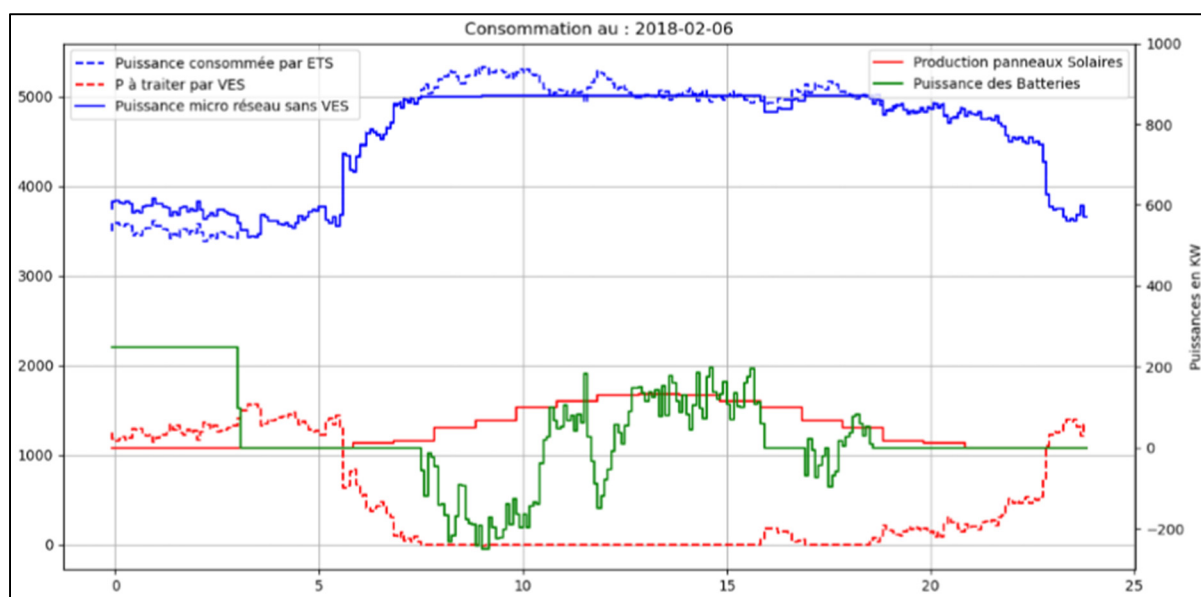


Figure 4.2 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 06/02/2018 avec PV+BESS

Au fur et à mesure qu'on avance dans la journée et que le dépassement est supérieur à 5000kW, on en profite pour décharger les BESS, et les VÉ, tel qu'indiqué dans la Figure 4.3. Mais une fois que la consommation baisse au-dessous de 5000kW, on en profite pour recharger les

BESS, et les VÉ, pour faire face au prochain Pic de la journée, s'il y a lieu. On constate qu'on a réussi à effacer ce Pic complètement, grâce à la production PV, à la décharge des BESS et à la décharge des VÉ, le Pic Max est maintenu à 5000kW et on est facturé à 5000kW pour cette journée.

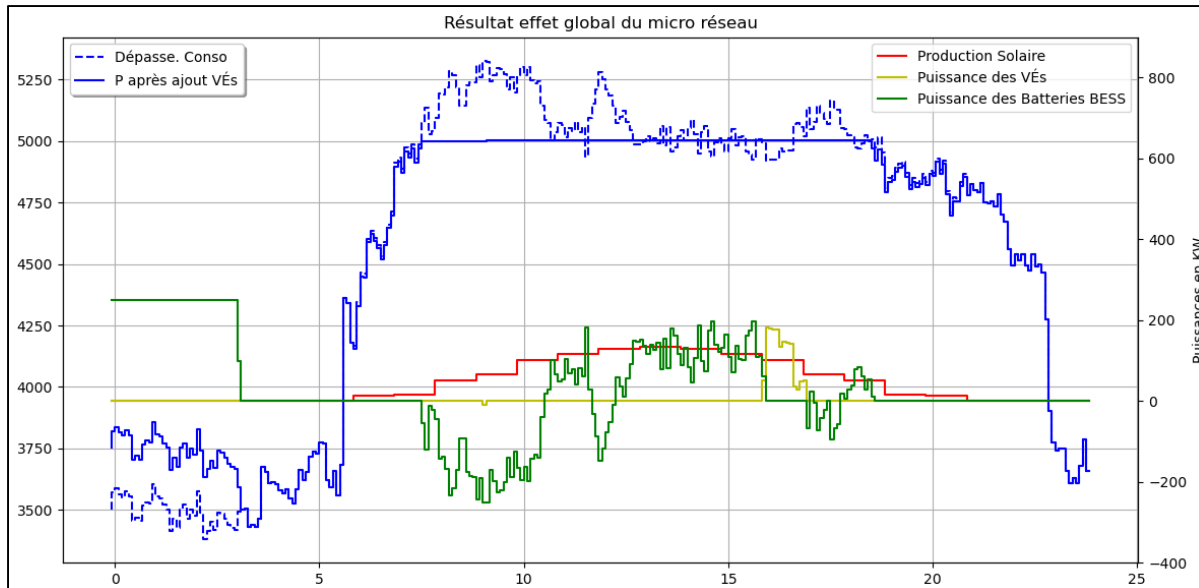


Figure 4.3 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 06/02/2018 avec PV+BESS+VÉ

4.3.2 Fonctionnement avec moyenne performance

Pour les journées de grande consommation de puissance, on parle des journées des plus énergivore, bien qu'on utilise la production des PV et qu'on décharge complètement les BESS, il reste un Pic qu'on n'arrive pas à écrêter complètement, mais qu'on efface partiellement, et c'est pourquoi on fait intervenir les VÉ, on parle de $dp_restant$ négatif. Mais on arrive à baisser ce Pic partiellement, grâce aux VÉ. Ainsi, on peut réduire le coût de la puissance facturée.

La Figure 4.4 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 03 juillet 2018. Cette journée fait partie des journées avec une grande consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. On commence la journée avec un Pic Max variable de 5052.69 kW. On représente deux graphes pour la puissance consommée par le campus, soit le premier graphe

en bleu pointillé avant l'ajout du micro-réseau, puis le deuxième graphe en bleu continu après l'ajout des PV+BESS. La puissance du Pic Max a dépassé 5000kW entre 6h00 et 14h00. Le graphe en rouge continu donne la puissance fournie par le PV. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS. De minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, par la suite au fur et à mesure qu'on avance dans la journée et que le dépassement est supérieur à 5000kW, on en profite pour décharger les BESS, mais une fois que la consommation baisse au-dessous de 5000kW, on recharge les BESS, pour faire face au prochain Pic de la journée.

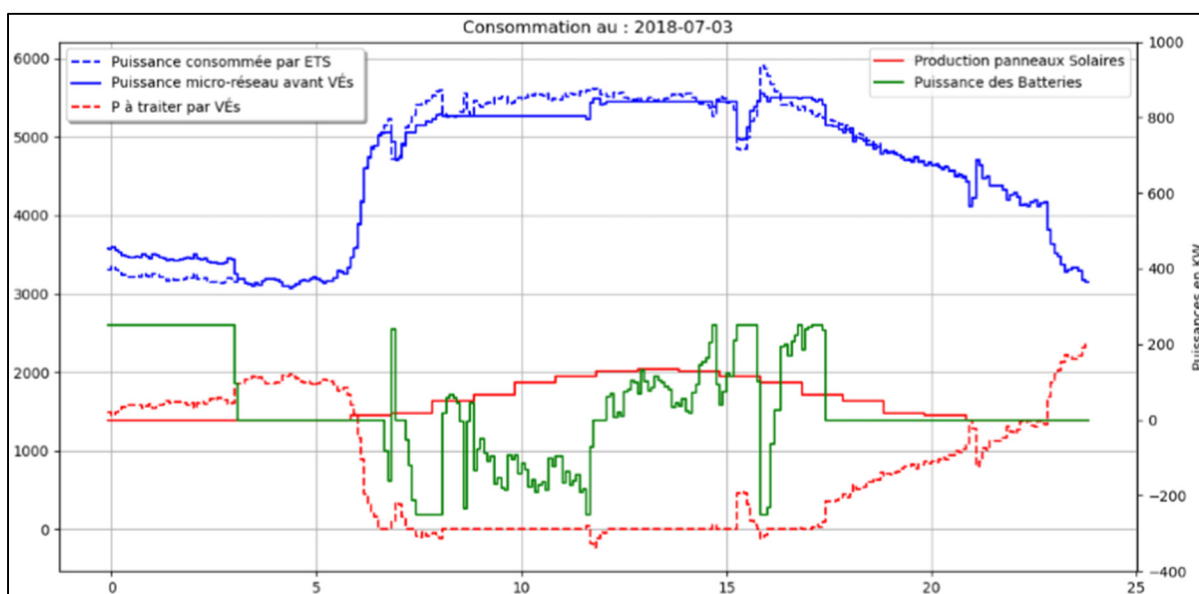


Figure 4.4 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS 03/07/2018 avec PV+BESS

On voit qu'en déchargeant les VÉ, on a réussi à effacer partiellement le Pic présent entre 6h00 et 14h00, grâce à la production PV et à la décharge des BESS, et à la contribution des VÉ tel qu'indiqué à la Figure 4.5. Vers 15h00, une fois que la consommation du campus baisse en dessous du Pic Max, on en profite pour recharger les VÉ et les BESS.

À 16h00, la consommation du campus augmente et un nouveau Pic Max s'enregistre, alors on décharge les BESS et les VÉ, ce qui permet d'effacer partiellement ce nouveau Pic Max qui est presque de 6000 kW, et on finit la journée avec un Pic Max Variable de 5504.27kW. On en profite aussi pour recharger les VÉ avant leur départ. On parle d'une économie pour cette

journée des plus énergivores de près de 500 kW puisque la puissance facturée atteint 5500 kW alors qu'elle aurait pu être de près de 6000 kW.

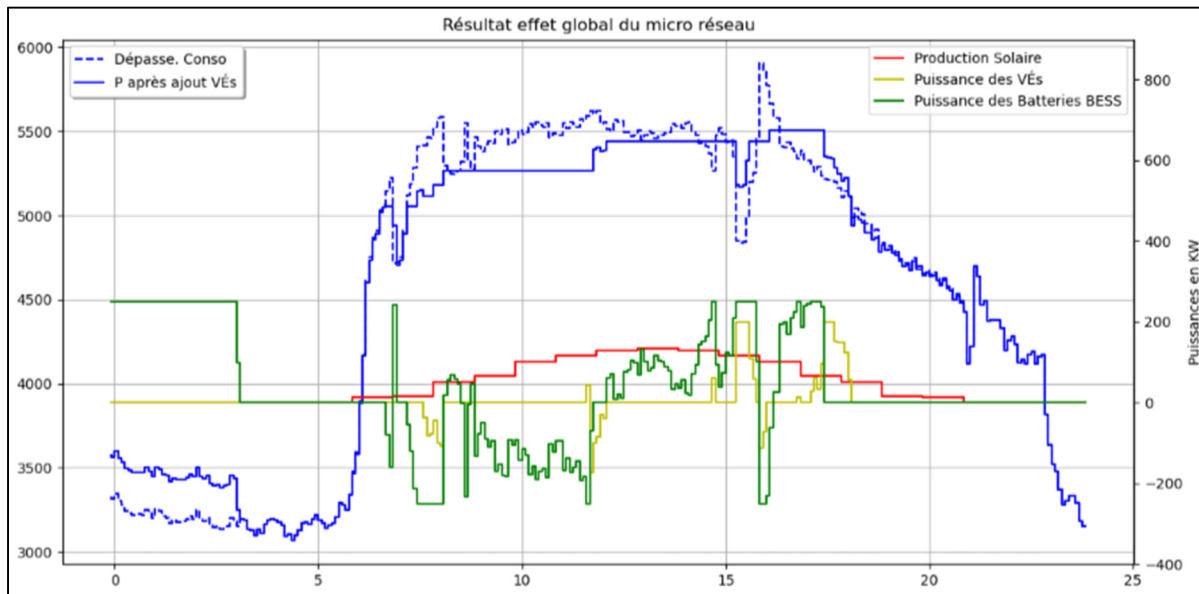


Figure 4.5 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 03/07/2018 avec PV+BESS+VÉ

On peut citer la journée du 15 janvier 2018, qui enregistre le plus haut Pic du Mois. Alors on commence la journée avec un Pic_Max variable qu'on a réussi à maintenir à 5500.80 kW, depuis le 05 janvier 2018. Sachant que c'est une journée avec la plus grande consommation enregistrée, le Pic enregistré borde 6000kW, après avoir utilisé la production des PV et déchargé les BESS, on arrive à écrêter en partie le Pic, tel qu'indiqué sur la Figure 4.6.

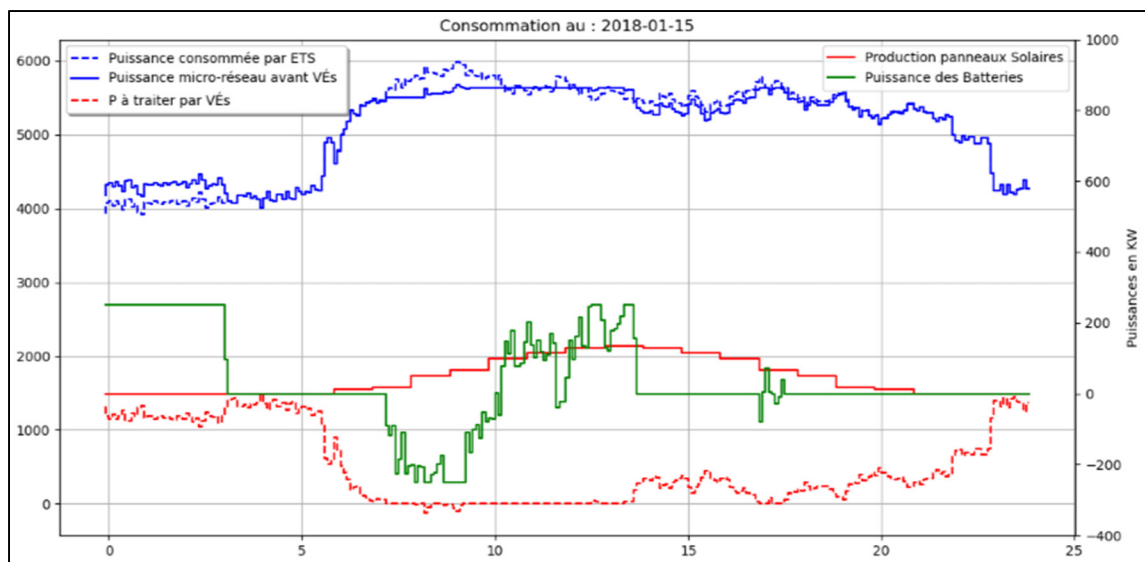


Figure 4.6 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS

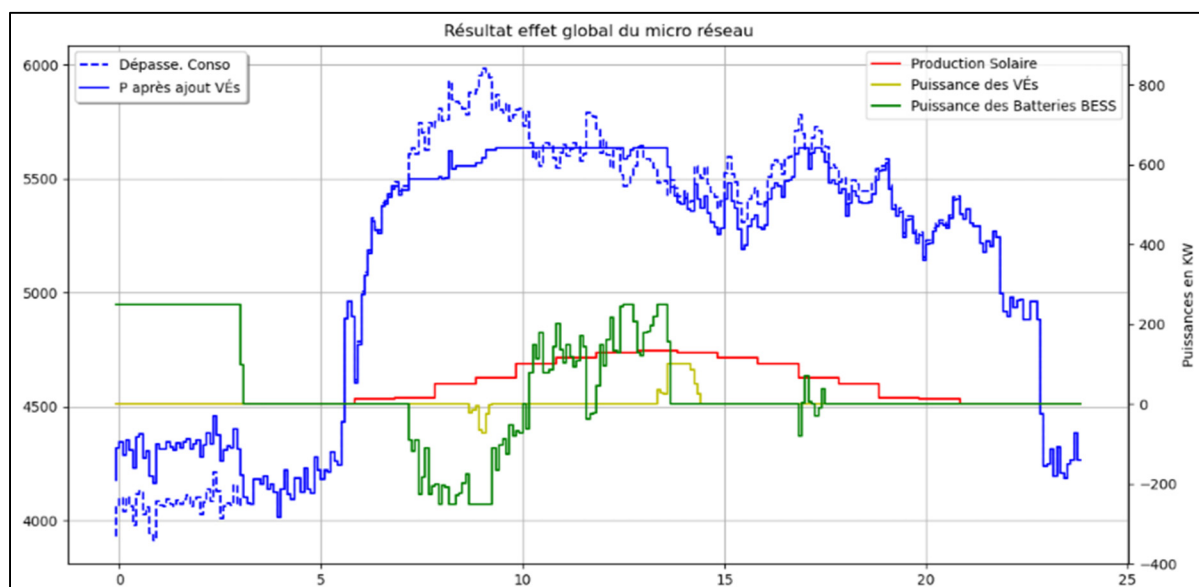


Figure 4.7 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS+VÉ

On utilise aussi les VÉ, on décharge les véhicules électriques, bien que toutes nos ressources soient épuisées, il reste un Pic_Max variable à 5633.66 kW. On arrive à écrêter en partie le Pic initial de la journée qui borde 6000kW, et on arrive aussi à recharger les VÉ à 100% à leurs départs respectifs, tel qu'indiqué sur la Figure 4.7. On finit cette journée avec un Pic_Max variable à 5633.66 kW. On parle d'une économie pour cette journée des plus énergivores de

plus de 360.00 kW. On peut citer aussi la journée du 07 février 2018, sans VÉ le $dp_restant$ est négatif, après utilisation de la production PV et après la décharge complète des BESS, tel qu'indiqué sur la Figure 4.8.

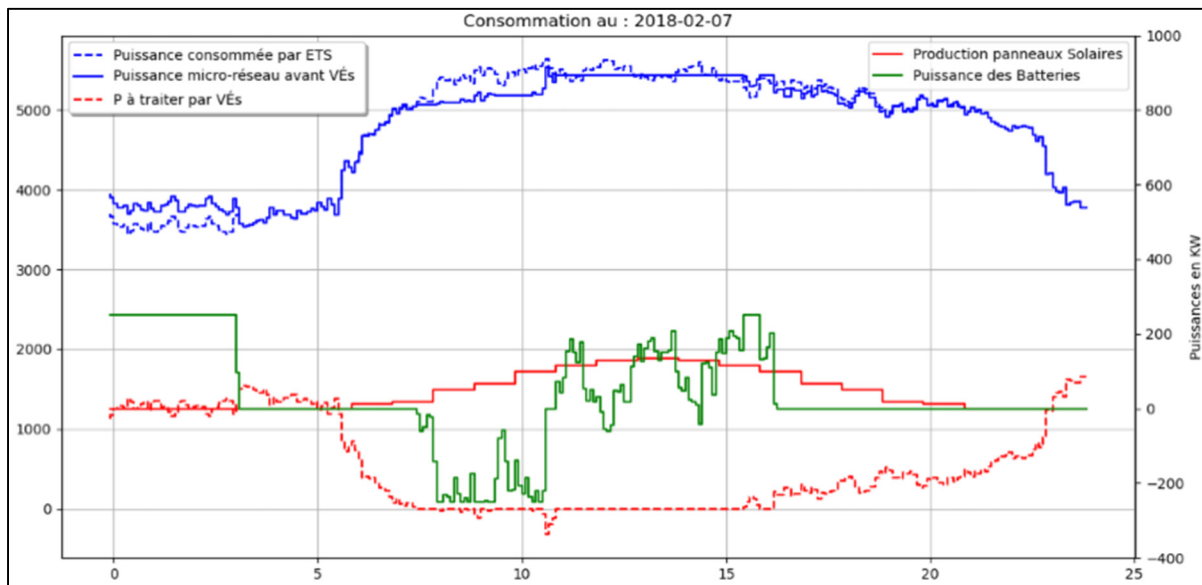


Figure 4.8 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 07/02/2018 avec PV+BESS

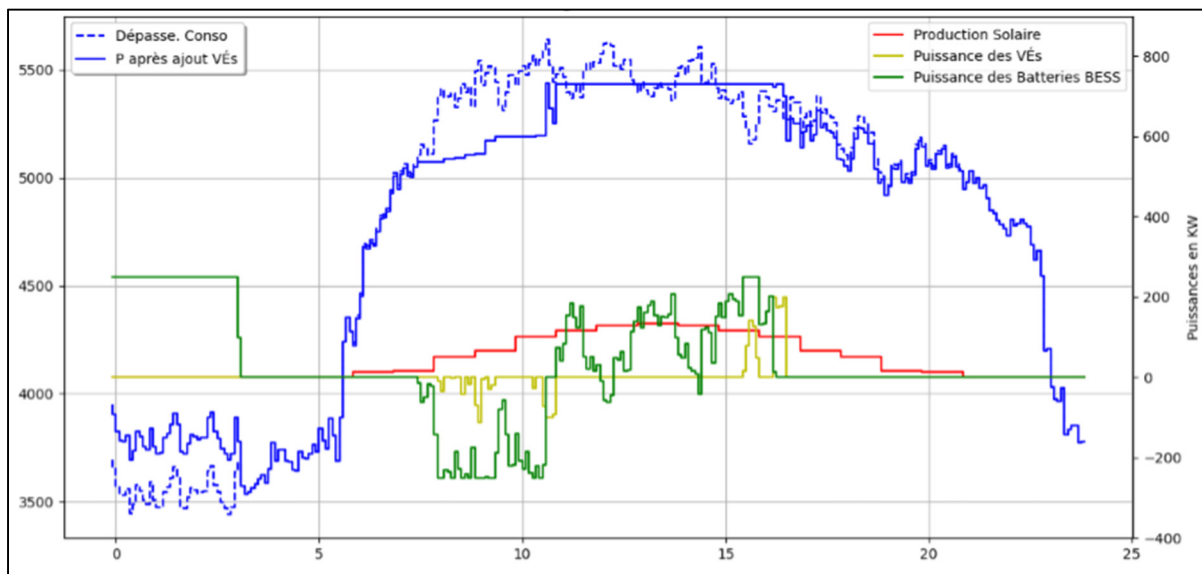


Figure 4.9 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 07/02/2018 avec PV+BESS+VÉ

On commence la journée avec un Pic Max variable de 5074.00, on décharge les VÉ entre 8h et 12h du matin, et le nouveau Pic Max variable est de 5434.51 kW, tel qu'indiqué sur la Figure 4.9. Ce Pic Max était de plus de 5600.00 kW sans micro-réseau, soit une économie pour cette journée des plus énergivores de 165.00 kW.

4.3.3 Fonctionnement avec faible performance

On peut citer, une des journées des plus énergivores de l'année, soit la journée du 05 juillet 2018, on commence la journée avec un Pic Max variable de 5504.27, tel qu'indiqué sur la Figure 4.10. On a une consommation au-dessus de 5500kW, pendant une longue période soit entre 8h00 et 16h00. Après l'utilisation de la production PV et après la décharge complète des BESS, on a toujours un dp_restant négatif qu'on n'arrive pas à effacer au complet.

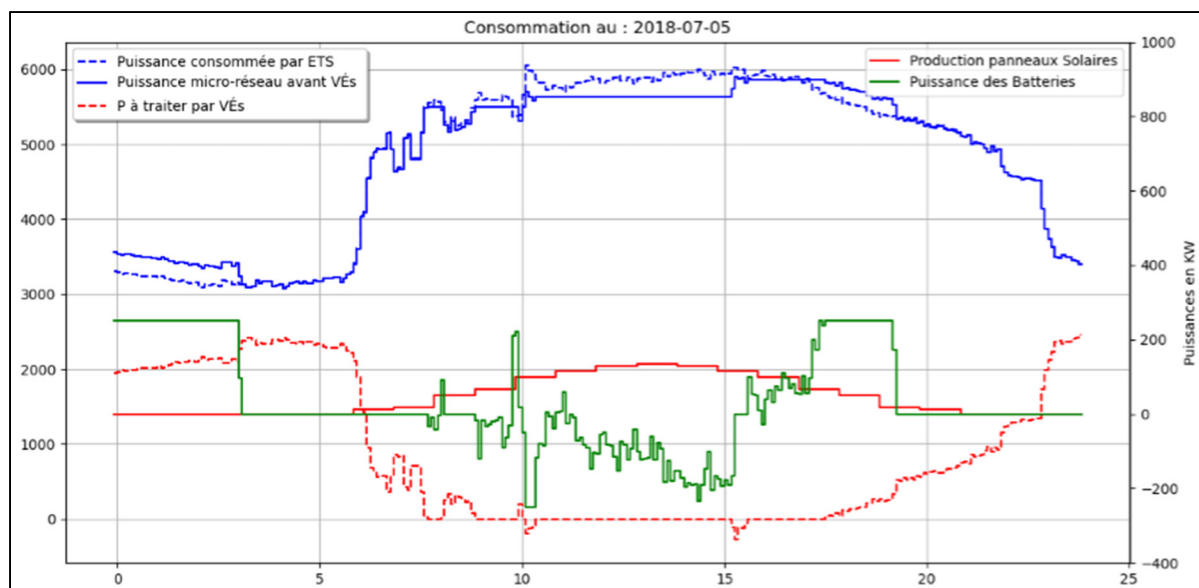


Figure 4.10 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 05/07/2018 avec PV+BESS

On commence la journée avec un Pic Max variable de 5504.27, on en profite de ce Pic pour recharger les VÉ à leur arrivée, tel qu'indiqué sur la Figure 4.11. Puis on décharge les VÉ à 10h du matin, à l'apparition d'un plus grand Pic qui dépasse 6000kW, on utilise toutes nos ressources (réserves) : production PV, décharge BESS et décharge des VÉ. En fin de journée,

le nouveau Pic Max variable est de 5857.80 kW, ceci est dû au 2^{ème} Pic Max qui est plus de 6000.00 kW.

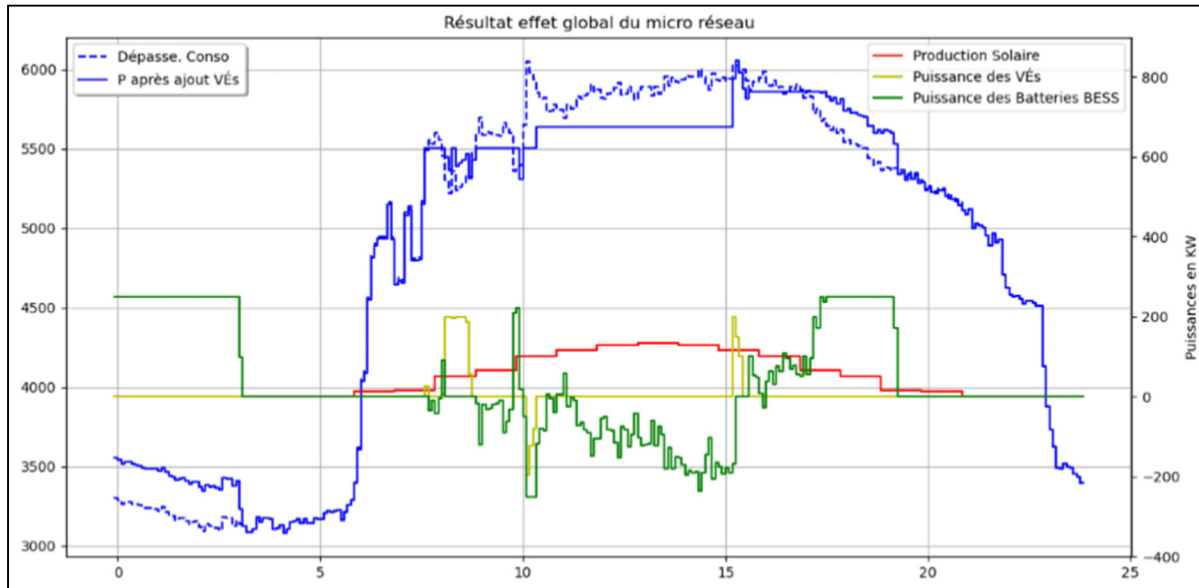


Figure 4.11 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 05/07/2018 avec PV+BESS+VÉ

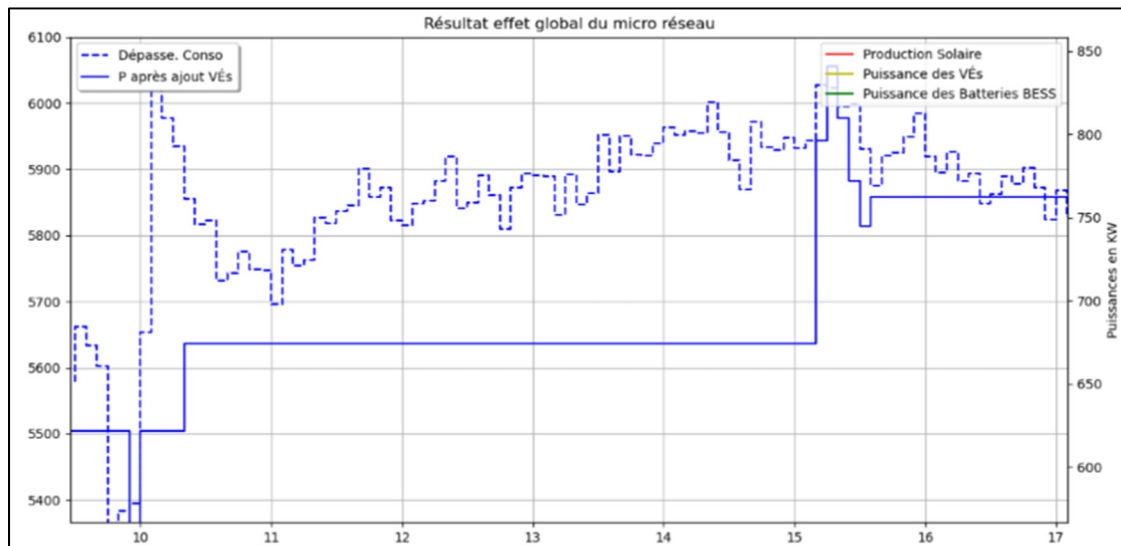


Figure 4.12 Agrandissement du 2^{ème} Pic Max (zoom) pour la journée du 05/07/2018

À 15h00, le nouveau Pic qui dépasse 6000kW apparaît, mais coïncide avec le départ imminent des VÉ, alors on décharge les BESS, mais on n'a pas le choix que de recharger les VÉ avant

leur départ, voir Figure 4.12 qui donne l'agrandissement du 2ème Pic Max (zoom) pour cette journée. En fin de journée, le nouveau Pic Max variable est de 5857.80 kW, on parle d'une économie pour cette journée des plus énergivores de 142.00 kW, alors qu'on pouvait maintenir la puissance maximale proche de 5504.27.

4.4 Avantages de l'ajout des VÉ dans le micro-réseau

Lorsqu'on ajoute le micro-réseau avec BESS, PV et VÉ, on prend la valeur de puissance atteinte après avoir utilisé la production des PV, et après avoir déchargé les BESS et les VÉ. Pour mieux visualiser ce concept, on ajoute dans l'algorithme une fonction qui nous permet d'imprimer le Pic_Max variable. On prend la puissance de pointe maximale considérée en début de journée comme étant P_{max0} , et la puissance de pointe maximale atteinte en fin de journée comme étant P_{max1} , ce qui donne un résumé sur le fonctionnement de l'algorithme face au Pic_Max, et donne une idée claire sur les graphes précédents tel qu'expliqué dans le cas du mois de janvier. Le calcul du Pic_Max variable qu'on atteint à la fin de chaque mois, sera décrit au prochain chapitre. Les valeurs enregistrées, pour chaque jour de chaque mois pour toute l'année 2018, sont détaillées en annexe II.

C'est le moyen utilisé pour vérifier les calculs de la puissance facturée après ajout VÉ, qu'on va détailler dans les prochaines pages. Pour les mois les plus froids de l'année avec des journées des plus énergivores, on arrive à baisser partiellement le Pic_Max tout en assurant la charge des VÉ à 100%.

Lorsqu'il y'a $dp_restant$ négatif = dépassement :

- SOC_désiré des VÉ pris en charge à 100%;
- On arrive à effacer complètement la plupart des Pic;
- Pour les journées énergivores (grand dépassement) : le Pic est effacé partiellement;
- On prend en considération le Pic Max des journées par mois;
- On remarque que le Pic Max augmente un peu au-dessus de 5000kW;
- On arrive à aplatiser les courbes.

Lorsqu'il y'a $dp_restant$ positif = Bonus : on en profite pour recharger les VÉ.

4.5 Conclusion partielle

Dans ce chapitre, on a commencé par l'implémentation des véhicules électriques (VÉ) dans le modèle du micro-réseau, on a expliqué le logigramme utilisé pour l'intégration des VÉ, on a analysé la performance du micro-réseau complet (PV+BESS+VÉ), on a donné les avantages de l'ajout des VÉ. On a vu des cas où la performance est meilleure, vu qu'on a de bons résultats, avec VÉ, et le Pic est effacé au complet. On a des journées avec de moyens résultants, on écrête partiellement le Pic, et on a des journées, où le modèle est insuffisant. Dans ce dernier cas, de performance faible, lorsqu'on a un premier Pic en début de journée et on a tout déchargé puis un autre Pic plus prononcé qui s'annonce. Soit parce que les VÉ sont complètement déchargées, ou bien dans le cas où le départ des VÉ est imminent. Vu qu'on a pris la contrainte de charger les VÉ à 100% comme étant prioritaire, ceci engendre une légère diminution du Pic. En plus, on a fait la présentation des graphes avant et après ajout des VÉs au système. Cela permet de confirmer qu'on a répondu au sous-objectif numéro 2 qu'on a fixé au début.

Maintenant que le modèle du micro-réseau avec VÉ a été présenté, on va voir au prochain chapitre, comment calculer les coûts de puissance et par la suite, on va comparer les factures avant et après ajout du micro-réseau complet pour pouvoir répondre au sous-objectif 3.

CHAPITRE 5

ÉTUDE ÉCONOMIQUE DES GAINS DU MICRO-RÉSEAU PV+BESS+VÉ

5.1 Introduction

Dans les prochains paragraphes, on va faire une analyse des différents graphes et résultats du modèle du système du micro-réseau avec VÉ. Par la suite, on va présenter la contribution de modèle, et faire le calcul des factures après ajout des VÉ. En dernier, on donne les gains obtenus avec le micro-réseau complet.

5.2 Calcul de la puissance à facturer

Pour le calcul de la puissance à facturer (Pic_Max variable) qu'on atteint à la fin de chaque mois, on réalise des moyennes, sur 15 minutes toutes les 5 minutes, des puissances appelées par le bâtiment tout au long de la journée, puis journée par journée, et ainsi de suite tout au long du mois, jusqu'à la fin du mois. À la fin du mois la moyenne la plus élevée sera « la puissance facturée » Celle-ci est au minimum égale à la puissance souscrite (5MW) ou supérieure à celle-ci, le détail étant présenté dans l'annexe II, pour chaque jour du mois, pour toute l'année 2018.

Pour voir les détails de variation du Pic Max, au fur et à mesure qu'on avance dans l'année, on prend l'exemple du début du mois de janvier, on est au 1^{er} janvier 2018, le Pic_Max en début du mois étant 5000kW, qui est fourni par le fournisseur de l'énergie, soit dans ce cas HQ. Alors on commence la journée avec un Pic_Max variable égal à 5000kW.

La Figure 5.1 présente la puissance appelée par le campus pour la journée du 01 janvier 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. Le graphe en vert continu représente la variation de puissance des BESS, de minuit à 4h du matin on en profite pour recharger les BESS jusqu'à la $P_{ch_max} = 250kW$, on voit qu'on a réussi à effacer ce Pic présent entre 6h00 et 15h00, grâce à la production PV et à

la décharge des BESS. Le Pic Max est maintenu à 5000kW et on est facturé à 5000kW pour cette journée, et en dernier le graphe en rouge pointillé représente la puissance restante dans le micro-réseau après PV et BESS, il s'agit dans ce cas du $dp_restant$ positif ou bonus, d'où on a réussi à écrêter le Pic Maximal supérieur à 5000kW.

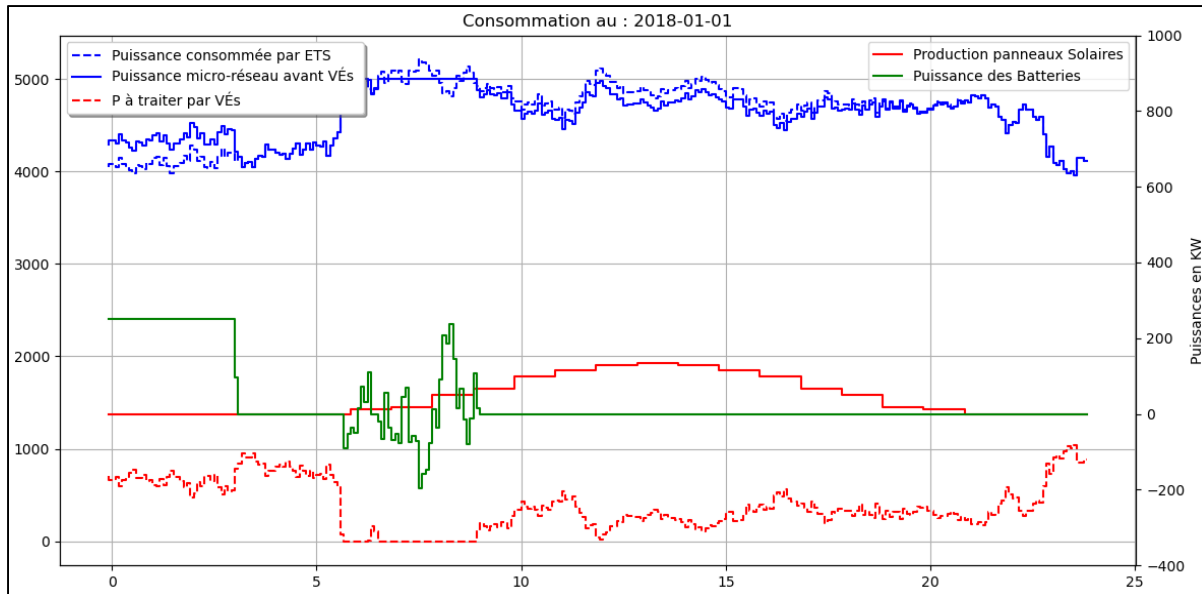


Figure 5.1 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 01/1/2018 avec PV+BESS

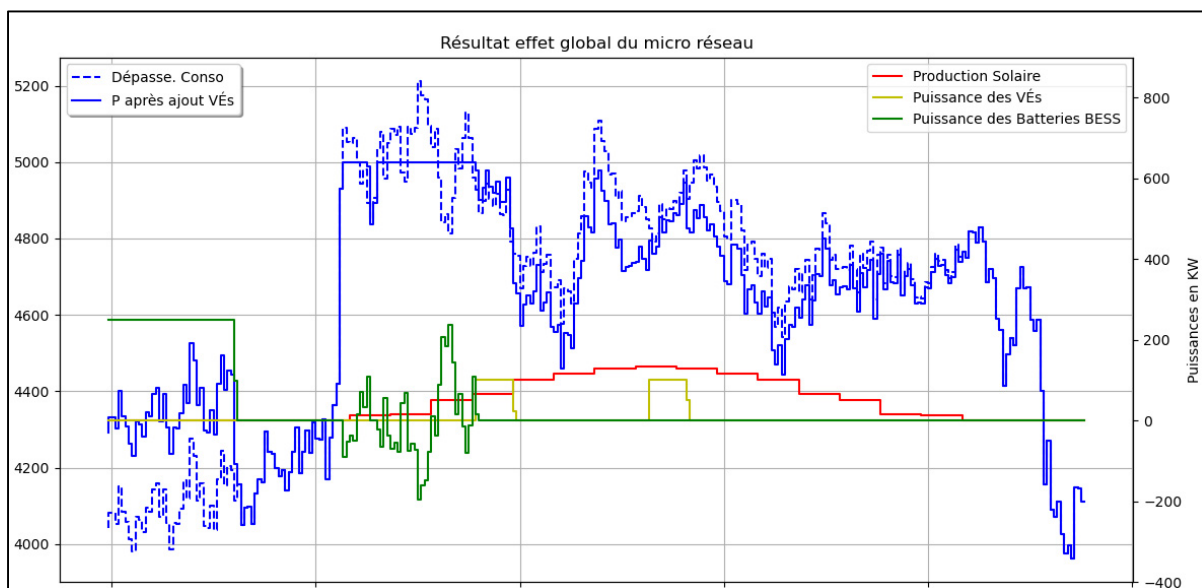


Figure 5.2 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 01/1/2018 avec PV+BESS+VÉ

Sachant que c'est une journée avec moyenne consommation, on arrive à écrêter complètement le Pic avec la production des PV et la décharge des BESS, ce qui nous permet de se concentrer sur la contrainte de recharger les VÉ à 100% à leurs départs respectifs tel qu'indiqué à sur la Figure 5.2 , on termine la journée avec le Pic_Max variable à 5000kW qui n'a pas changé.

On commence la journée du 2 janvier 2018, tel qu'indiqué sur la Figure 5.3 . Alors on commence la journée avec un Pic_Max variable égal à 5000kW, c'est une journée avec une grande consommation, on arrive à écrêter en partie le Pic avec la production des PV et la décharge des BESS, ce qui nous laisse un dp_restant négatif vers 15h00.

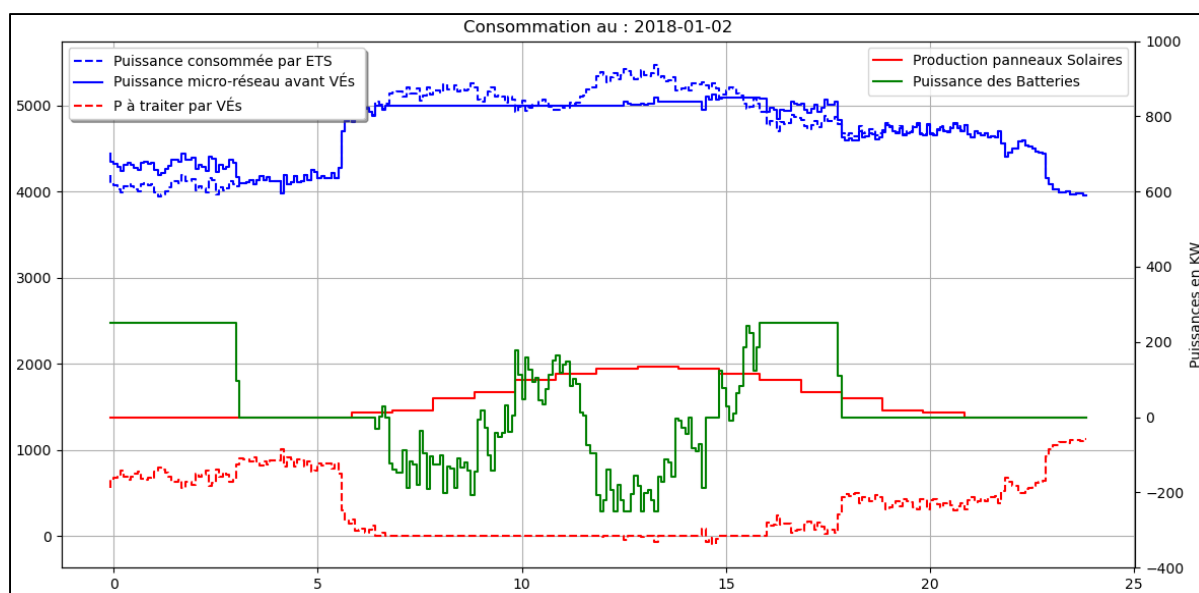


Figure 5.3 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 02/1/2018 avec PV+BESS

En plus de devoir satisfaire la contrainte de recharger les VÉ à 100% à leurs départs respectifs, on doit écrêter le Pic_Max. On décharge les VÉ au moment de dp_restant négatif, mais on n'arrive pas à l'écrêter complètement mais en partie tel qu'indiqué sur la Figure 5.4. On finit cette journée avec un Pic_Max variable qu'on maintient à 5086.93 kW. Alors que sans micro-réseau ce Pic_Max allait être de 5470.70 kW. Vu qu'on maintient ce Pic_Max variable car on paye pour ce dernier, on en profite pour recharger les BESS dès que la consommation du

campus baisse, pour pouvoir les utiliser dès l'apparition d'un nouveau Pic Max. Enfin, on charge les VÉ avant leur départ afin de satisfaire la contrainte de SOC_désiré à 100%.

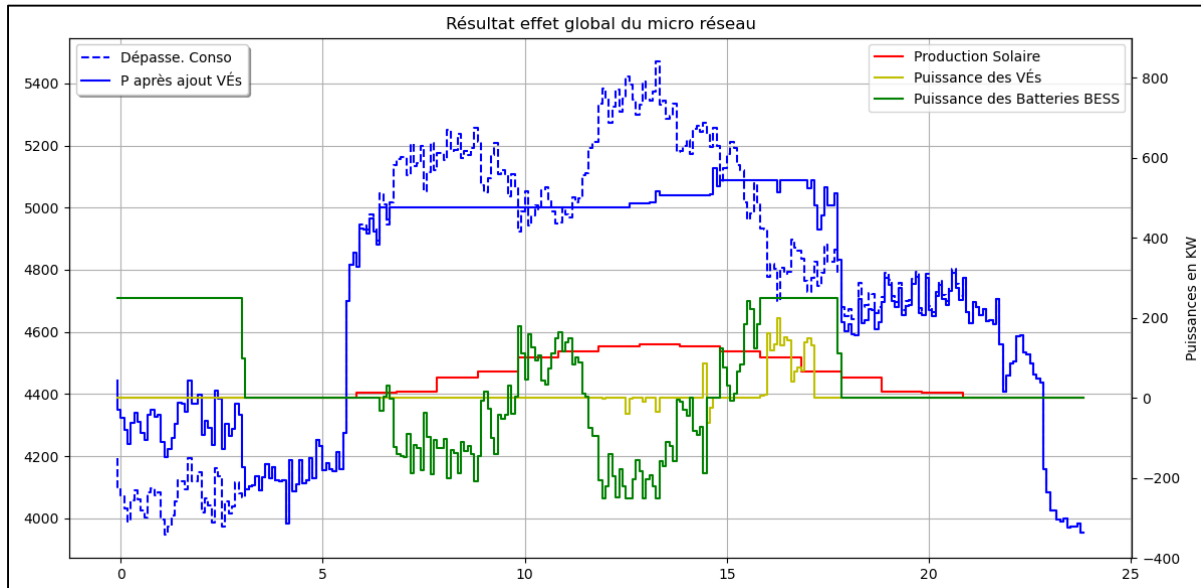


Figure 5.4 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 02/1/2018 avec PV+BESS+VÉ

On passe à la journée du 3 janvier 2018. On poursuit l'analyse comme détaillé pour la journée du 2 janvier 2018. On commence la journée avec un Pic_Max variable égal à 5086.93 kW, voir la Figure 5.5, c'est une journée avec une grande consommation, on arrive à écrêter seulement en partie le Pic avec la production des PV et la décharge des BESS, ce qui nous laisse un dp_restant négatif. Sur la Figure 5.6, on décharge les VÉ, car en plus de devoir satisfaire la contrainte de recharger les VÉ à 100% à leurs départs respectifs, on cherche à écrêter le Pic Maximal. Ainsi on finit cette journée avec un Pic_Max variable à 5314.53 kW, après avoir utilisé toutes nos ressources. Sans micro-réseau ce Pic_Max allait être de 5650 kW.

On passe à la journée du 4 janvier 2018. On commence la journée avec un Pic_Max variable égal à 5314.53 kW. Sachant que c'est une journée avec une grande consommation, mais vu qu'on paye pour 5314.53kW, on se serre de la production PV et de la décharge des BESS, on arrive à écrêter complètement le Pic avec la production des PV et la décharge des BESS. On finit cette journée avec un Pic_Max variable qu'on arrive à maintenir à 5314.53kW.

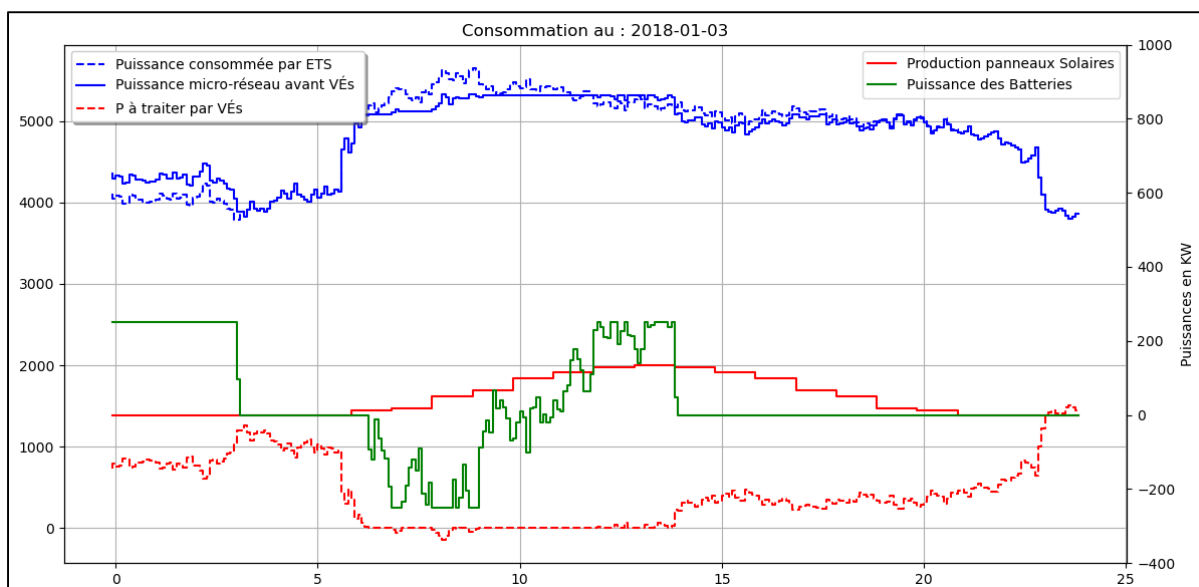


Figure 5.5 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 03/1/2018 avec PV+BESS

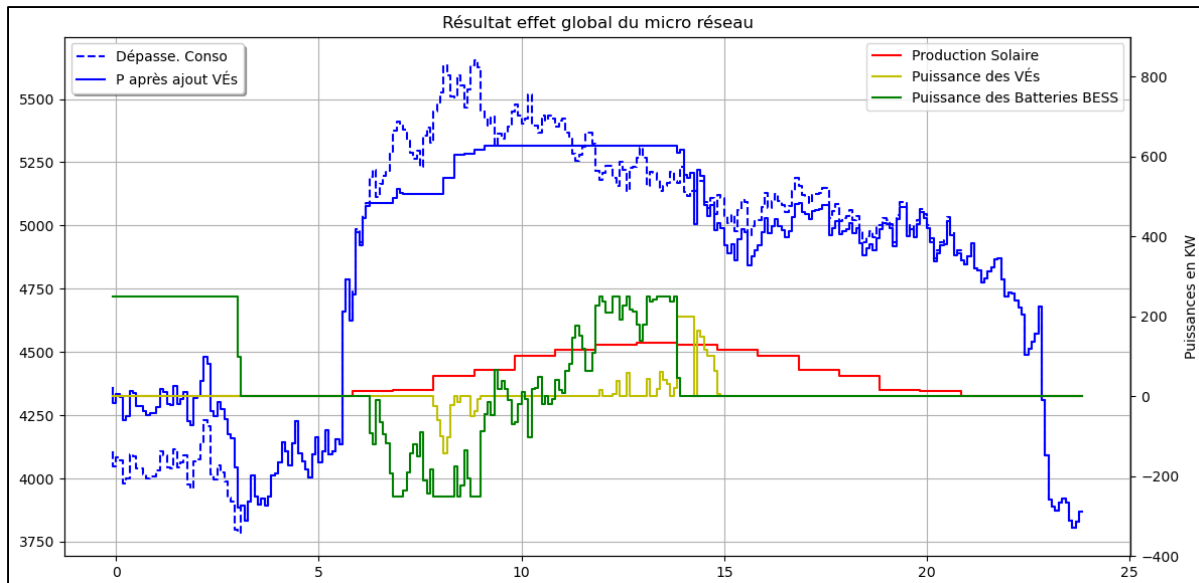


Figure 5.6 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 03/1/2018 avec PV+BESS+VÉ

Et ainsi de suite, on passe aux autres journées, qui sont soit avec une moyenne ou grande consommation de puissance. Après avoir utilisé toutes nos ressources, on continue à mettre à jour le `Pic_Max` variable à la fin de chaque journée.

On passe à la journée du 15 janvier 2018, qui enregistre le plus grand Pic du mois, on commence la journée avec un Pic_Max variable égal à 5500.80 kW, enregistré le 5 janvier 2018. Tel que montré à la Figure 5.7, c'est une journée avec une grande consommation, on arrive à écrêter seulement en partie le Pic avec la production des PV et la décharge des BESS, ce qui nous laisse un $dp_restant$ négatif. Sur la Figure 5.8, on décharge les VÉ, pour contribuer à baisser le Pic Max. On finit cette journée avec un Pic_Max variable à 5633.66 kW, après avoir utilisé toutes nos ressources. Et ainsi de suite, on passe aux autres journées, on poursuit l'analyse comme détaillé précédemment et de la même façon. On garde le Pic_Max variable atteint en date du 15 janvier 2018, sachant qu'on va payer pour cette consommation de puissance, on en profite les journées suivantes du mois pour fixer le Pic_Max variable en début de journée à 5633.66 kW. On arrive à maintenir ce Pic_Max, et à aplatir les courbes de consommation de puissances pour tout le reste du mois jusqu'au 31 janvier 2018.

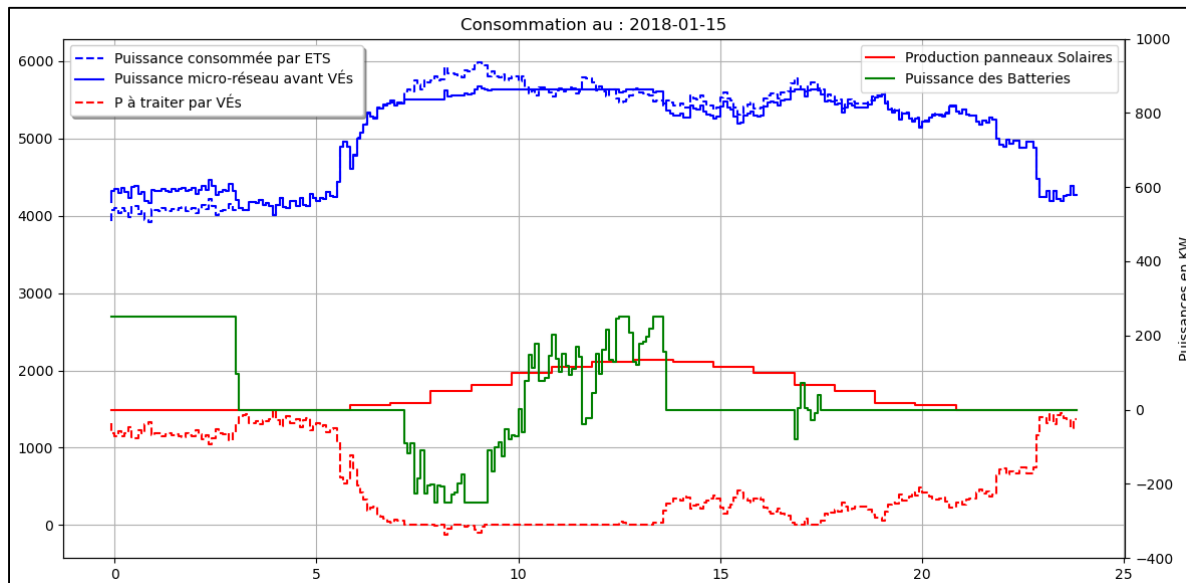


Figure 5.7 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS

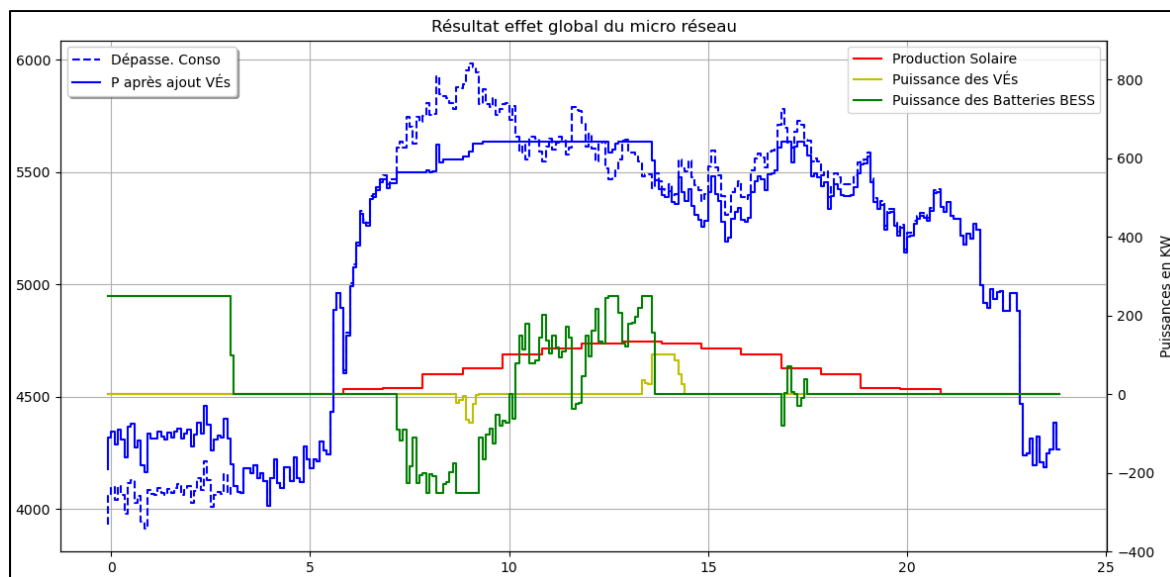


Figure 5.8 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 15/1/2018 avec PV+BESS+VÉ.

On passe à la journée du 31 janvier 2018, sachant qu'on arrive à maintenir le même Pic_Max variable à 5633.66 kW, tel qu'indiqué sur la Figure 5.9, on voit le dp_restant en rouge pointillé positif, on parle de bonus.

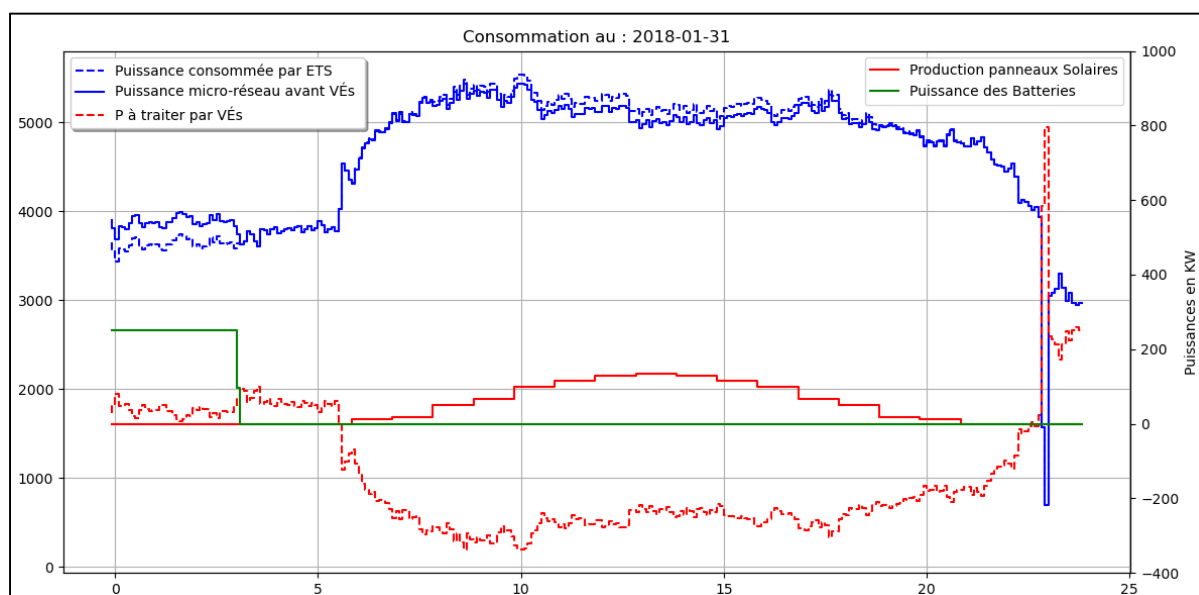


Figure 5.9 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 31/1/2018 avec PV+BESS

Le bonus nous permet de recharger les VÉ à 100% à leurs départs respectifs, tel qu'indiqué sur la Figure 5.10, on finit cette journée avec un Pic_Max variable qu'on a maintenu à 5633.66 kW.

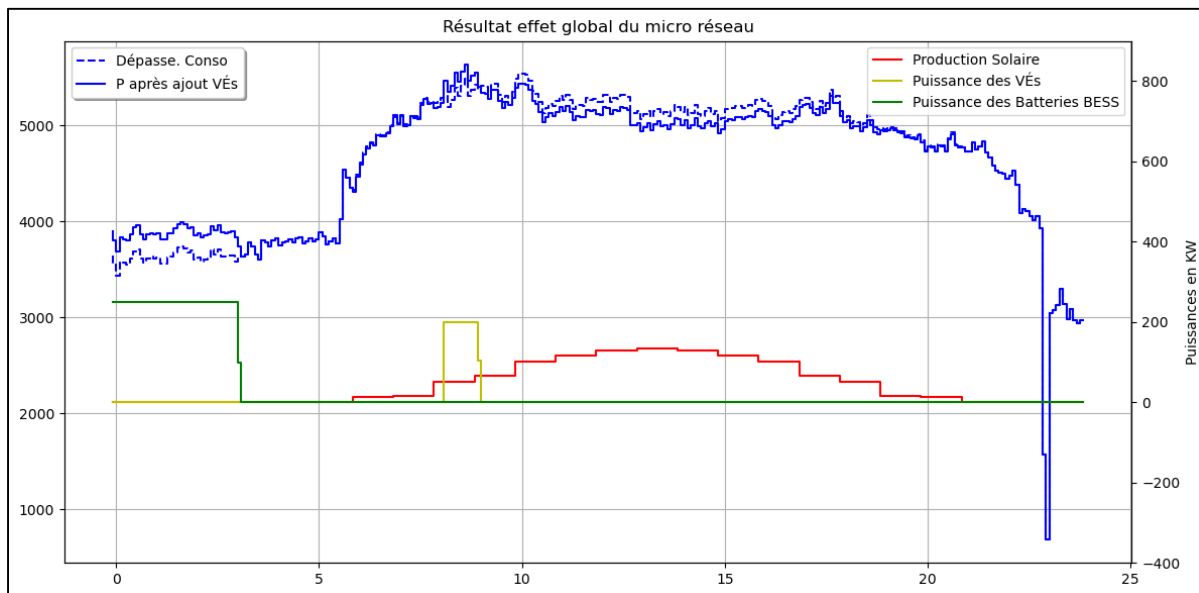


Figure 5.10 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS - 31/1/2018 avec PV+BESS+VÉ

À la fin du mois la moyenne la plus élevée sera « la puissance facturée ». Celle-ci est au minimum égale à la puissance souscrite (5MW) ou supérieure à celle-ci. Pour le mois de janvier la puissance facturée est de 5633.66 kW.

5.3 Calcul de la facture d'électricité

Le calcul de la facture du campus ÉTS après ajout micro-réseau pour toute l'année 2018 est résumé dans Tableau 5.1. Le calcul pour chaque mois, comprend la puissance maximale atteinte soit 5000kW ou plus et le total de l'énergie consommée pour chaque mois. On procède de la même manière vue précédemment, on rappelle comment on obtient la facture finale après ajout micro-réseau.

Tel que déjà expliqué dans le système de facturation LG de Hydro-Québec., le calcul du coût de la puissance totale consommée par mois est égal à la puissance maximale atteinte pour le

mois multipliée par le coût du kW (13.26\$/kW), multipliée par le nombre de jours, puis multipliée par 24, pour avoir le total en heures et divisée par 720, (30 jours*24heures) pour avoir des mois à 30 jours, pour toute l'année.

Tableau 5.1 Factures par mois pour l'année 2018 avec micro-réseau

Mois de 2018	Puissance après VÉ (kW)	énergie (kWh)	Nombre heures/mois	Coût puissance (prix 13,26\$/kW)	Crédit alimentation (-0,981\$)	Crédit perte de transformation (-0,1776\$)	Consommation énergie \$ (0,0346\$)	Total facture avant taxes \$
janvier	5633,66	3353592,00	744	77192,41	-6014,08	-1088,79	116034,28	186123,83
février	5434,51	2855203,20	672	67257,50	-5142,01	-930,91	98790,03	159974,61
mars	5000,00	3027110,40	744	68510,00	-5381,53	-974,27	104738,02	166892,22
avril	5000,00	2833881,60	720	66300,00	-5019,58	-908,74	98052,30	158423,98
mai	5000,00	2750993,00	744	68510,00	-5353,76	-969,24	95184,36	157371,36
juin	5734,80	2572186,00	720	76043,45	-5793,88	-1048,92	88997,64	158198,28
juillet	5857,80	2986954,00	744	80263,58	-6126,09	-1109,07	103348,61	176377,02
août	5440,26	2851365,00	744	74542,44	-5704,39	-1032,72	98657,23	166462,56
septembre	5825,13	2592147,00	720	77241,22	-5892,47	-1066,77	89688,29	159970,26
octobre	5063,52	2626607,00	744	69380,35	-5534,80	-1002,02	90880,60	153724,13
novembre	5325,94	2929069,00	720	70621,96	-5556,38	-1005,93	101345,79	165405,44
décembre	5360,70	3109524,00	744	73452,31	-5605,36	-1014,79	107589,53	174421,69
total	64676,32	34488632,20	8760,00	869315,22	-67124,34	-12152,17	1193306,67	1983345,38

Le coût de l'énergie totale consommée par mois est égal à consommation totale d'énergie en kWh multipliée par le prix du kWh soit 0.0346\$. Le total de la facture avant taxes est la somme de tous les coûts et crédits, et donne en dollars canadien CAD le montant de la facture avant taxes.

5.4 Gains économiques avec le micro-réseau PV+BESS+VÉ

On fait la comparaison des factures avant et après ajout du micro-réseau pour la consommation du campus en puissance, le Tableau 5.2 donne les gains attendus pour tous les mois de l'année 2018, la puissance consommée sans micro-réseau est de 67 492.70 kW, comparée à 64 676.32 kW après l'ajout du micro-réseau. Soit une réduction de consommation de plus de 2 800 kW. Le coût de puissance avant le micro-réseau est de 907 307.63 \$, comparé à 869 315.22\$ après l'ajout du micro-réseau, ce qui donne une économie de 37,992.41 \$/année.

Si on prend les mois les plus énergivores de l'année, on commence par les mois d'hiver, le gain obtenu en coût de puissance après ajout du micro-réseau est de plus de 4000\$ pour janvier, et de plus de 2200\$ pour février et décembre. Pour les mois de mars, avril et mai on efface

complètement le Pic Max et on reste à 5000 kW, le gain obtenu en coût de puissance après ajout du micro-réseau est de plus de 4200\$ pour mars, et de plus de 1500\$ pour avril, et de plus de 3800\$ pour mai.

Tableau 5.2 Comparatif des factures par mois pour l'année 2018 avec et sans micro-réseau et gains attendus

Mois de 2018	Puissance sans microréseau (kW)	Coût puissance sans micro-réseau (prix 13,26\$)	Puissance avec micro-réseau (KW)	Coût puissance après micro-réseau (prix 13,26\$/kW)	GAINS OBTENUS en coût de Puissance avec microréseau (\$)
janvier	5932,80	81291,23	5633,66	77192,41	4098,82
février	5616,00	69503,62	5434,51	67257,50	2246,12
mars	5308,80	72741,18	5000,00	68510,00	4231,18
avril	5116,80	67848,77	5000,00	66300,00	1548,77
mai	5281,40	72365,74	5000,00	68510,00	3855,74
juin	5906,10	78314,89	5734,80	76043,45	2271,44
juillet	6043,30	82805,30	5857,80	80263,58	2541,72
août	5627,30	77105,26	5440,26	74542,44	2562,82
septembre	6006,60	79647,52	5825,13	77241,22	2406,29
octobre	5460,00	74812,92	5063,52	69380,35	5432,57
novembre	5664,00	75104,64	5325,94	70621,96	4482,68
décembre	5529,60	75766,58	5360,70	73452,31	2314,27
Total	67492,70	907307,63	64676,32	869315,22	37992,41

Pour les mois d'été, on obtient une économie de plus de 2200\$ pour juin, ainsi qu'une économie de plus de 2500\$ pour juillet, et pour août. Pour les mois d'automne, avec une moyenne consommation le gain est de plus de 5400\$ en octobre, pour novembre c'est plus de 4400\$. Ce qui est tout à fait justifié puisqu'on arrive à écrêter de façon considérable le Pic Max pour ces mois, soit une réduction de presque 400 kW en consommation. Pour le mois de septembre, une économie monétaire de plus de 2400\$.

La Figure 5.11 résume la partie consommation en puissance en kW du tableau 5, et donne une comparaison entre la puissance consommée avant et après ajout du micro-réseau en 2018. On efface complètement le Pic Max pour le mois d'octobre, tandis que pour les autres mois, on efface partiellement le Pic Max.

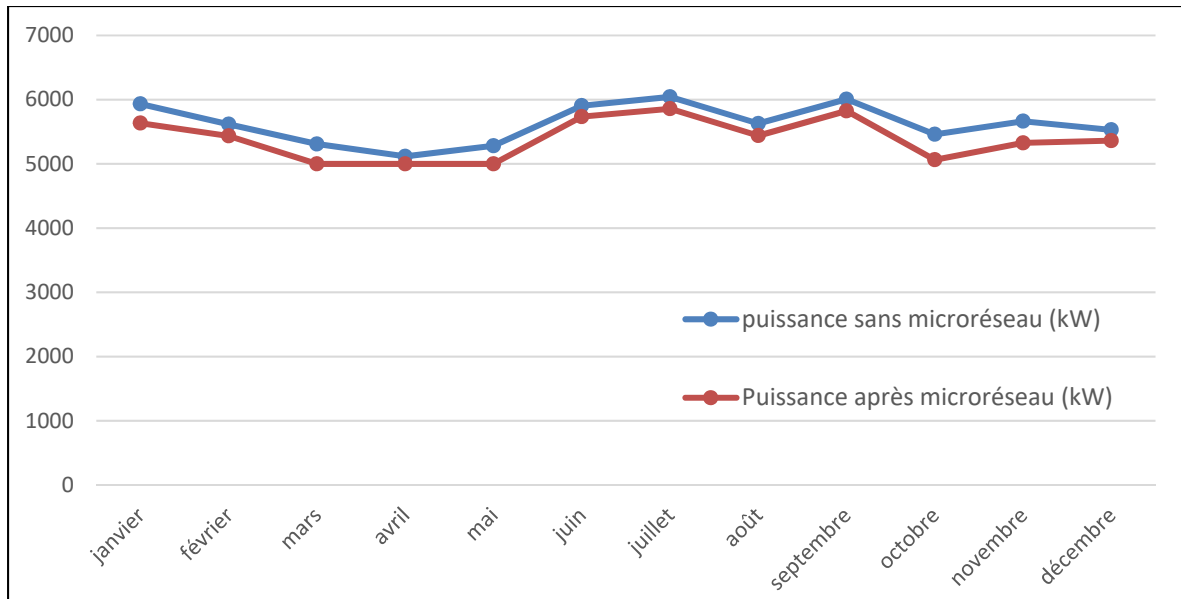


Figure 5.11 Comparaison de la puissance consommée avant et après ajout micro-réseau en 2018

La Figure 5.12 résume la partie coût de puissance en \$ du tableau 5, et donne une comparaison entre le coût de la puissance consommée avant et après ajout du micro-réseau en 2018. Le plus grand gain enregistré est celui du mois d'octobre qui est de plus de 5400\$, tandis que pour la plupart des autres mois, le gain enregistré est plus de 2200\$. Sauf pour le mois d'avril, le gain dépasse légèrement 1500\$, et ceci est tout à fait justifié, il n'y a pas une grande consommation, on est à 116 kW de plus que le Pic Max (5000kW), qu'on a réussi à effacer au complet.

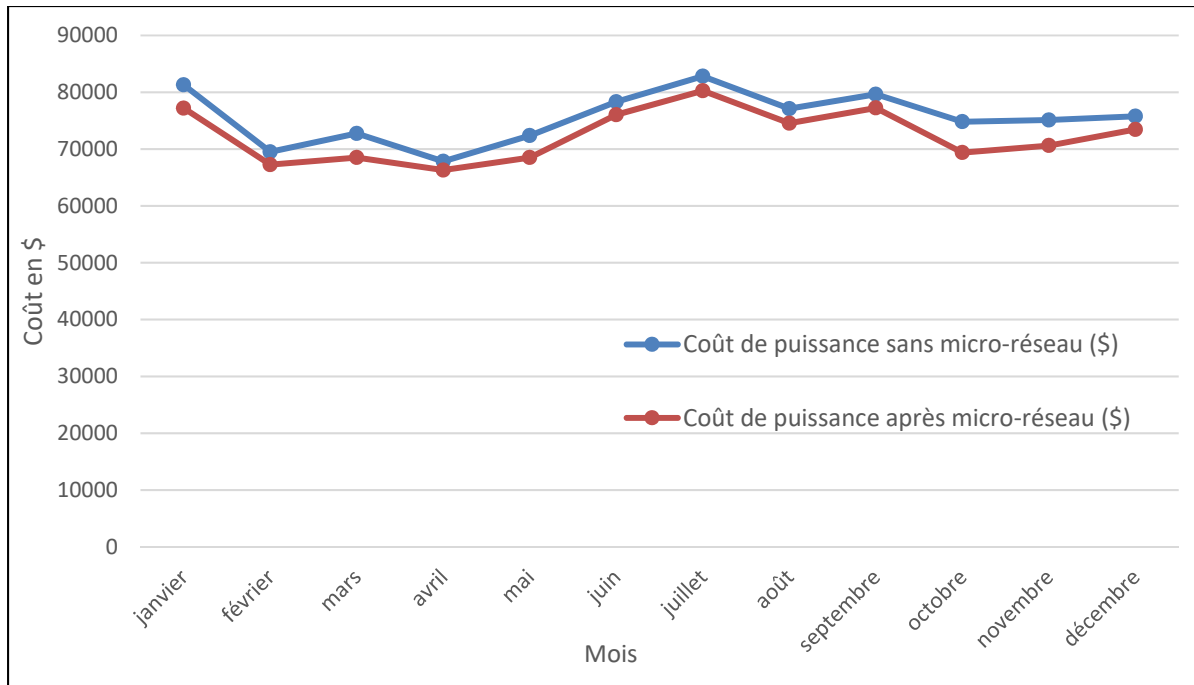


Figure 5.12 Comparaison du coût avant et après ajout micro-réseau en 2018

5.5 Conclusion partielle

L'objectif de ce chapitre était de calculer la puissance à facturer, puis les coûts de puissance et par la suite, de comparer les factures avant et après ajout du micro-réseau complet, et enfin, de montrer les gains économiques avec le micro-réseau PV+BESS+VÉ. On peut dire qu'on a pu répondre au sous-objectif 3. On a donné des tableaux des factures avant et après micro-réseau, qui démontrent les gains attendus, et on a donné des figures de comparaison des puissances et des coûts de puissance.

CONCLUSIONS ET TRAVAUX FUTURS

Dans ce mémoire de recherche, qui présente l'étude économique des micro-réseaux intelligents au sein de bâtiments commerciaux, on prend le cas d'étude le campus de l'école de technologie supérieure É.T.S. L'objectif principal de ce projet est de combiner les énergies vertes générées par la production des panneaux solaires photovoltaïques PV, l'utilisation du système de batteries de stockage d'énergie BESS pour l'effacement de puissance lors des périodes de pointes maximales, en plus l'utilisation des véhicules électriques avec l'option V2B pour pouvoir les décharger dans le bâtiment afin de contribuer à l'effacement des pointes maximales atteintes par le campus en cas de surplus.

Le choix des VÉ avec l'option V2B dans le micro-réseau d'un bâtiment est important pour améliorer la pénétration des énergies renouvelables et réduire la consommation de l'énergie et la puissance maximale appelée du réseau électrique. Le module développé permettra de réaliser l'écrêtement de la puissance lors des périodes de pointes maximales dans les bâtiments du campus, et de minimiser le coût mensuel total prévu de la consommation d'électricité. En se basant sur la revue de la littérature existante pour comprendre tous les aspects liés au sujet, on a pu modéliser les équations de recharge et décharge pour les BESS et les VE, ainsi que les équations pour le PV et la charge du campus, en faisant le choix entre les différentes équations existantes et choisir celles qui sont le mieux adaptées à ce projet. On en profite pour la suite à la programmation du code avec le langage Python pour simuler les caractéristiques des PV, BESS et VÉ, en introduisant les contraintes liées à la recharge et à la décharge des BESS et VÉ, et les contraintes liées au Pic_{max} de la charge du campus. La méthode utilisée est celle basée sur les règles (Rule Based), en utilisant les données stockées dans la base de données dans SQLite, et en comparant les factures avec et sans micro-réseau pour la consommation du campus en puissance, pour comparer les gains obtenus. Les résultats montrent que les VÉ contribuent à baisser les factures. Pour les journées de moyenne consommation de puissance, le Pic est complètement écrêté mais pour les journées de haute consommation de puissance, le Pic est baissé et la courbe est aplatie. Pour les cas de faible performance du micro-réseau, plusieurs solutions sont à envisager pour être mises à l'étude dans les projets futurs pour assurer

un effacement complet des Pics. On peut citer parmi ces solutions: 1) Un achalandage de VÉ durant la nuit; 2) Un plus grand nombre de VÉ est à privilégier, 3) Il serait raisonnable de considérer des SOC désirés inférieurs à 100%. Par exemple, 60 ou 80 % serait très acceptable. 4) avant de recharger les VÉ lors de leur départ, des vérifications à faire pour éviter de créer de nouveau pic; 5) Une amélioration liée aux stratégies de gestion de la demande dans les bâtiments est à adopter, pour augmenter le profit du bâtiment commercial, tel que :

- Un contrôle des systèmes de chauffage et de climatisation
- Des stratégies de récompenses tel que le GDP (gestion de la demande de puissance de Hydro-Québec).

Les principaux résultats de ce mémoire sont comme suit : 1) le calcul du nouveau Pic maximal de puissance se fait au fur et à mesure qu'on avance dans la journée, et se calcule tous les 5 minutes, pour le mettre à jour, dans les stratégies de recharge ou décharge des BESS et des VÉs ; 2) les utilisateurs des VÉ sont satisfaits, car la recharge du VÉ, est à 100% avant leur départ en tout temps ; 3) les bâtiments commerciaux bénéficient d'une réduction du coût de la puissance, et en conséquent une réduction de la facture d'électricité, on parle d'une économie en coût de puissance pour le cas d'étude, le campus ÉTS, de l'ordre de 38,000 \$ pour l'année 2018, soit une baisse du coût de puissance de l'ordre de 5%. Par conséquent, les utilisateurs, les gestionnaires des bâtiments commerciaux et les fournisseurs d'électricité sont tous satisfaits.

Les résultats ont été obtenu selon les hypothèses suivantes, qui ont été respectées. (i) la profondeur de décharge du VÉ est de 80%, ce qui respecte sa limite, et augmente sa durée de vie ; (ii) la profondeur de décharge des BESS est de 80%, ce qui respecte sa limite, et augmentera sa durée de vie.

Pour les travaux futurs, on peut comparer les résultats actuels avec les résultats obtenus par les prévisions de recharge en utilisant la commande prédictive faite par d'autres chercheurs. On peut citer à titre d'exemple l'algorithme prédictif d'effacement des pics, basé sur des réseaux de neurones, fait par (Mary, 2019), qui vise à minimiser le coût d'une charge de profils

résidentiels et commerciaux. Deux réseaux de neurones artificiels sont développés et combinés à une correction basée sur les erreurs pour prédire la demande de charge 24 h à l'avance. L'objectif de cet algorithme prédictif est de réduire les coûts d'exploitation, tout en analysant l'impact que les erreurs de prévision de charge peuvent avoir sur le système. Alors, un travail futur qui consiste à comparer l'algorithme actuel basé sur les données réelles, avec celui basé sur les prédictions est à privilégier pour pouvoir comparer les résultats et les gains attendus.

ANNEXE I

CONSOMMATION DU CAMPUS SANS MICRO-RÉSEAU

De façon aléatoire, on prend des exemples de journées selon la consommation enregistrée par le campus réparties comme suit :

Journées avec faible consommation de puissance pour l'année 2018 :

24/3

01/4

08/10

Journées avec moyenne consommation de puissance pour l'année 2018 :

01/1

05/3

06/2

Journées avec grande consommation de puissance pour l'année 2018 :

15/1

07/2

18/6

06/8

Journées avec faible consommation de puissance

La figure-A I-1 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 1^{er} avril 2018. Cette journée fait partie des journées les moins énergivores pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3000kW au minimum avec un maximum à 4000kW.

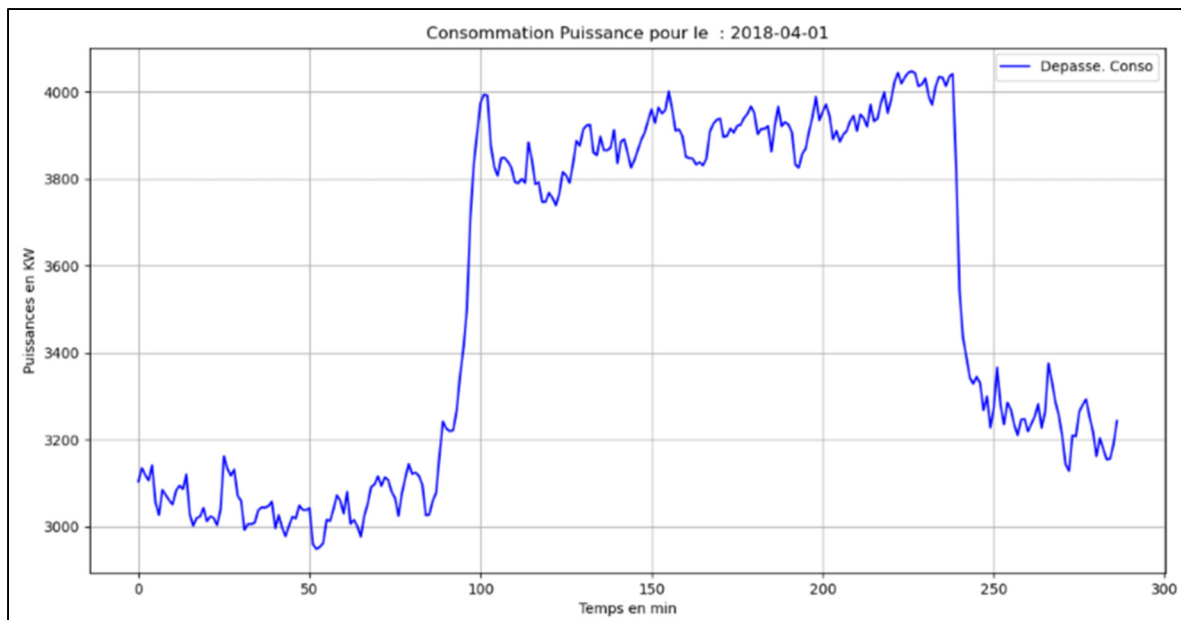


Figure-A I-1 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 1^{er} avril 2018

La figure-A I-2 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 15 juin 2018. Cette journée fait partie des journées les moins énergivores pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 2750kW au minimum avec un maximum à 4250kW.

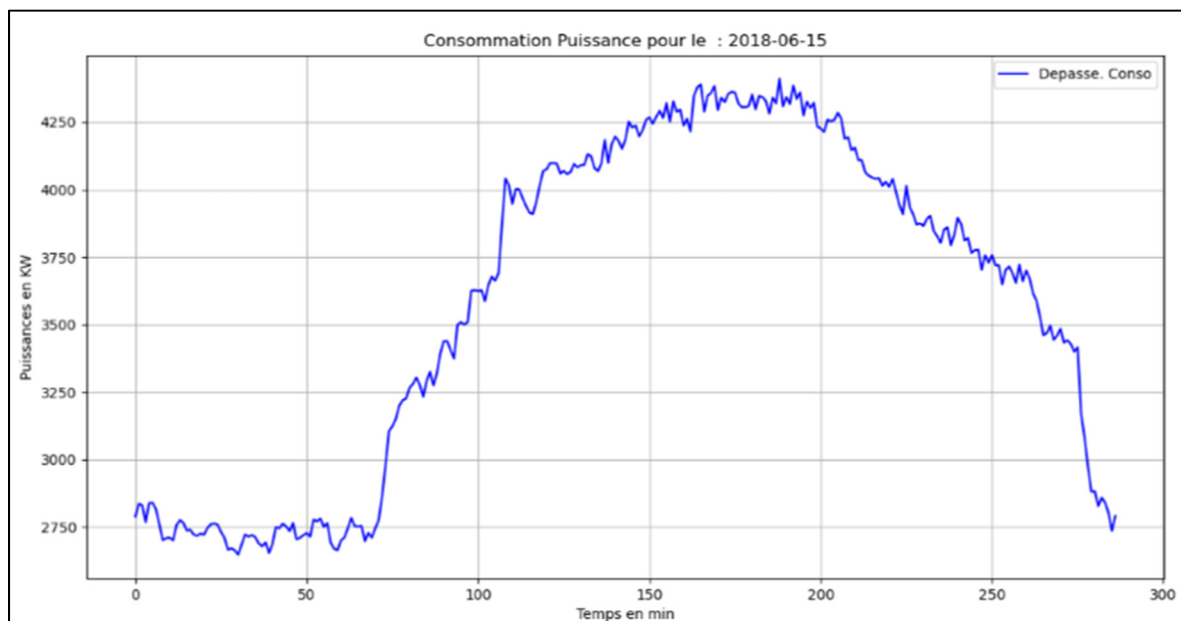


Figure-A I-2 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 15 juin 2018

Journées avec moyenne consommation de puissance

La figure-A I-3 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 1^{er} janvier 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 4000kW au minimum avec un maximum à 5200kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une légère variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

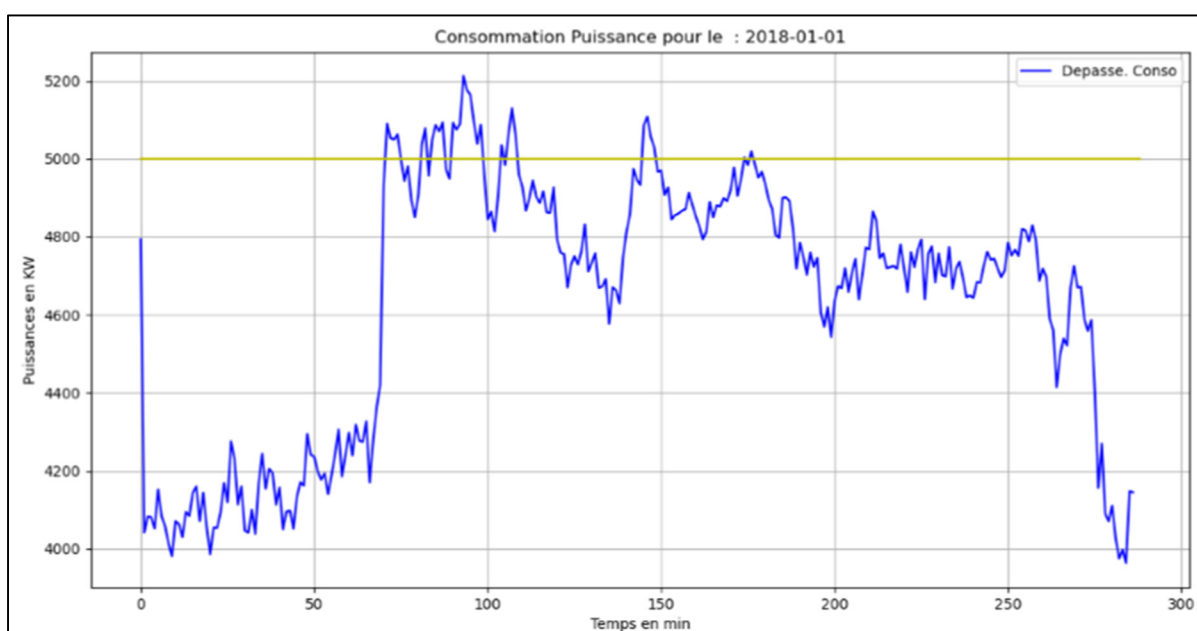


Figure-A I-3 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 1^{er} janvier 2018

La figure-A I-4 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 5 mars 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3250kW au minimum avec un maximum à 5000kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une légère variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

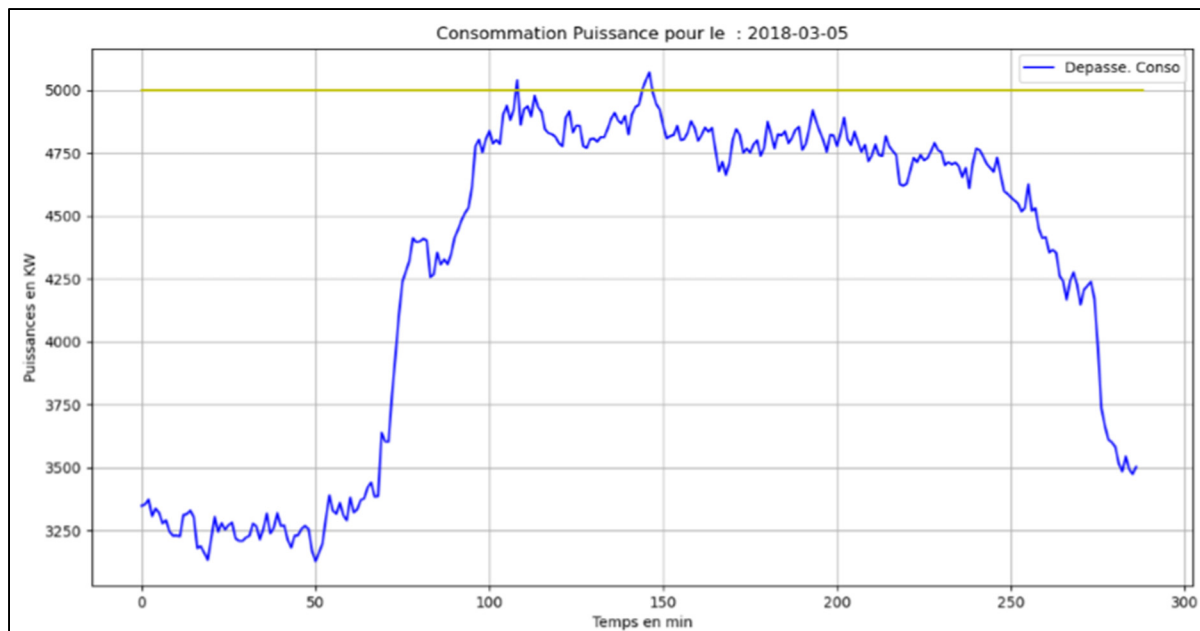


Figure-A I-4 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 5 mars 2018

La figure-A I-5 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 1^{er} juillet 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3000kW au minimum avec un maximum à 5500kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une légère variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

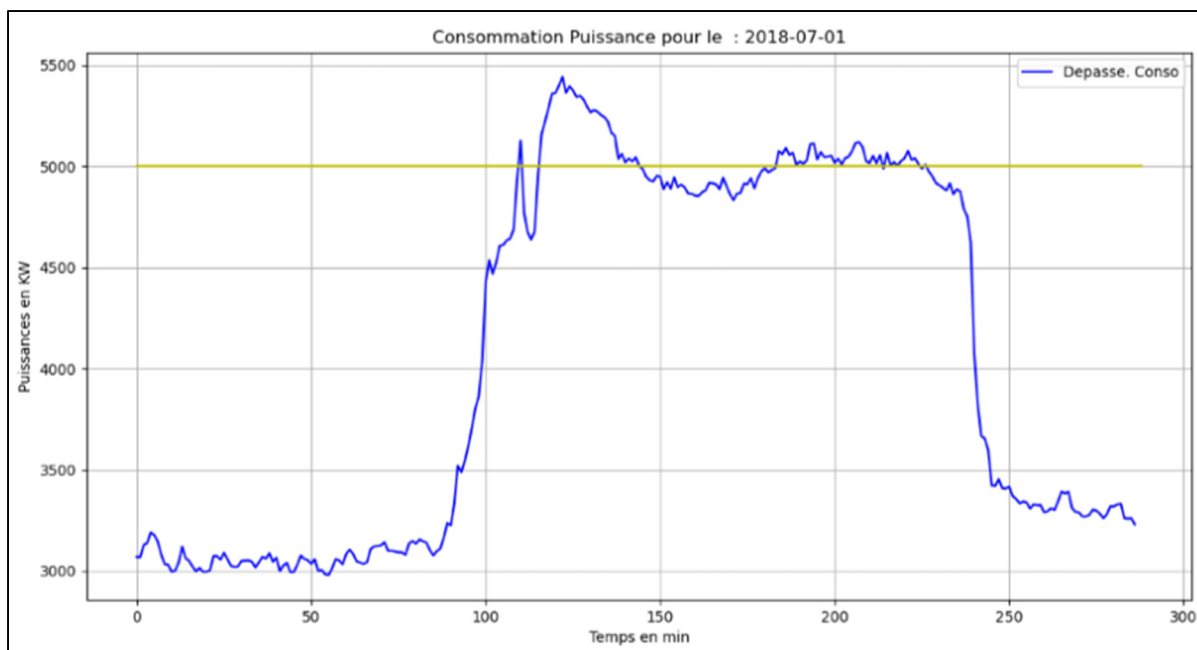


Figure-A I-2 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 1^{er} juillet 2018

Journées avec grande consommation de puissance

La figure-A I.6 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 7 février 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3500kW au minimum avec un maximum à 5500kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une grande variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

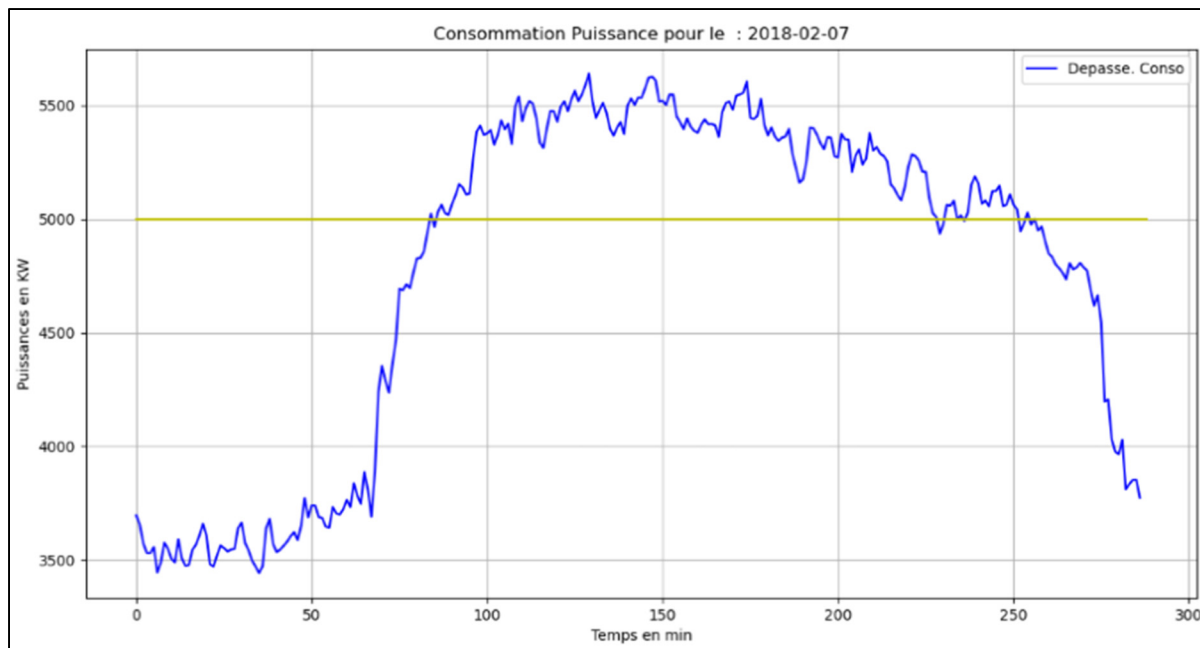


Figure-A I-3 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 7 février 2018

La figure-A I-7 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 18 juin 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3000kW au minimum avec un maximum à 5500kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une grande variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

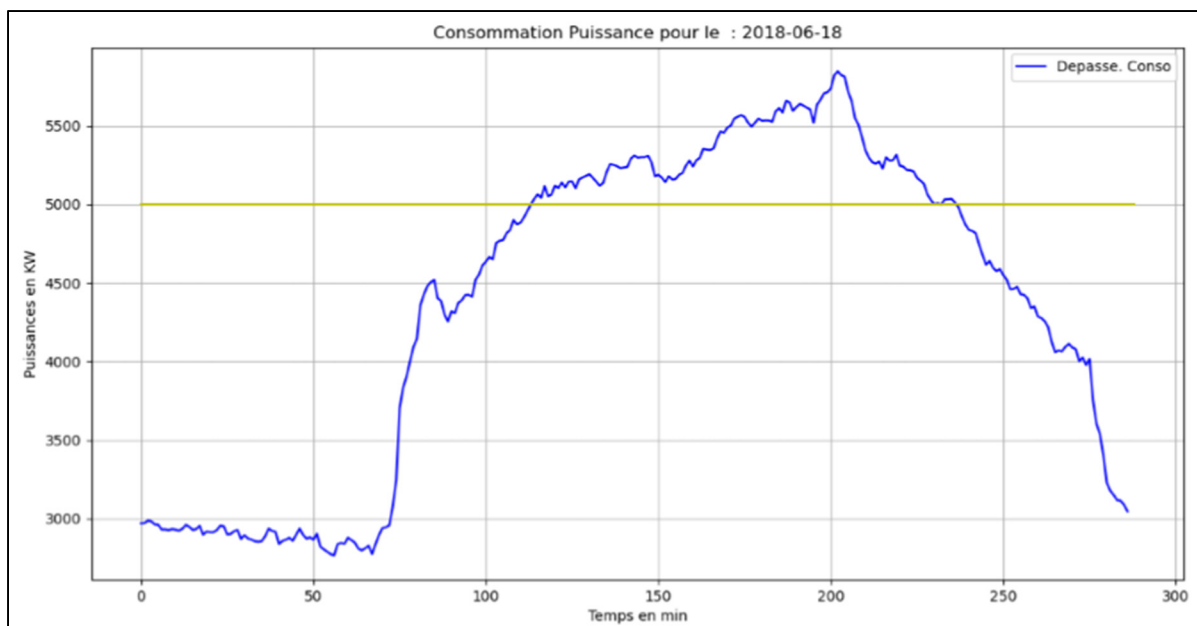


Figure-A I-4 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 18 juin 2018

La figure-A I-8 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 5 juillet 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3000kW au minimum avec un maximum à 6000kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une grande variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

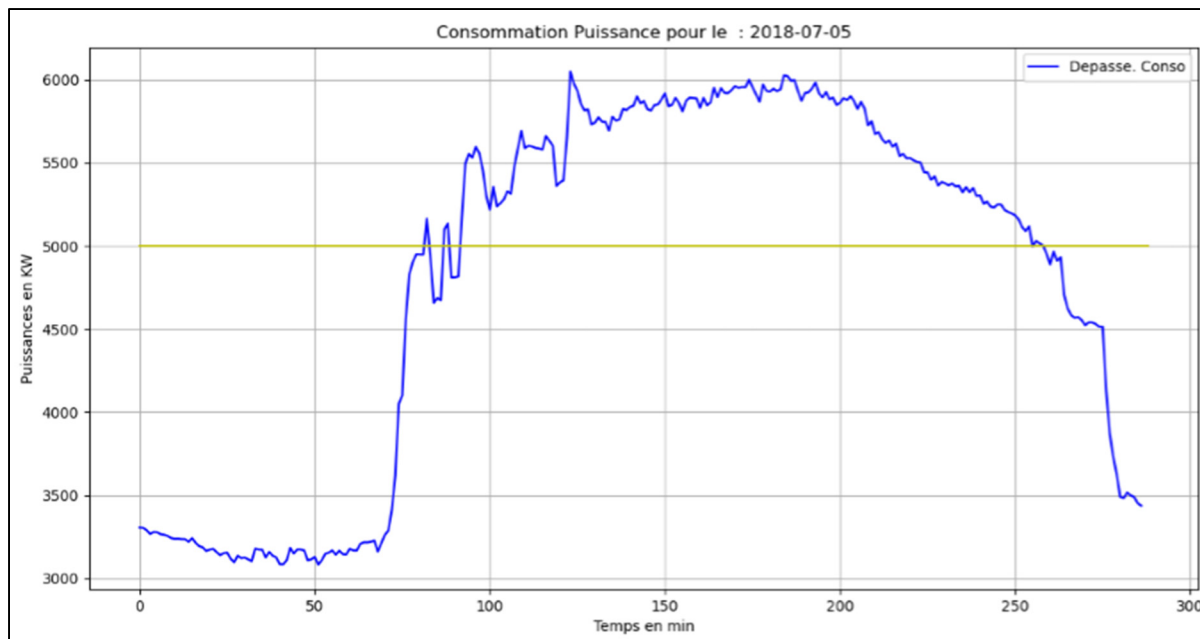


Figure-A I-5 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 5 juillet 2018

La figure-A I-9 représente la puissance appelée par le campus pour la journée du 6 août 2018. Cette journée fait partie des journées avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. L'axe des puissances a été limité à 3000kW au minimum avec un maximum à 5500kW. On représente la puissance du Pic Max à 5000kW avec axe horizontal en jaune. On voit une grande variation au-dessus de cet axe, il s'agit du dépassement à écrêter.

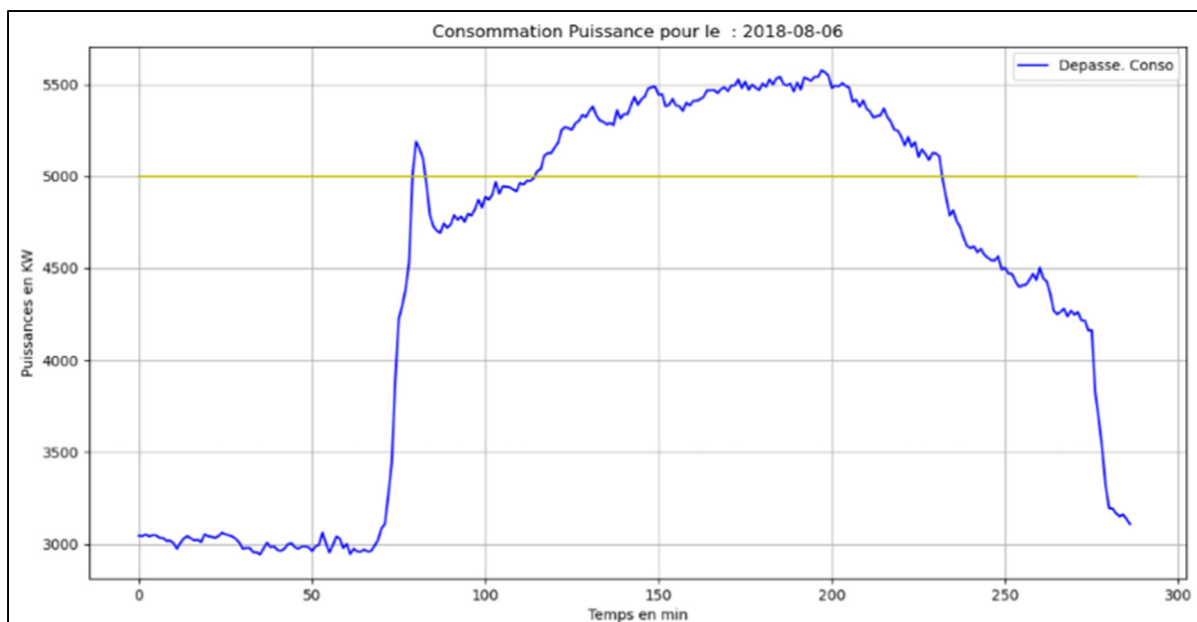


Figure-A I-6 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – 6 août 2018

En premier lieu, on peut observer les mois avec une faible consommation de puissance, étant la période couvrant les mois de mars, avril et mai. On parle de la saison de printemps. On représente les graphes de ces mois respectifs comme suit :

La figure-A I-10 représente la puissance appelée par le campus pour le mois d'avril du 01/04/2018 au 31/04/2018. Ce mois fait partie des mois avec une faible consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. La puissance du Pic Max étant en début du mois à 5000kW. On voit une légère variation au-dessus de cet axe, il s'agit du faible dépassement à écrieter. On termine le mois par un Pic Max d'environ 5100kW.

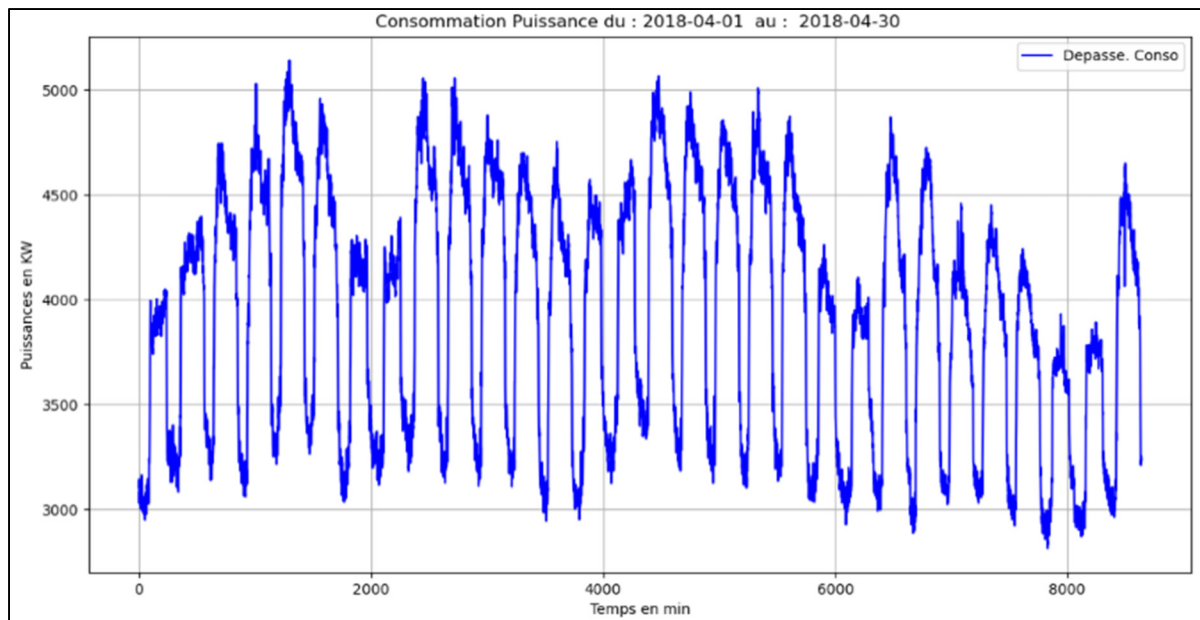


Figure-A I-7 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – mois d'avril

La figure-A I-11 représente la puissance appelée par le campus pour le mois de mai du 01/05/2018 au 31/05/2018. Ce mois fait partie des mois avec une faible consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. La puissance du Pic Max étant en début du mois à 5000kW. On voit une légère variation au-dessus de cet axe, il s'agit du faible dépassement à écreter. On termine le mois par un Pic Max d'environ 5200kW.

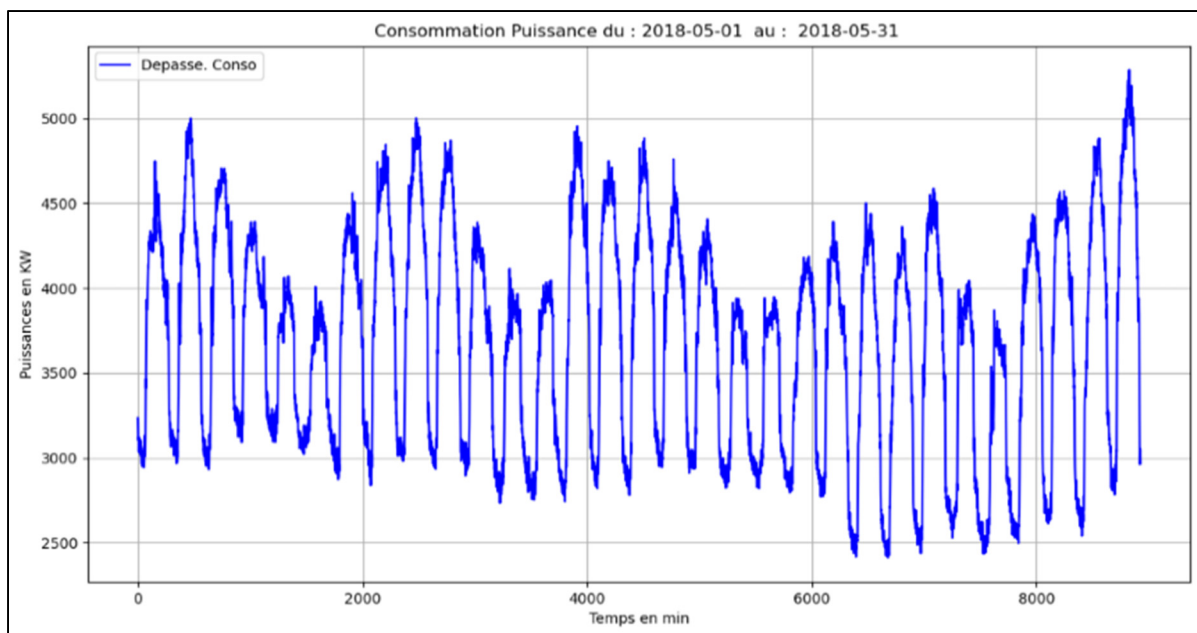


Figure-A I-8 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – mois de mai

En deuxième lieu, on peut représenter les mois avec une moyenne consommation de puissance, étant la période couvrant le mois d'octobre. On parle du début de la saison d'automne.

En dernier lieu, on peut représenter les mois avec une grande consommation de puissance, étant la période couvrant le mois de janvier et février. On parle de la saison d'hiver où on consomme plus en chauffage et en électricité.

La figure-A I-12 représente la puissance appelée par le campus pour le mois de janvier du 01/01/2018 au 31/01/2018. Ce mois fait partie des mois avec une grande consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. La puissance du Pic Max étant en début du mois à 5000kW. On voit une importante variation au-dessus de cet axe tout au long du mois, on note le Pic maximal atteint en date du 15 janvier, d'environ 6000kW, il s'agit du dépassement à écrêter.

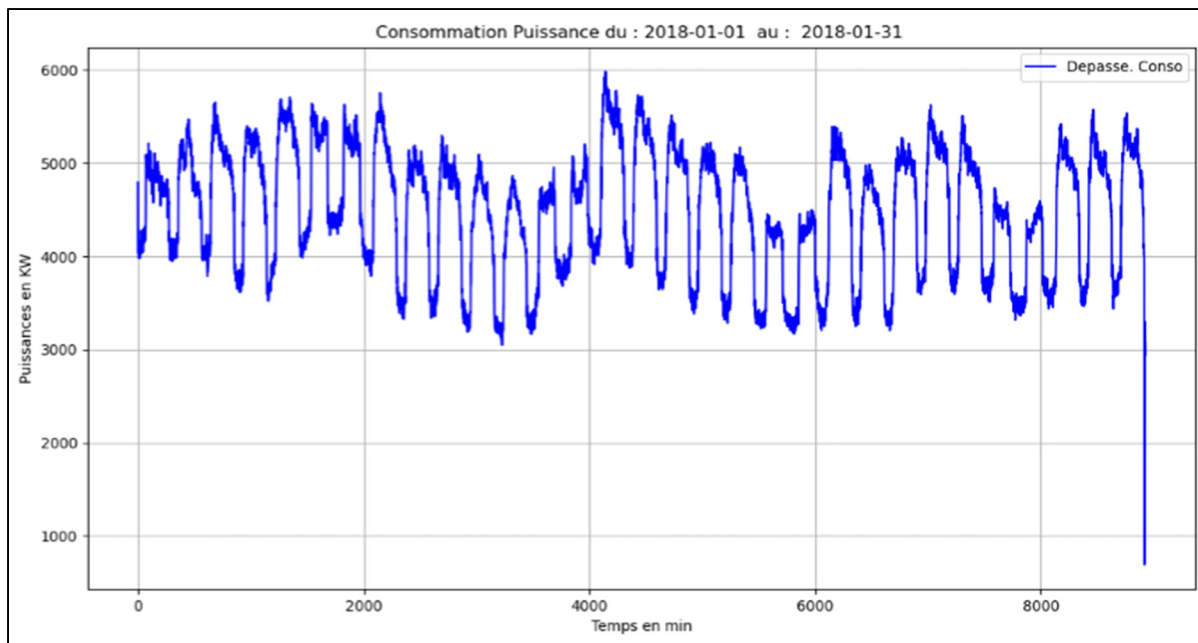


Figure-A I-9 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – mois de janvier

La figure-A I-13 représente la puissance appelée par le campus pour le mois de février du 01/02/2018 au 28/02/2018. Ce mois fait partie des mois avec une grande consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. La puissance du Pic Max étant en début du mois à 5000kW. On voit une importante variation au-dessus de cet axe tout au long du mois, on note le Pic maximal atteint en date du 7 février, d'environ 5600kW, il s'agit du dépassement à écrêter.

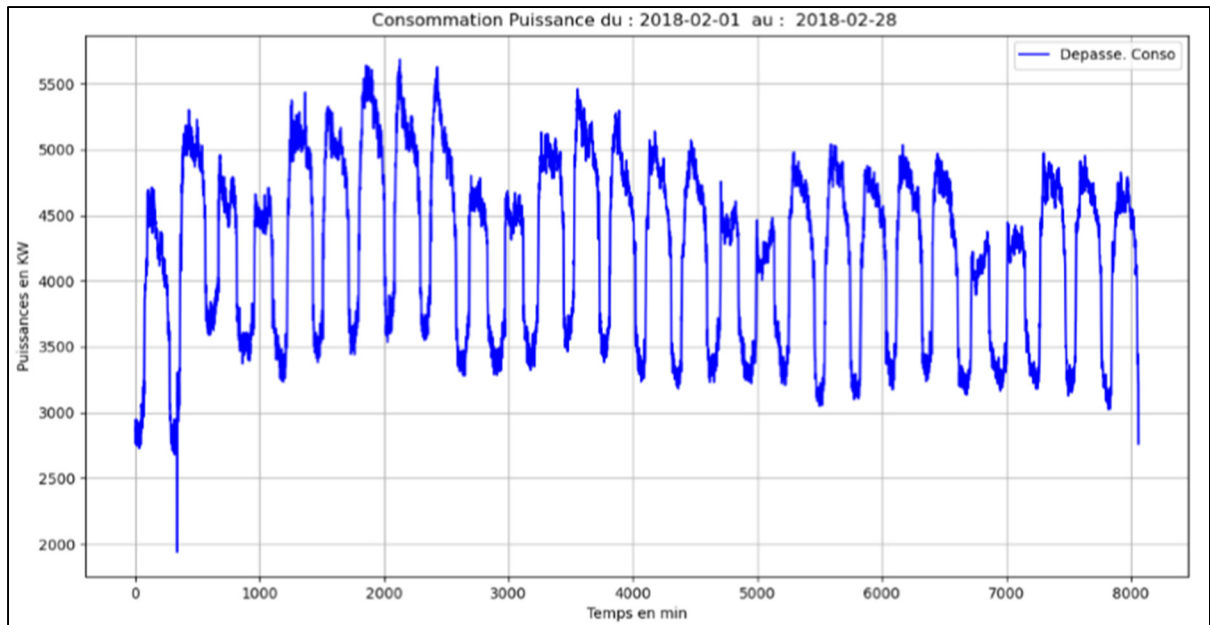


Figure A-10 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – mois de février

Les autres mois avec une grande consommation de puissance, se trouvent dans la période couvrant le mois de juin, juillet et août. On parle de la saison d'été, où on consomme plus en climatisation.

La figure-A I-14 représente la puissance appelée par le campus pour le mois de juin du 01/06/2018 au 31/06/2018. Ce mois fait partie des mois avec une moyenne consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. La puissance du Pic Max étant en début du mois à 5000kW. On voit une importante variation au-dessus de cet axe en date du 18 juin, d'environ 5900kW, il s'agit du dépassement à écrêter.

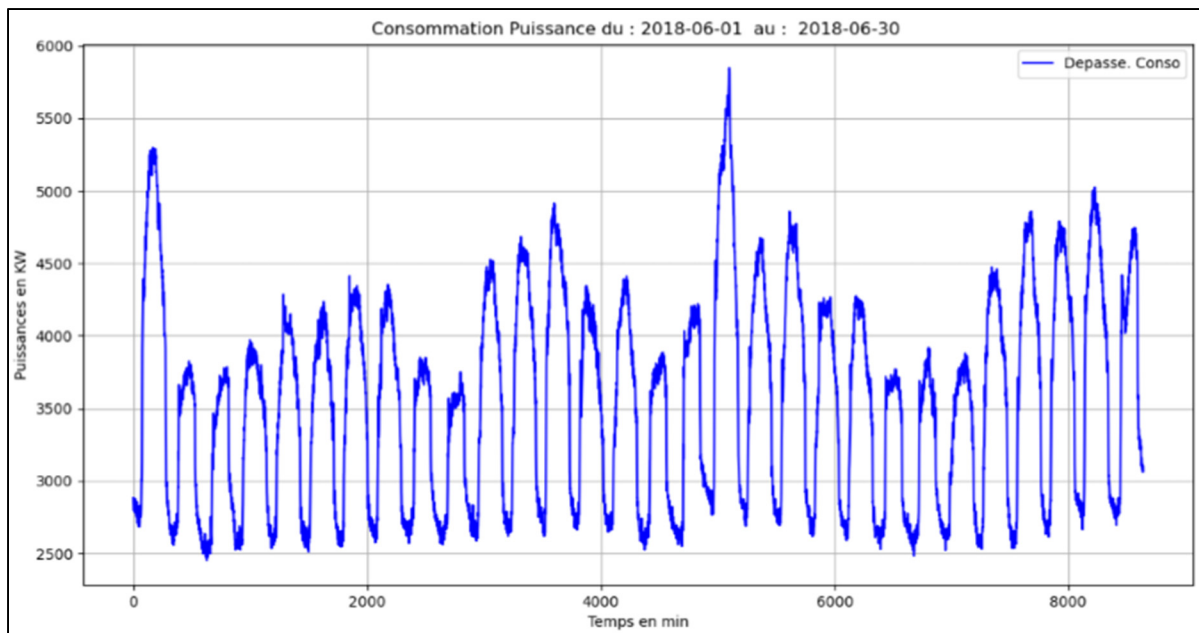


Figure-A I-11 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – mois de juin

La figure-A I-15 représente la puissance appelée par le campus pour le mois d'août du 01/08/2018 au 31/08/2018. Ce mois fait partie des mois avec une grande consommation de puissance pour le campus de l'ÉTS. La puissance du Pic Max étant en début du mois à 5000kW. On voit une consommation au-dessus de 5000kW tout au long du mois, le nouveau Pic Max atteint en date du 06 août, dépasse 5600kW, il s'agit du dépassement maximal à écarter.

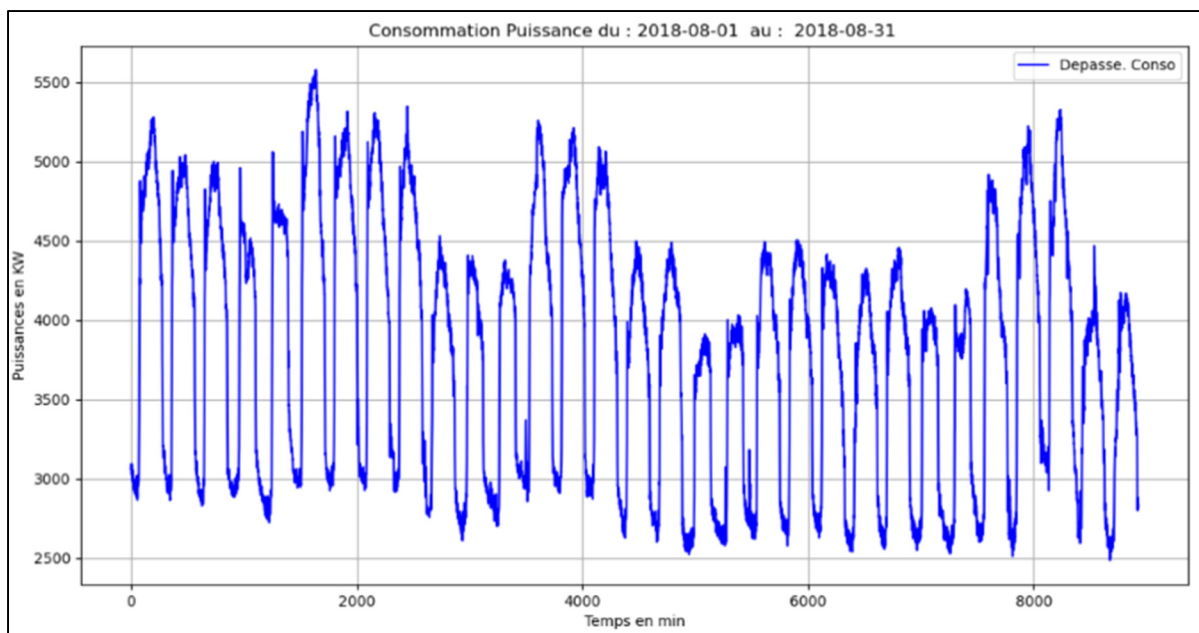


Figure-A I-12 Puissance appelée par le campus de l'ÉTS – mois d'Août

ANNEXE II

CALCUL DU PIC MAX VARIABLE APRÈS AJOUT DES VÉ

Calcul Pmax Variable par jour et par mois pour l'année 2018 :

Date : 2018-01-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-01-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5086.93
Date: 2018-01-03Pmax0 = 5086.93 Pmax1 = 5314.53
Date: 2018-01-04Pmax0 = 5314.53 Pmax1 = 5314.53
Date: 2018-01-05Pmax0 = 5314.53 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-06Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-07Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-08Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-09Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-10Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-11Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-12Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-13Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-14Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5500.80
Date: 2018-01-15Pmax0 = 5500.80 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-16Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-17Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-18Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-19Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-20Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-21Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-22Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-23Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
Date: 2018-01-24Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66

Date: 2018-01-25Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
 Date: 2018-01-26Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
 Date: 2018-01-27Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
 Date: 2018-01-28Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
 Date: 2018-01-29Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
 Date: 2018-01-30Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66
 Date: 2018-01-31Pmax0 = 5633.66 Pmax1 = 5633.66

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de janvier est de : 5633.66 kW

Date: 2018-02-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-02-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-02-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-02-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-02-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5074.00
 Date: 2018-02-06Pmax0 = 5074.00 Pmax1 = 5074.00
 Date: 2018-02-07Pmax0 = 5074.00 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-08Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-09Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-10Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-11Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-12Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-13Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-14Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-15Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-16Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-17Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-18Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-19Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51

Date: 2018-02-20Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-21Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-22Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-23Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-24Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-25Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-26Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-27Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51
 Date: 2018-02-28Pmax0 = 5434.51 Pmax1 = 5434.51

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de février est de : 5434.51 kW

Date: 2018-03-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-08Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-09Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-10Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-11Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-12Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-13Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-14Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-15Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-16Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-03-17Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date: 2018-03-18Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-19Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-20Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-21Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-22Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-23Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-24Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-25Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-26Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-27Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-28Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-29Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-30Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-03-31Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de mars est de : 5000.00 kW

Date: 2018-04-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-08Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-09Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-10Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-11Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
Date: 2018-04-12Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date: 2018-04-13Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-14Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-15Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-16Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-17Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-18Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-19Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-20Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-21Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-22Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-23Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-24Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-25Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-26Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-27Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-28Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-29Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-04-30Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

La puissance facturée après ajout VÉ au mois d'avril est de : 5000.00 kW

Date: 2018-05-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date: 2018-05-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-08Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-05-09Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-10Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-11Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-12Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-13Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-14Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-15Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-16Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-17Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-18Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-19Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-20Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-21Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-22Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-23Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-24Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-25Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-26Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-27Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-28Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-29Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-30Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-05-31Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de mai est de : 5000.00 kW

Date : 2018-06-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-06-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-08Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-09Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-10Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-11Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-12Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-13Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-14Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-15Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-16Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-17Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-06-18Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-19Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-20Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-21Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-22Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-23Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-24Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-25Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-26Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-27Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-28Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-29Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80
 Date : 2018-06-30Pmax0 = 5734.80 Pmax1 = 5734.80

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de juin est de : 5734.80 kW

Date : 2018-07-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5052.69
Date : 2018-07-02Pmax0 = 5052.69 Pmax1 = 5052.69
Date : 2018-07-03Pmax0 = 5052.69 Pmax1 = 5504.27
Date : 2018-07-04Pmax0 = 5504.27 Pmax1 = 5504.27
Date : 2018-07-05Pmax0 = 5504.27 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-06Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-07Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-08Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-09Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-10Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-11Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-12Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-13Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-14Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-15Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-16Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-17Pmax0 = 5857.80 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-18Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-19Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-20Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-21Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-22Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-23Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-24Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-25Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-26Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-27Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-28Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80
Date : 2018-07-29Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80

Date : 2018-07-30Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80

Date : 2018-07-31Pmax0 = 5850.71 Pmax1 = 5857.80

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de juillet est de : 5857.80 kW

Date : 2018-08-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-08-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-08-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-08-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-08-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-08-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-07Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-08Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-09Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-10Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-11Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-12Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-13Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-14Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-15Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-16Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-17Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-18Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-19Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-20Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-21Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-22Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-23Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-24Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

Date : 2018-08-25Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26
 Date : 2018-08-26Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26
 Date : 2018-08-27Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26
 Date : 2018-08-28Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26
 Date : 2018-08-29Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26
 Date : 2018-08-30Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26
 Date : 2018-08-31Pmax0 = 5440.26 Pmax1 = 5440.26

La puissance facturée après ajout VÉ au mois d'août est de : 5440.26 kW

Date : 2018-09-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-09-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-09-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-09-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-09-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-06Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-07Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-08Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-09Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-10Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-11Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-12Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-13Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-14Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-15Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-16Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-17Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-18Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-19Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13

Date : 2018-09-20Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-21Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-22Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-23Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-24Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-25Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-26Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-27Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-28Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-29Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13
 Date : 2018-09-30Pmax0 = 5825.13 Pmax1 = 5825.13

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de septembre est de : 5825.13 kW

Date : 2018-10-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-08Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-10-09Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-10Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-11Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-12Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-13Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-14Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-15Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52

Date : 2018-10-16Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-17Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-18Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-19Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-20Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-21Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-22Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-23Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-24Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-25Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-26Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-27Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-28Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-29Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-30Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52
 Date : 2018-10-31Pmax0 = 5063.52 Pmax1 = 5063.52

La puissance facturée après ajout VÉ au mois d'octobre est de : 5063.52 kW

Date : 2018-11-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-08Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-09Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-10Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-11-11Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-12Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-13Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-14Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-11-15Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-16Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-17Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-18Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-19Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-20Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-21Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5058.15
 Date : 2018-11-22Pmax0 = 5058.15 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-23Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-24Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-25Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-26Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-27Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-28Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-29Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94
 Date : 2018-11-30Pmax0 = 5325.94 Pmax1 = 5325.94

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de novembre est de : 5325.94 kW

Date : 2018-12-01Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-12-02Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-12-03Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-12-04Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-12-05Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00
 Date : 2018-12-06Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5000.00

Date : 2018-12-07Pmax0 = 5000.00 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-08Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-09Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-10Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-11Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-12Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-13Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-14Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-15Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-16Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-17Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-18Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-19Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-20Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-21Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-22Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-23Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-24Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-25Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-26Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-27Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-28Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-29Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-30Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70
Date : 2018-12-31Pmax0 = 5360.70 Pmax1 = 5360.70

La puissance facturée après ajout VÉ au mois de décembre est de : 5360.70 kW

ANNEXE III

SCÉNARIO ACHALANDAGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Exemple : mois janvier, février et mars 2018

Tableau-A III-1 Scénario achalandage VEs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-01-01 08:23	2018-01-01 12:22	22	100
2	2018-01-01 13:19	2018-01-01 17:23	20	100
3	2018-01-01 08:23	2018-01-01 12:22	22	100
4	2018-01-01 13:19	2018-01-01 17:23	20	100
1	2018-01-02 08:27	2018-01-02 17:22	23	100
2	2018-01-02 08:27	2018-01-02 17:22	23	100
3	2018-01-02 08:27	2018-01-02 17:22	23	100
4	2018-01-02 08:27	2018-01-02 17:22	23	100
1	2018-01-03 07:40	2018-01-03 16:29	49	100
2	2018-01-03 07:40	2018-01-03 16:29	49	100
3	2018-01-03 07:40	2018-01-03 16:29	49	100
4	2018-01-03 07:40	2018-01-03 16:29	49	100
1	2018-01-04 07:38	2018-01-04 17:27	24	100
2	2018-01-04 07:38	2018-01-04 17:27	24	100
3	2018-01-04 07:38	2018-01-04 17:27	24	100
4	2018-01-04 07:38	2018-01-04 17:27	24	100
1	2018-01-05 07:40	2018-01-05 15:29	49	100
2	2018-01-05 07:40	2018-01-05 15:29	49	100
3	2018-01-05 07:40	2018-01-05 19:29	49	100
4	2018-01-05 07:40	2018-01-05 19:29	49	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-01-06 07:38	2018-01-06 17:27	24	100
2	2018-01-06 07:38	2018-01-06 17:27	24	100
3	2018-01-06 07:38	2018-01-06 17:27	24	100
4	2018-01-06 07:38	2018-01-06 17:27	24	100
1	2018-01-07 07:48	2018-01-07 16:44	47	100
2	2018-01-07 07:48	2018-01-07 16:44	47	100
3	2018-01-07 07:48	2018-01-07 16:44	47	100
4	2018-01-07 07:48	2018-01-07 16:44	47	100
1	2018-01-08 08:37	2018-01-08 16:42	58	100
2	2018-01-08 08:37	2018-01-08 16:42	58	100
3	2018-01-08 08:37	2018-01-08 16:42	58	100
4	2018-01-08 08:37	2018-01-08 16:42	58	100
1	2018-01-09 08:12	2018-01-09 12:15	33	100
2	2018-01-09 13:03	2018-01-09 17:20	49	100
3	2018-01-09 08:12	2018-01-09 12:15	33	100
4	2018-01-09 13:03	2018-01-09 17:20	49	100
1	2018-01-10 08:26	2018-01-10 12:24	57	100
2	2018-01-10 13:22	2018-01-10 17:12	23	100
3	2018-01-10 08:26	2018-01-10 12:24	57	100
4	2018-01-10 13:22	2018-01-10 17:12	23	100
1	2018-01-11 08:07	2018-01-11 17:12	60	100
2	2018-01-11 18:38	2018-01-11 19:08	47	100
3	2018-01-11 08:07	2018-01-11 17:12	60	100
4	2018-01-11 18:38	2018-01-11 19:08	47	100
1	2018-01-12 07:08	2018-01-12 13:58	54	100
2	2018-01-12 07:08	2018-01-12 13:58	54	100
3	2018-01-12 07:08	2018-01-12 13:58	54	100
4	2018-01-12 07:08	2018-01-12 13:58	54	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-01-13 07:08	2018-01-13 13:58	54	100
2	2018-01-13 07:08	2018-01-13 13:58	54	100
3	2018-01-13 07:08	2018-01-13 13:58	54	100
4	2018-01-13 07:08	2018-01-13 13:58	54	100
1	2018-01-14 07:32	2018-01-14 11:33	56	100
2	2018-01-14 12:26	2018-01-14 17:15	20	100
3	2018-01-14 07:32	2018-01-14 11:33	56	100
4	2018-01-14 12:26	2018-01-14 17:15	20	100
1	2018-01-15 08:31	2018-01-15 12:29	36	100
2	2018-01-15 13:28	2018-01-15 17:05	34	100
3	2018-01-15 08:31	2018-01-15 12:29	36	100
4	2018-01-15 13:28	2018-01-15 17:05	34	100
1	2018-01-16 08:44	2018-01-16 12:41	41	100
2	2018-01-16 13:41	2018-01-16 17:25	36	100
3	2018-01-16 08:44	2018-01-16 12:41	41	100
4	2018-01-16 13:41	2018-01-16 17:25	36	100
1	2018-01-17 08:38	2018-01-17 12:35	22	100
2	2018-01-17 13:35	2018-01-17 17:40	22	100
3	2018-01-17 08:38	2018-01-17 12:35	22	100
4	2018-01-17 13:35	2018-01-17 17:40	22	100
1	2018-01-18 08:06	2018-01-18 17:10	23	100
2	2018-01-18 18:09	2018-01-18 19:55	52	100
3	2018-01-18 08:06	2018-01-18 17:10	23	100
4	2018-01-18 18:09	2018-01-18 18:55	52	100
1	2018-01-19 08:06	2018-01-19 17:10	23	100
2	2018-01-19 08:06	2018-01-19 17:10	52	100
3	2018-01-19 08:06	2018-01-19 17:10	23	100
4	2018-01-19 08:06	2018-01-19 17:10	52	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-01-20 08:06	2018-01-20 17:10	23	100
2	2018-01-20 08:06	2018-01-20 17:10	52	100
3	2018-01-20 08:06	2018-01-20 17:10	23	100
4	2018-01-20 08:06	2018-01-20 17:10	52	100
1	2018-01-21 08:06	2018-01-21 17:10	23	100
2	2018-01-21 08:06	2018-01-21 17:10	52	100
3	2018-01-21 08:06	2018-01-21 17:10	23	100
4	2018-01-21 08:06	2018-01-21 17:10	52	100
1	2018-01-22 07:32	2018-01-22 16:44	59	100
2	2018-01-22 07:32	2018-01-22 16:44	59	100
3	2018-01-22 07:32	2018-01-22 16:44	59	100
4	2018-01-22 07:32	2018-01-22 16:44	59	100
1	2018-01-23 08:18	2018-01-23 17:16	32	100
2	2018-01-23 08:18	2018-01-23 17:16	32	100
3	2018-01-23 08:18	2018-01-23 17:16	32	100
4	2018-01-23 08:18	2018-01-23 17:16	32	100
1	2018-01-24 08:19	2018-01-24 12:24	36	100
2	2018-01-24 13:09	2018-01-24 16:55	25	100
3	2018-01-24 08:19	2018-01-24 12:24	36	100
4	2018-01-24 13:09	2018-01-24 16:55	25	100
1	2018-01-25 08:25	2018-01-25 13:30	37	100
2	2018-01-25 08:25	2018-01-25 13:30	37	100
3	2018-01-25 17:50	2018-01-25 19:27	23	100
4	2018-01-25 13:13	2018-01-26 19:39	20	100
1	2018-01-26 08:25	2018-01-26 13:30	37	100
2	2018-01-26 08:25	2018-01-26 13:30	37	100
3	2018-01-26 08:25	2018-01-26 13:30	23	100
4	2018-01-26 08:25	2018-01-26 13:30	20	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-01-27 08:25	2018-01-27 13:30	37	100
2	2018-01-27 08:25	2018-01-27 13:30	37	100
3	2018-01-27 08:25	2018-01-27 13:30	23	100
4	2018-01-27 08:25	2018-01-27 13:30	20	100
1	2018-01-28 13:38	2018-01-28 17:10	52	100
2	2018-01-28 13:38	2018-01-28 17:10	52	100
3	2018-01-28 13:38	2018-01-28 17:10	52	100
4	2018-01-28 13:38	2018-01-28 17:10	52	100
1	2018-01-29 08:26	2018-01-29 16:53	37	100
2	2018-01-29 08:26	2018-01-29 16:53	37	100
3	2018-01-29 08:26	2018-01-29 16:53	37	100
4	2018-01-29 08:26	2018-01-29 16:53	37	100
1	2018-01-30 07:43	2018-01-30 16:58	40	100
2	2018-01-30 07:43	2018-01-30 16:58	40	100
3	2018-01-30 07:43	2018-01-30 16:58	40	100
4	2018-01-30 07:43	2018-01-30 16:58	40	100
1	2018-01-31 08:14	2018-01-31 16:49	27	100
2	2018-01-31 08:14	2018-01-31 16:49	27	100
3	2018-01-31 08:14	2018-01-31 16:49	27	100
4	2018-01-31 08:14	2018-01-31 16:49	27	100
1	2018-02-01 08:23	2018-02-01 12:22	22	100
2	2018-02-01 13:19	2018-02-01 17:23	20	100
3	2018-02-01 08:23	2018-02-01 12:22	22	100
4	2018-02-01 13:19	2018-02-01 17:23	20	100
1	2018-02-02 08:27	2018-02-02 17:22	23	100
2	2018-02-02 08:27	2018-02-02 17:22	23	100
3	2018-02-02 08:27	2018-02-02 17:22	23	100
4	2018-02-02 08:27	2018-02-02 17:22	23	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-02-03 07:40	2018-02-03 16:29	49	100
2	2018-02-03 07:40	2018-02-03 16:29	49	100
3	2018-02-03 07:40	2018-02-03 16:29	49	100
4	2018-02-03 07:40	2018-02-03 16:29	49	100
1	2018-02-04 07:38	2018-02-04 17:27	24	100
2	2018-02-04 07:38	2018-02-04 17:27	24	100
3	2018-02-04 07:38	2018-02-04 17:27	24	100
4	2018-02-04 07:38	2018-02-04 17:27	24	100
1	2018-02-05 07:40	2018-02-05 16:29	49	100
2	2018-02-05 07:40	2018-02-05 16:29	49	100
3	2018-02-05 07:40	2018-02-05 16:29	49	100
4	2018-02-05 07:40	2018-02-05 16:29	49	100
1	2018-02-06 07:38	2018-02-06 17:27	24	100
2	2018-02-06 07:38	2018-02-06 17:27	24	100
3	2018-02-06 07:38	2018-02-06 17:27	24	100
4	2018-02-06 07:38	2018-02-06 17:27	24	100
1	2018-02-07 07:48	2018-02-07 16:44	47	100
2	2018-02-07 07:48	2018-02-07 16:44	47	100
3	2018-02-07 07:48	2018-02-07 16:44	47	100
4	2018-02-07 07:48	2018-02-07 16:44	47	100
1	2018-02-08 08:37	2018-02-08 16:42	58	100
2	2018-02-08 08:37	2018-02-08 16:42	58	100
3	2018-02-08 08:37	2018-02-08 16:42	58	100
4	2018-02-08 08:37	2018-02-08 16:42	58	100
1	2018-02-09 08:12	2018-02-09 12:15	33	100
2	2018-02-09 13:03	2018-02-09 17:20	49	100
3	2018-02-09 08:12	2018-02-09 12:15	33	100
4	2018-02-09 13:03	2018-02-09 17:20	49	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-02-10 08:26	2018-02-10 12:24	57	100
2	2018-02-10 13:22	2018-02-10 17:12	23	100
3	2018-02-10 08:26	2018-02-10 12:24	57	100
4	2018-02-10 13:22	2018-02-10 17:12	23	100
1	2018-02-11 08:07	2018-02-11 17:12	60	100
2	2018-02-11 18:38	2018-02-11 19:08	47	100
3	2018-02-11 08:07	2018-02-11 17:12	60	100
4	2018-02-11 18:38	2018-02-11 19:08	47	100
1	2018-02-12 18:08	2018-02-12 19:58	54	100
2	2018-02-12 18:08	2018-02-12 19:58	54	100
3	2018-02-12 18:08	2018-02-12 19:58	54	100
4	2018-02-12 18:08	2018-02-12 19:58	54	100
1	2018-02-13 18:08	2018-02-13 19:58	54	100
2	2018-02-13 18:08	2018-02-13 19:58	54	100
3	2018-02-13 18:08	2018-02-13 19:58	54	100
4	2018-02-13 18:08	2018-02-13 19:58	54	100
1	2018-02-14 07:32	2018-02-14 11:33	56	100
2	2018-02-14 12:26	2018-02-14 17:15	20	100
3	2018-02-14 07:32	2018-02-14 11:33	56	100
4	2018-02-14 12:26	2018-02-14 17:15	20	100
1	2018-02-15 08:31	2018-02-15 12:29	36	100
2	2018-02-15 13:28	2018-02-15 17:05	34	100
3	2018-02-15 08:31	2018-02-15 12:29	36	100
4	2018-02-15 13:28	2018-02-15 17:05	34	100
1	2018-02-16 08:44	2018-02-16 12:41	41	100
2	2018-02-16 13:41	2018-02-16 17:25	36	100
3	2018-02-16 08:44	2018-02-16 12:41	41	100
4	2018-02-16 13:41	2018-02-16 17:25	36	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-02-17 08:38	2018-02-17 12:35	22	100
2	2018-02-17 13:35	2018-02-17 17:40	22	100
3	2018-02-17 08:38	2018-02-17 12:35	22	100
4	2018-02-17 13:35	2018-02-17 17:40	22	100
1	2018-02-18 08:06	2018-02-18 17:10	23	100
2	2018-02-18 18:09	2018-02-19 20:00	52	100
3	2018-02-18 08:06	2018-02-18 17:10	23	100
4	2018-02-18 18:09	2018-02-19 20:00	52	100
1	2018-02-19 08:06	2018-02-19 17:10	23	100
2	2018-02-19 08:06	2018-02-19 17:10	52	100
3	2018-02-19 08:06	2018-02-19 17:10	23	100
4	2018-02-19 08:06	2018-02-19 17:10	52	100
1	2018-02-20 08:06	2018-02-20 17:10	23	100
2	2018-02-20 08:06	2018-02-20 17:10	52	100
3	2018-02-20 08:06	2018-02-20 17:10	23	100
4	2018-02-20 08:06	2018-02-20 17:10	52	100
1	2018-02-21 08:06	2018-02-21 17:10	23	100
2	2018-02-21 08:06	2018-02-21 17:10	52	100
3	2018-02-21 08:06	2018-02-21 17:10	23	100
4	2018-02-21 08:06	2018-02-21 17:10	52	100
1	2018-02-22 07:32	2018-02-22 16:44	59	100
2	2018-02-22 07:32	2018-02-22 16:44	59	100
3	2018-02-22 07:32	2018-02-22 16:44	59	100
4	2018-02-22 07:32	2018-02-22 16:44	59	100
1	2018-02-23 08:18	2018-02-23 17:16	32	100
2	2018-02-23 08:18	2018-02-23 17:16	32	100
3	2018-02-23 08:18	2018-02-23 17:16	32	100
4	2018-02-23 08:18	2018-02-23 17:16	32	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-02-24 08:19	2018-02-24 12:24	36	100
2	2018-02-24 13:09	2018-02-24 16:55	25	100
3	2018-02-24 08:19	2018-02-24 12:24	36	100
4	2018-02-24 13:09	2018-02-24 16:55	25	100
1	2018-02-25 08:25	2018-02-25 13:30	37	100
2	2018-02-25 08:25	2018-02-25 13:30	37	100
3	2018-02-25 17:50	2018-02-25 19:27	23	100
4	2018-02-25 18:13	2018-02-26 19:39	20	100
1	2018-02-26 08:25	2018-02-26 13:30	37	100
2	2018-02-26 08:25	2018-02-26 13:30	37	100
3	2018-02-26 08:25	2018-02-26 13:30	23	100
4	2018-02-26 08:25	2018-02-26 13:30	20	100
1	2018-02-27 08:25	2018-02-27 13:30	37	100
2	2018-02-27 08:25	2018-02-27 13:30	37	100
3	2018-02-27 08:25	2018-02-27 13:30	23	100
4	2018-02-27 08:25	2018-02-27 13:30	20	100
1	2018-02-28 13:38	2018-02-28 17:10	52	100
2	2018-02-28 13:38	2018-02-28 17:10	52	100
3	2018-02-28 13:38	2018-02-28 17:10	52	100
4	2018-02-28 13:38	2018-02-28 17:10	52	100
1	2018-03-01 08:23	2018-03-01 12:22	22	100
2	2018-03-01 13:19	2018-03-01 17:23	20	100
3	2018-03-01 08:23	2018-03-01 12:22	22	100
4	2018-03-01 13:19	2018-03-01 17:23	20	100
1	2018-03-02 08:27	2018-03-02 17:22	23	100
2	2018-03-02 08:27	2018-03-02 17:22	23	100
3	2018-03-02 08:27	2018-03-02 17:22	23	100
4	2018-03-02 08:27	2018-03-02 17:22	23	100

Tableau-A III-1 (suite) Scénario achalandage VÉs pour les mois de 2018

VÉ i(i=1,2,3,4)	Heure arrivée VÉ	Heure départ VÉ	SOC arrivée (%)	SOC désiré (%)
1	2018-03-03 07:40	2018-03-02 16:29	49	100
2	2018-03-03 07:40	2018-03-02 16:29	49	100
3	2018-03-03 07:40	2018-03-02 16:29	49	100
4	2018-03-03 07:40	2018-03-02 16:29	49	100
1	2018-03-04 07:38	2018-03-04 17:27	24	100
2	2018-03-04 07:38	2018-03-04 17:27	24	100
3	2018-03-04 07:38	2018-03-04 17:27	24	100
4	2018-03-04 07:38	2018-03-04 17:27	24	100
1	2018-03-05 07:40	2018-03-05 16:29	49	100
2	2018-03-05 07:40	2018-03-05 16:29	49	100
3	2018-03-05 07:40	2018-03-05 16:29	49	100
4	2018-03-05 07:40	2018-03-05 16:29	49	100
1	2018-03-06 07:38	2018-03-06 17:27	24	100
2	2018-03-06 07:38	2018-03-06 17:27	24	100
3	2018-03-06 07:38	2018-03-06 17:27	24	100
4	2018-03-06 07:38	2018-03-06 17:27	24	100
1	2018-03-07 07:48	2018-03-07 16:44	47	100
2	2018-03-07 07:48	2018-03-07 16:44	47	100
3	2018-03-07 07:48	2018-03-07 16:44	47	100
4	2018-03-07 07:48	2018-03-07 16:44	47	100
1	2018-03-08 08:37	2018-03-08 16:42	58	100
2	2018-03-08 08:37	2018-03-08 16:42	58	100
3	2018-03-08 08:37	2018-03-08 16:42	58	100
4	2018-03-08 08:37	2018-03-08 16:42	58	100
1	2018-03-09 08:12	2018-03-09 12:15	33	100
2	2018-03-09 13:02	2018-03-09 17:20	49	100
3	2018-03-09 08:12	2018-03-09 12:15	33	100
4	2018-03-09 13:02	2018-03-09 17:20	49	100
1	2018-03-10 08:26	2018-03-10 12:24	57	100
2	2018-03-10 13:22	2018-03-10 17:12	23	100
3	2018-03-10 08:26	2018-03-10 12:24	57	100
4	2018-03-10 13:22	2018-03-10 17:12	23	100

ANNEXE IV

CODE PYTHON DU PROGRAMME DE SIMULATION

VÉHICULES ÉLECTRIQUES EVS_LECTURE

```
import sqlite3
import time
from datetime import datetime, timedelta

def conversionTemps(strTemps):
    heu = int(strTemps[11:13])
    min = int(strTemps[14:16])
    # print (heu,min)
    return heu*12 + (min-min%5)/5

def lectureTempsSoc(annee,mois,jour):
    # connect to database
    db = sqlite3.connect('prod_db.sqlite')
    # create cursor object for database
    cursor = db.cursor()

    d0 = datetime(annee,mois,jour)
    fin =d0+timedelta(days=1,minutes=-1)
    deb = d0+timedelta(minutes=1)
    # print(fin)
    # print(deb)

    vv = cursor.execute('SELECT * from veh_soc where heure_arr >= \'' +
deb.strftime("%Y-%m-%d %X") +
                        '\\' and heure_dep <= \''+ fin.strftime("%Y-%m-%d
%X") +'\'' ).fetchall()

    # calcul de td ta
    # *****
    ta = []
    td = []
    # calcul de soc arr et dep
    # *****
    soc_ar = []
    soc_des = []
    SOC_MAX = 0.6

    for row in vv:
        ta.append(conversionTemps(row[1]))
        td.append(conversionTemps(row[2]))
        soc_ar.append(SOC_MAX*row[3])
        soc_des.append(SOC_MAX*row[4])

    # print(ta)
    # print(td)
```

```

# print(soc_ar)
# print(soc_des)

db.close()

return ta,td,soc_ar,soc_des

# lectureTempsSoc(2018,3,11)

```

AFFICHAGE

```

import matplotlib.pyplot as plt

def affiche(load,pv,ves,ess,Pess,Titre):
    # t = range(1, len(load)+1)
    # plt.show()
    t = []
    reseau = []
    for i in range(0,len(load)):
        t.append((i-1)* float(5/60))
        reseau.append(load[i]-pv[i]+Pess[i])
        # print(t[i])

    axes = plt.gca()
    # load_line, = axes.plot(t, load, 'b--',label='Puissance consommee par
    ETS')
    load_line, = axes.plot(t, load, 'b--', drawstyle='steps',
    label='Puissance consommee par ETS')
    # ves_line, = axes.plot(t, ves, 'r--', Label='P a traiter par VES')
    ves_line, = axes.plot(t, ves, 'r--', drawstyle='steps', Label='P a
    traiter par VES')
    # reseau_line, = axes.plot(t, reseau, 'b-', Label='Puissance micro
    reseau sans VES ')
    reseau_line, = axes.plot(t, reseau, 'b-', drawstyle='steps',
    Label='Puissance micro reseau sans VES ')
    plt.xlabel('Temps en heures')
    axes.grid()
    axes2 = axes.twinx() # instantiate un deuxieme y sur gradue
    differentement
    axes2.set_ylim(-300, 1000)

    axes.legend()

    # pv_line, = axes2.plot(t, pv, 'r-',label='Production panneaux
    Solaires')
    pv_line, = axes2.plot(t, pv, 'r-', drawstyle='steps',
    label='Production panneaux Solaires')
    # ess_line, = axes2.plot(t, ess, 'b-',label='Enerie Bat')
    # pess_line, = axes2.plot(t, Pess, 'g-',Label='Puissane des
    Batteries')
    pess_line, = axes2.plot(t, Pess, 'g-', drawstyle='steps',

```

```

Label='Puissane des Batteries')

    # titre = "les puissances en fonction du temps"
    plt.title(Titre)
    plt.xlabel('Temps en min')
    plt.ylabel('Puissances en KW')

    plt.legend()
    plt.show()

# window.mainloop()

# grid_line, = axes.plot(time_array, grid_array, 'k--')
# billed_line, = axes.plot(time_array, billed_array, 'c-')
#
# evs_line, = axes2.plot(time_array, evs_array, 'm')
# pv_line, = axes2.plot(time_array, pv_array, 'g-')

# peak_line, = axes.plot([0,23], [5000,5000], 'y-')

def aff_global(load,pv,Pess,ves,Titre):
    # t = range(1, len(load)+1)
    # plt.show()
    t = []
    micro_reseau = []
    for i in range(0,len(load)):
        t.append((i-1)* float(5/60))
        micro_reseau.append(load[i]-pv[i]+Pess[i]+ves[i])
        # print(t[i])

    axes = plt.gca()
    # load_line, = axes.plot(t, load, 'b--',label='Depasse. Conso')
    load_line, = axes.plot(t, load, 'b--', drawstyle='steps',
label='Depasse. Conso')
    # micro_reseau_line, = axes.plot(t, micro_reseau, 'b-', Label='P
traitee par VES')
    micro_reseau_line, = axes.plot(t, micro_reseau, 'b-',
drawstyle='steps', Label='P traitee par VES')
    legend = axes.legend(loc='upper left', shadow=True, fontsize='large')
    # peak_line, = axes.plot([0, 23], [5434.19, 5434.19], 'k-',
label='Ppeak')# peak debut journee
    # peak_max_line, = axes.plot([0, 23], [5643.66, 5643.66], 'k--',
label='Ppeak_max')#peak fin journee
    # plt.legend()
    # plt.show()
    axes.grid()
    axes2 = axes.twinx() # instantiate un deuxieme y sur gradue
different
    axes2.set_ylim(-900, 900)

    # pv_line, = axes2.plot(t, pv, 'r-',label='Production Solaire')
    # ves_line, = axes2.plot(t, ves, 'y-', Label='Puissance des VES')
    # pess_line, = axes2.plot(t, Pess, 'g-',Label='Puissane des Bateries

```

```

BESS')

pv_line, = axes2.plot(t, pv, 'r-', drawstyle='steps',
label='Production Solaire')
ves_line, = axes2.plot(t, ves, 'y-', drawstyle='steps',
Label='Puissance des VES')
pess_line, = axes2.plot(t, Pess, 'g-', drawstyle='steps',
Label='Puissane des Batteries BESS')

# titre = "les puissances en fonction du temps"
plt.title(Titre)
plt.xlabel('Temps en min')
plt.ylabel('Puissances en KW')

plt.legend()
plt.show()

```

GRAPHE P_LOAD

```

*****
import sqlite3
import time
from datetime import datetime, timedelta
import matplotlib.pyplot as plt

def lecture(date_debut, date_fin):
    # connect to database
    db = sqlite3.connect('prod_db.sqlite')
    # create cursor object for database
    cursor = db.cursor()
    p = []

    # get current consumption
    current_consumption = cursor.execute(
        'SELECT date_local, value, unit from history WHERE
date_local > \'' + date_debut.strftime("%Y-%m-%d %X") + '\''
        + 'and date_local < \'' + date_fin.strftime("%Y-%m-%d %X") +
        '\'' ).fetchall()

    d = []
    p = []
    t = []
    #ajout
    # t = []
    # micro_reseau = []
    # for i in range(0, len(p)):
    #     t.append((i - 1) * float(5 / 60))
    # #fin ajout
    i=0
    for row in current_consumption:
        if row[2] == 'W':
            d.append(row[0])
            p.append(row[1]/1000)

```



```

        t.append(i)
        i += 1
        # print (row)

#
*****
*****
# ***** Affichage pui dans le temps
*****
#
*****
*****
#
axes = plt.gca()
load_line, = axes.plot(t, p, 'b-', label='Depasse. Conso')
# peak_line, = axes.plot([0, 288], [5000, 5000], 'y-')
axes.grid()
# axes2 = axes.twinx() # instantiate un deuxieme y sur gradue
differentement
# axes2.set_ylim(-300, 1000)
#par mois
Titre = 'Consommation Puissance du : ' + date_debut.strftime("%Y-
%m-%d") + ' au : ' + date_fin.strftime("%Y-%m-%d ")
#par jour
# Titre = 'Consommation Puissance pour le : ' +
date_debut.strftime("%Y-%m-%d")

plt.title(Titre)
plt.xlabel('Temps en min')
plt.ylabel('Puissances en KW')

plt.legend()
plt.show()

#
*****
*****
# ***** histogramme
*****
#
*****
*****
# axes = plt.gca()
bins =
[2750,3000,3250,3500,3720,4000,4250,4500,4750,5000,5250,5500,5750,60
00,6250]
plt.hist(p,bins,edgecolor='black',label='Pui KW')

# axes.grid()
# axes2 = axes.twinx() # instantiate un deuxieme y sur gradue
differentement
# axes2.set_ylim(-300, 1000)

Titre = 'Repartition de la consommation Puissance du : ' +
date_debut.strftime("%Y-%m-%d") + ' au : ' + date_fin.strftime("%Y-
%m-%d ")

```

```

plt.title(Titre)
plt.xlabel('Puissances en KW')
plt.ylabel('Frequence')

plt.legend()
plt.show()

date1 = datetime(2018, 3, 1)
date2 = datetime(2018, 3, 31)

# get current date7
date1 = date1 + timedelta(minutes=1)
date2 = date2 + timedelta(hours =23,minutes=59)
#set date to jan 1st 2019
# date1 = datetime(2019, 2, 24)
print(date1,date2)
lecture(date1,date2)

*****

```

BATTERIES DE STOCKAGE BESS

```

def CalPbatEbat(conso,pv,E0,Pmax0):

    dt = float(1 / 12)
    Pmax = Pmax0
    # Caracteristiques de la batterie
    Cmax = 800
    Cmin = 200

    # PbMaxCh = 240 # KW
    # PbMaxDech = 240 # KW
    PbMaxCh = 250 # KW
    PbMaxDech = 250 # KW

    Ebat = E0
    Achat = 0

    # dp - ConsoDep
    dp = conso - Pmax
    BonPro = 0
    # power balance
    p_bal = 0

    # Traitement
    if (dp <= 0) or ((dp > 0) and (pv >= dp)):
        # print('Branche bleu Bonus')
        Achat = 1
        BonPro = pv - dp
        if ((BonPro * dt + Ebat) > Cmax): # test d energie quantite

```

```

max    contrainte place
        if ((Cmax - Ebat) / dt > PbMaxCh): # test de puissance dans
5min   contrainte temps
        Pbat = PbMaxCh
        else:
            Pbat = (Cmax - Ebat) / dt
    else:
        if (BonPro > PbMaxCh):
            Pbat = PbMaxCh
        else:
            Pbat = BonPro
    p_bal = BonPro - Pbat

else:
    if (dp * dt > (Ebat - Cmin)):
        if ((Ebat - Cmin) / dt > PbMaxDech):
            Pbat = -PbMaxDech
        else:
            Pbat = -(Ebat - Cmin) / dt
    else:
        if ((dp - pv) > PbMaxDech):
            Pbat = -PbMaxDech
        else:
            Pbat = -(dp - pv)
    p_bal = -(dp - pv + Pbat)

Ebat += Pbat * dt

return Ebat, Pbat, p_bal

def CalEbat(pp, prod, e0, PMax_0):
    ''' Retourne l etat de charge et decharges des batteries

        la puissance restante a triter par les vehicules
    '''
    batEnr = []
    batPui = []
    pp_evs = []
    PMAX    = []

    energie= e0;
    pMax = PMax_0
    for i in range(0, len(pp)):
        en, pui, bal = CalPbatEbat(pp[i], prod[i], energie, pMax)
        energie = en
        batEnr.append(en)
        batPui.append(pui)
        pp_evs.append(bal)
        PMAX.append(pMax)

        # Calcul de la puissance facture apres 15 minutes
        if ((i+1) % 3 == 0):
            pm = (pp[i - 2] - prod[i-2] + batPui[i-2] + pp[i - 1] - prod[i-1]
+batPui[i-1] + pp[i] - prod[i] + batPui[i]) / 3
            # pf_moy.append(pm)

```

```

        if (pm > pMax):
            pMax = pm
    PMax_calcule = pMax

    return batEnr,batPui,pp_evs, PMax_calcule

```

PV GENERATION

```

#PV generation (kWh)
pv_generation = 20000
#PV generation probability
pv_probability = [0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 80.00, 100.00,
300.00, 400.00, 600.00, 700.00, 780.00, 800.00, 780.00, 700.00, 600.00,
400.00, 300.00, 100.00, 80.00, 0.00, 0.00, 0.00]

def pv_gen(delta):
    pv = []
    for i in range(0,24):
        nbPas= int(60/delta)
        if (nbPas >=2 ):
            for j in range(0, nbPas ):
                pv.append(0.1/1000*pv_probability[i]*pv_generation/nbPas)
        else:
            pv.append(0.1/1000*pv_probability[i]*pv_generation)

    # print(pv)
    return pv

# pv_gen(10)
# print(len(pv))

```

LOAD LECTURE

```

import sqlite3
import time
from datetime import datetime, timedelta

def lecture(current_date):
    # connect to database
    db = sqlite3.connect('prod_db.sqlite')
    # create cursor object for database

```

```

current_cons = 0.0

cursor = db.cursor()
p = []

for i in range(0,288):

    current_date = current_date + timedelta(minutes= 5)

    # get current consumption
    current_consumption = cursor.execute(
        'SELECT value from history WHERE date_local = \'' +
current_date.strftime("%Y-%m-%d %X") + '\\' +
        + 'and unit = "W"').fetchone()
    # print(current_consumption)
    if (current_consumption) :
        current_cons = current_consumption[0]/1000
        # print(type(current_consumption))

    p.append(current_cons)

    db.close()
return p

```

SYSTÈME DE GESTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES

```

import matplotlib.pyplot as plt
import datetime
from evs_lecture import lectureTempsSoc

# 1 - lecture des de la base de donnees etat des vehicules
# tableau t_arr t_dep soc_des C_ev_max C_ev_min PevMaxCh PevMaxDech
SOC_t
# 2 - selon le signe de la puissance
#     besoin de charge ou decharge
#     effectuer operation et mettre a jour base de donnees SOC_t doit
changer
#     repetter operation sur chaque vehicule

# 3 - ecrire bilan puissance et enerie pour le graphique

def cal_evs(pui,annee,mois,jour,p_max):

    delta_h = 24 # deux heures avant le depart
    # caracteristiques des batteries des ev

```

```

C_ev_max = [60.00, 60.00, 60.00, 60.00] # KWh
C_ev_min  = [12.00, 12.00, 12.00, 12.00]

PevMaxCh   = [160.00, 160.00, 160.00, 160.00] # KW
PevMaxDech = [160.00, 160.00, 160.00, 160.00]

# etat de charge des batteries

ta = []
td = []
soc_arr = []
soc_dep = []
ta, td, soc_ar, soc_dep = lectureTempsSoc(annee,mois,jour)

    soc_t = soc_ar
ev_p_t = []

# variation de l'etat de charge total de tous les vehicule
ev_soc_total = []
ev_p_total = []
ev_soc1 = []
ev_soc2 = []
ev_soc3 = []
ev_soc4 = []

ev_p   = []
ev_p1  = []
ev_p2  = []
ev_p3  = []
ev_p4  = []

# ei energie de ev en cours

t = [i/12 for i in range(288)]

N = len(pui);

dt = float(1/12)

for j in range(0,N):
    p= pui[j]
    # print(j)
    if (p > 0):
        i = 0
        ev_p_t = [0,0,0,0]
        pres_t = [0,0,0,0]
        # boucler sur les 4 vehicule ou jusqu epuisement de puissance
P=0
        while ((i < 4) and (p > 0)):
            # test de presence
            Pevi = 0
            if(j>ta[i] and j<(td[i]-delta_h)):
                pres_t[i] = 1
                if ((p * dt + soc_t[i]) > C_ev_max[i]):

```

```

        # print("stockage insuffisant")
        # Test de puissance
        # pres_t[i] = 1
        if (C_ev_max[i] - soc_t[i]) / dt > PevMaxCh[i]:
            Pevi = PevMaxCh[i]
            # retirer la possibilte de charge
        else:
            Pevi = (C_ev_max[i] - soc_t[i]) / dt
    else:
        # print("stockage suffisant")
        # Test de puissance
        if (p > PevMaxCh[i]):
            Pevi = PevMaxCh[i]
        else:
            Pevi = p
            # fin du processus de charge des ev
    if (j > (td[i] - delta_h) and j < td[i]):
        # print('positif : heure = ', j, "depart de", i)
        pres_t[i] = 1
        if (soc_t[i] < soc_dep[i]):
            if ((p * dt + soc_t[i]) > soc_dep[i]):
                if (soc_dep[i] - soc_t[i]) / dt > PevMaxCh[i]:
                    Pevi = PevMaxCh[i]
                    # retirer la possibilte de charge
                else:
                    Pevi = (soc_dep[i] - soc_t[i]) / dt
            else:
                # print("stockage suffisant")
                # Test de puissance
                if (p > PevMaxCh[i]):
                    Pevi = PevMaxCh[i]
                else:
                    Pevi = p
            # print(i)
            soc_t[i] += Pevi * dt
            p -= Pevi
            ev_p_t[i] = Pevi
            i += 1
    else:
        i = 0
        ev_p_t = [0,0,0,0]
        pres_t = [0,0,0,0]
        while ((i < 4) and (p < 0)):
            # test de presence
            Pevi=0
            if (j > ta[i] and j < (td[i] - delta_h)):
                pres_t[i] = 1
                if (-p * dt > (soc_t[i] - C_ev_min[i])):
                    if ((soc_t[i] - C_ev_min[i]) / dt >
PevMaxDech[i]):
                        Pevi = -PevMaxDech[i]
                    else:
                        Pevi = -(soc_t[i] - C_ev_min[i]) / dt
                else:
                    if (-p > PevMaxDech[i]):

```

```

        Pevi = -PevMaxDech[i]
    else:
        Pevi = p
    # print(i)
    if (j > (td[i] - delta_h) and j < td[i]):
        # print ("Negatif ",j,i,soc_t[i],p)
        pres_t[i] = 1
        if(soc_t[i]<soc_dep[i]):
            Pevi = PevMaxCh[i]
        soc_t[i] += Pevi * dt
        p -= Pevi
        ev_p_t[i]= Pevi
        i += 1
    ev_soc1.append(pres_t[0]*soc_t[0])
    ev_soc2.append(pres_t[1]*soc_t[1])
    ev_soc3.append(pres_t[2]*soc_t[2])
    ev_soc4.append(pres_t[3]*soc_t[3])

ev_soc_total.append(pres_t[0]*soc_t[0]+pres_t[1]*soc_t[1]+pres_t[2]*soc_t[2]+pres_t[3]*soc_t[3])

    # print(ev_soc1)
    # ev_p.append(ev_p_t)
    ev_p1.append(pres_t[0]*ev_p_t[0])
    ev_p2.append(pres_t[1]*ev_p_t[1])
    ev_p3.append(pres_t[2]*ev_p_t[2])
    ev_p4.append(pres_t[3]*ev_p_t[3])

ev_p_total.append(pres_t[0]*ev_p_t[0]+pres_t[1]*ev_p_t[1]+pres_t[2]*ev_p_t[2]+pres_t[3]*ev_p_t[3])
    # ev_total_en.append(ev_soc)
    return ev_p_total

```


ANNEXE V

VOITURE ÉLECTRIQUE

Selon le site automobile propre, pour un bon fonctionnement des architectures V2G, techniquement, il faut une installation (chargeur) bidirectionnelle capable d'alimenter les batteries de traction des voitures électriques, mais aussi d'en recevoir l'énergie au besoin, tel qu'indiqué à la figure-A V-1.

Les utilisateurs et propriétaires des véhicules branchés exploités ne doivent pas être lésés. Il est ainsi important de leur permettre d'indiquer des projets d'utilisation des engins afin qu'ils disposent de suffisamment d'autonomie pour réaliser les déplacements prévus. Plus les packs auront une capacité énergétique importante—en mesure, par exemple, de couvrir les besoins journaliers de déplacement tout en réservant un volume de stockage tampon suffisamment volumineux—moins les utilisateurs des VE concernés auront à gérer une éventuelle inquiétude pour de potentiels trajets de dernière minute.

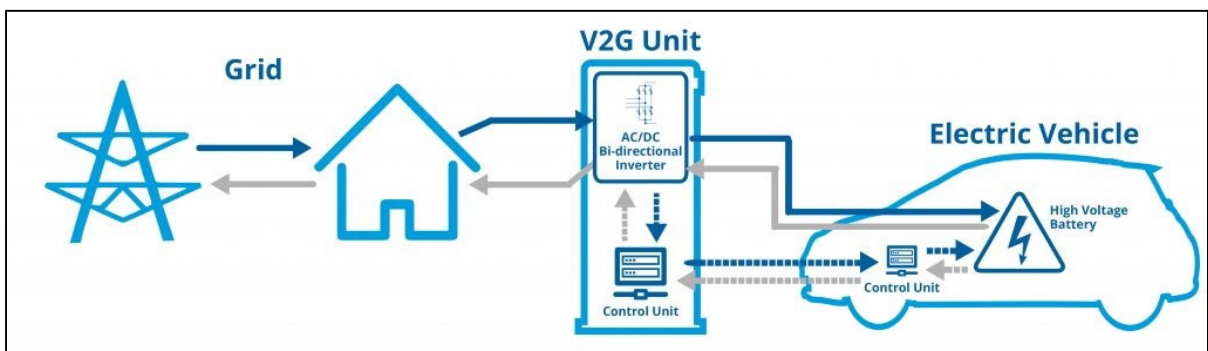


Figure-A V-1 Véhicules électriques avec l'option V2G

Tirée du site Automobiles propres

Autre moyen de motiver les propriétaires de véhicules branchés : les faire bénéficier d'une rémunération qui devra au moins couvrir la potentielle usure prématurée de la batterie de traction qui accompagnerait un flot bidirectionnel quotidien. Si les constructeurs de véhicules électriques se montrent rassurants en prétendant que l'impact sur le vieillissement des packs

serait minime, la prudence est de mise, car en 2018 nous n'avons pas suffisamment de recul sur ce point précis.

Constructeurs engagés

Particulièrement dynamique et pionnier dans l'expérimentation des architectures V2G et assimilés, Nissan enchaîne la réalisation de démonstrateurs depuis des années, et communique abondamment sur le sujet, notamment au niveau institutionnel. Ainsi lors de la COP21, en 2015, où le constructeur a annoncé la signature d'un partenariat avec le fournisseur d'énergie italien Enel afin de développer la technologie V2G au niveau européen. A travers le projet Future of Mobility Concept, imaginé en collaboration avec le cabinet d'architecture Foster + Partners, Nissan a imaginé le principe du V2G comme une évolution majeure de la mobilité qui redessine complètement l'idée que l'on se fait aujourd'hui d'une station-service.

Autre constructeur engagé qui aligne les projets : Mitsubishi Motors. Là, ce sont principalement des modèles hybrides rechargeables qui sont exploités. Au Japon, le groupe s'est associé à Tepco et Hitachi dans le cadre du projet Aggregator. Le constructeur assiste différents gouvernements de pays d'Asie dans leur recherche pour développer la mobilité électrique en association avec des unités V2G. Ainsi, par exemple, au Vietnam et en Indonésie.

Côté tricolore, PSA est engagé dans le projet GridMotion. Associé au fournisseur d'énergie Empresa de Electricidade da Madeira, Renault a aidé à la réalisation d'un démonstrateur V2G, sur l'île portugaise de Porto Santo, dans l'archipel de Madeire.

BIBLIOGRAPHIE

- AbdelHady, Rameen. 2017. « Modeling and simulation of a micro grid-connected solar PV system ». *Water Science*, vol. 31, n° 1, p. 1-10.
- Abdollahi, A., X. Han, G. V. Avvari, N. Raghunathan, B. Balasingam, K. R. Pattipati et Y. Bar-Shalom. 2016. « Optimal battery charging, Part I: Minimizing time-to-charge, energy loss, and temperature rise for OCV-resistance battery model ». *Journal of Power Sources*, vol. 303, p. 388-398.
- Ahmed, Mostafa Shaban, Sheikh Arif Raihan et Balakumar Balasingam. 2020. « A scaling approach for improved state of charge representation in rechargeable batteries ». *Applied Energy*, vol. 267, p. 114880.
- Aluisio, B., A. Conserva, M. Dicorato, G. Forte et M. Trovato. 2017. « Optimal operation planning of V2G-equipped Microgrid in the presence of EV aggregator ». *Electric Power Systems Research*, vol. 152, p. 295-305.
- Amini, M. Hadi, Amin Kargarian et Orkun Karabasoglu. 2016. « ARIMA-based decoupled time series forecasting of electric vehicle charging demand for stochastic power system operation ». *Electric Power Systems Research*, vol. 140, p. 378-390.
- Automobiles Propres . 2020.
< <https://www.automobile-propres.com/wp-content/uploads/2018/08/v2g-grid.jpg> >.
Consulté le 15 July 2020.
- BERAUD-SUDREAU, Arthaud. 2016. « CONCEPTION D'UN CHAMP SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE POUR COMPENSER LES EXCEDENTS DE CONSOMMATION ». École de technologie supérieure ÉTS.
- Boudoudouh, Soukaina, et Mohamed Maâroufi. 2017. « Real-time battery state of charge estimation in smart grid application by Multi Agent System ». *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, n° 30, p. 19487-19495.
- Buonomano, Annamaria. 2020. « Building to Vehicle to Building concept: A comprehensive parametric and sensitivity analysis for decision making aims ». *Applied Energy*, vol. 261, p. 114077.
- Canada, Ressources Naturelles. 2020.
<<https://www.rncan.gc.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-des-batim/une-strategie-canadienne-batiments/20536> >. Consulté le 24 July 2020.
- Consommation énergétique des bâtiments. (2020). Dans Wikipedia. Repéré le 17 mars 2021 à [https://fr.wikipedia.org/wiki/ Consommation énergétique des bâtiments](https://fr.wikipedia.org/wiki/Consommation_énergétique_des_bâtiments)

- Chen, Zonghai, Han Sun, Guangzhong Dong, Jingwen Wei et Ji Wu. 2019. « Particle filter-based state-of-charge estimation and remaining-dischargeable-time prediction method for lithium-ion batteries ». *Journal of Power Sources*, vol. 414, p. 158-166.
- Dagdougui, H., L. Dessaint, G. Gagnon et K. Al-Haddad. 2016a. « Modeling and optimal operation of a university campus microgrid ». In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. (17-21 July 2016), p. 1-5.
- Dagdougui, H., N. Mary, A. Beraud-Sudreau et L. Dessaint. 2016b. « Power management strategy for sizing battery system for peak load limiting in a university campus ». In *2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. (21-24 Aug. 2016), p. 308-312.
- Debonrivage, Hervé. 2020a. < Les énergies renouvelables. Partie 2. Énergie solaire et thermonucléaire. (gauchemip.org) >.
- Debonrivage, Hervé. 2020b. < <http://www.gauchemip.org/spip.php?article37774> >. Consulté le 12 august 2020.
- Debonrivage, Hervé. 2020c. < <http://www.gauchemip.org/spip.php?article37673> >. Consulté le 7 September 2020.
- Dutta, Goutam, et Krishnendranath Mitra. 2017. « A literature review on dynamic pricing of electricity ». *Journal of the Operational Research Society*, vol. 68, n° 10, p. 1131-1145.
- Egbue, Ona, et Charles Uko. 2020. « Multi-agent approach to modeling and simulation of microgrid operation with vehicle-to-grid system ». *The Electricity Journal*, vol. 33, n° 3, p. 106714.
- Faddel, Samy, A. Aldeek, Ali T. Al-Awami, Eric Sortomme et Zakariya Al-Hamouz. 2018. « Ancillary Services Bidding for Uncertain Bidirectional V2G Using Fuzzy Linear Programming ». *Energy*, vol. 160, p. 986-995.
- Francoeur, L. G. (2008, 9ème décembre). Économie d'énergie - Très peu de projets sont menés dans le secteur du bâtiment. *Le Devoir* (Montréal), p. 1.
- Ghorpade, Tejas, Narayan Rangaraj et Tilak Raj Singh. 2020. « Real-time charging decision with Stochastic battery performance for Commercial Electric Vehicles ». *Transportation Research Procedia*, vol. 47, p. 267-274.
- Hamzaoui, O. (2020). *Amélioration des performances des réseaux autonomes hybrides dans le nord du Québec* (Mémoire de maitrise, L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE DE MONTRÉAL).

- Hassan, Al Ameen, Sivasubramaniam Bavanitha, Chirag Goyal et D. Daphne Miriam. 2020. « Simulation and modelling of micro-grid with energy storage system ». *Materials Today: Proceedings*, vol. 33, p. 4536-4541.
- He, Hongwen, Rui Xiong et Jiankun Peng. 2016. « Real-time estimation of battery state-of-charge with unscented Kalman filter and RTOS μ COS-II platform ». *Applied Energy*, vol. 162, p. 1410-1418.
- Huber, Julian, David Dann et Christof Weinhardt. 2020. « Probabilistic forecasts of time and energy flexibility in battery electric vehicle charging ». *Applied Energy*, vol. 262, p. 114525.
- Kempton, Willett, et Jasna Tomić. 2005. « Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue ». *Journal of Power Sources*, vol. 144, n° 1, p. 268-279.
- Li, Yang, Mingbiao Chen, Fanfei Bai, Wenji Song et Ziping Feng. 2019. « Thermal equilibrium characteristic of large-size lithium-ion pouch battery: resting time between charge and discharge ». *Energy Procedia*, vol. 158, p. 2623-2630.
- Mary, N, Dessaint, L.A. 2019. « Neural Network based predictive algorithm for peak shaving application using behind-the-meter battery energy storage system. ». In ELECTRIMACS 2019. (Salerno, Italy, 21st-23rd May 2019).
- Nazir, R., H. D. Laksono, E. P. Walidi, E. Ekaputra et P. Coveria. 2014. « Renewable Energy Sources Optimization: A Micro-Grid Model Design ». *Energy Procedia*, vol. 52, p. 316-327.
- Prasatsap, Unchittha, Suwit Kiravittaya et Jirawadee Polprasert. 2017. « Determination of Optimal Energy Storage System for Peak Shaving to Reduce Electricity Cost in a University ». *Energy Procedia*, vol. 138, p. 967-972.
- Ronay, Karoly, Dorin Bica et Calin Munteanu. 2017. « Micro-grid Development Using Artificial Neural Network for Renewable Energy Forecast and System Control ». *Procedia Engineering*, vol. 181, p. 818-823.
- Régie du bâtiment du Québec (2020).
Efficacité énergétique des bâtiments autres que les petits bâtiments d'habitation : foire aux questions Repéré à <https://www.rbq.gouv.qc.ca/domaines-d'intervention/efficacite-energetique/la-reglementation/autres-batiments/survol-de-la-reglementation.html>.
- Rupp, Matthias, Nils Handschuh, Christian Rieke et Isabel Kuperjans. 2019. « Contribution of country-specific electricity mix and charging time to environmental impact of battery

electric vehicles: A case study of electric buses in Germany ». *Applied Energy*, vol. 237, p. 618-634.

Thomas, Dimitrios, Olivier Deblecker et Christos S. Ioakimidis. 2018. « Optimal operation of an energy management system for a grid-connected smart building considering photovoltaics' uncertainty and stochastic electric vehicles' driving schedule ». *Applied Energy*, vol. 210, p. 1188-1206.

Tidjani, F. S., A. Chandra et P. Pillay. 2014. « Design of building integrated photovoltaic system to the grid with power quality improvement features for Central African countries ». In *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. (29 Oct.-1 Nov. 2014), p. 2023-2029.

Wang, Panding, Xinyi Zhang, Le Yang, Xingyu Zhang, Meng Yang, Haosen Chen et Daining Fang. 2016a. « Real-time monitoring of internal temperature evolution of the lithium-ion coin cell battery during the charge and discharge process ». *Extreme Mechanics Letters*, vol. 9, p. 459-466.

Wang, Q., X. Liu, J. Du et F. Kong. 2016b. « Smart Charging for Electric Vehicles: A Survey From the Algorithmic Perspective ». *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 18, n° 2, p. 1500-1517.

Wu, D., H. Zeng, C. Lu et B. Boulet. 2017. « Two-Stage Energy Management for Office Buildings With Workplace EV Charging and Renewable Energy ». *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 3, n° 1, p. 225-237.

Yang, Changhui, Chen Meng et Kaile Zhou. 2018. « Residential electricity pricing in China: The context of price-based demand response ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, p. 2870-2878.

Zhang, Caiping, Jiuchun Jiang, Yang Gao, Weige Zhang, Qiujiang Liu et Xiaosong Hu. 2016. « Polarization Based Charging Time and Temperature Rise Optimization for Lithium-ion Batteries ». *Energy Procedia*, vol. 88, p. 675-681.

Zhang, Caiping, Jiuchun Jiang, Yang Gao, Weige Zhang, Qiujiang Liu et Xiaosong Hu. 2017. « Charging optimization in lithium-ion batteries based on temperature rise and charge time ». *Applied Energy*, vol. 194, p. 569-577.

Zhang, Q., et J. Li. 2012. « Demand response in electricity markets: A review ». In *2012 9th International Conference on the European Energy Market*. (10-12 May 2012), p. 1-8.

