PLANAIR SA ingénieurs conseils SIA
info@planair.ch I www.planair.ch
No TVA : CH-109.423.608

PLANAIR
Ingénieurs conseils en énergies et environnement

REGENERGY

Etude théorique 100 % photovoltaïque et mobilité électrique

Neuchâtel :CH-2314 La Sagne, Rue du Crêt 108a – Tél. +41(0)32 933 88 40
Vaud : CH-1400 Yverdon-les-Bains, Rue Galilée 6 – Tél. +41(0)24 566 52 00
Jura : CH-2800 Delémont, Rue de la Jeunesse 2 – Tél. +41(0)32 421 03 30
Genève : CH-1213 Petit-Lancy, Avenue des Morgines 12 – Tél. +41(0)22 552 05 40
Fribourg : CH-1762 Givisiez, Rue Jean Prouvé 14 – Tél. +41(0)26 566 70 91

SOMMAIRE

1. Introduction 3
2. Description de l'objet d'étude 4
2.1 Consommations....4
2.2 Potentiel solaire 5
2.3 Potentiel mobilité électrique 6
2.4 Le réseau électrique 8
2.5 Potentiel des batteries stationnaires 8
3. Scénarios énergétiques 9
3.1 Sans énergie solaire....9
3.2 Scénario 100 % solaire 10
3.3 Scénario 200 % solaire 15
3.4 Comparaison entre les scénarios et généralisation 18
4. Valorisation de la mobilité électrique 19
4.1 Données économiques....19
4.2 Sans Vehicle2Grid....19
4.3 Avec « Vehicle2Grid » 22
4.4 Conclusion 28
5. Bilan économique et sensibilité 29
5.1 Evolution du réseau....29
5.2 Modèles d'affaires....29
6. Conclusion de l'étude théorique 33
Points à finaliser.... **Erreur ! Signet non défini.**

Version N°	Date	Auteur	Relecteur	Distribution à
02	31.10.2020	LDE	LPT, GOO	ARE, Canton de Vaud, SEY, HEIG-VD, Greenmotion, Gridsteer

1. Introduction

Le projet Interreg RegEnergy vise à repenser les structures existantes pour accroître l'utilisation des énergies renouvelables dans les régions du nord-ouest de l'Europe. Le projet vise à renforcer des partenariats offre/demande d'énergies renouvelables entre zones urbaines et zones rurales à travers une approche régionale intégrée. Ces partenariats permettront aux collectivités locales et régionales des zones urbanisées de répondre à leur demande d'énergie par des énergies renouvelables provenant de sources proches et fiables.

Au niveau suisse, le projet consiste à étudier le cas reproductible d'une zone industrielle et d'évaluer les impacts du déploiement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique. Il s'agit d'évaluer l'opportunité d'un point de vue technique et économique que représente la création d'un regroupement pour la consommation propre incluant une gestion de la charge par systèmes de stockage stationnaires et/ou mobiles (via l'électromobilité) pour les zones de ce type. Cet objectif global peut être dérivé en trois sous-objectifs :

- Identifier, par différentes séries de simulations, le déploiement optimal d'un point de vue technique (stabilisation de la charge réseau) et économique (minimisation des coûts globaux d'approvisionnement en électricité des entreprises localisées dans ce parc) de systèmes de stockage stationnaires, mobiles ou mixtes (stationnaires et mobiles) en fonction du niveau de pénétration photovoltaïque à l'échelle de l'Y-Parc ;
- Proposer des modèles d'affaires attractifs pour des zones types Y-Parc (technoparc, zone industrielle et/ou commerciale) au service d'un déploiement coordonné de panneaux photovoltaïques et stockage sur la base des simulations de déploiement et d'une étude des intérêts des parties prenantes ;
- Valider les simulations et les modèles d'affaires proposés par le biais d'un avant-projet pour une réalisation pilote sur Y-Parc en impliquant des entreprises suisses pionnières dans le domaine.

2. Description de l'objet d'étude

La zone industrielle étudiée est la zone d'Y-PARC à Yverdon-les-Bains. Actuellement, 170 entreprises y sont implantées et 1 500 personnes y travaillent quotidiennement. Le développement de la zone se poursuit et il est d'ores et déjà prévisible qu'à l'horizon 2025, environ 3 000 employés travailleront sur la zone. La première phase de cette étude consiste à analyser les données disponibles pour fixer les hypothèses de base.

Figure 1 : la zone industrielle Y-PARC à Yverdon-les-Bains

2.1 Consommations

Dans un premier temps, il s'agit de déterminer la consommation électrique existante des bâtiments sur la zone. Des procurations ont été envoyées à tous les propriétaires de bâtiments sur la zone pour les 140 compteurs dénombrés. Sur 64 demandes de procurations, 48 ont été retournées positivement. La somme des consommations récoltées pour 2018 était de 12,4 GWh. D'après les données du gestionnaire de réseau SEY, la consommation totale de la zone est estimée à 15 GWh.

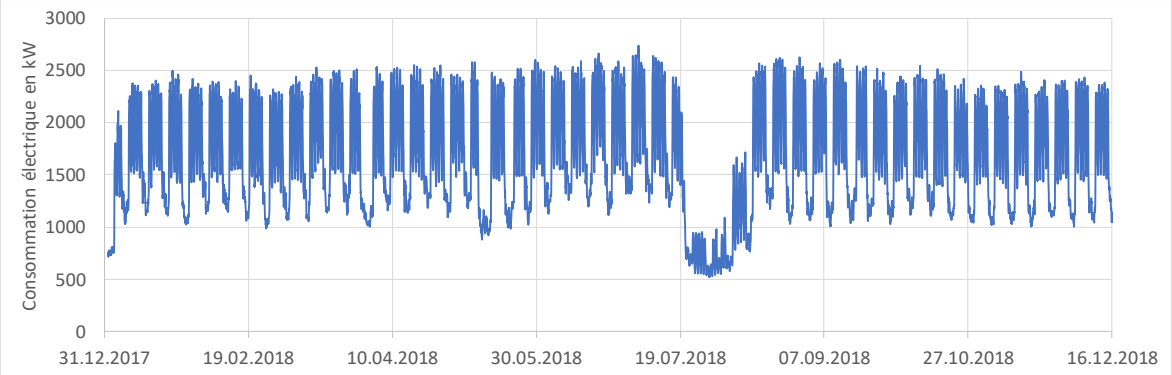

Figure 2 : Consommation électrique horaire 2018 sur Y-PARC

Les valeurs horaires sont donc disponibles pour 83 % de la consommation totale. L'hypothèse peut être faite que les données manquantes ne changent pas fondamentalement le profil horaire obtenu par agrégation des données mesurées. Ce profil est donc utilisé comme base et mis à l'échelle des 15 GWh de consommation totale. La courbe de consommation horaire de la zone complète pour l'année 2018 est ainsi obtenue.

D'ici 2025, le nombre de mètres carrés de bureaux sur la zone va passer de 70 000 m^2 actuellement à 125 000 m^2. En considérant que la consommation va augmenter de manière proportionnelle à la surface de bureaux, la consommation future frôlera les 28 000 MWh.

2.2 Potentiel solaire

Actuellement, les installations photovoltaïques déjà installées sur la zone atteignent environ 700 kWp de puissance.

Une estimation du potentiel solaire des bâtiments existants de la zone Y-PARC peut être effectuée grâce au cadastre de l'OFEN [1]. Le potentiel de production électrique annuel obtenu est de 4 930 MWh pour les toitures et de 3 100 MWh pour les façades.

Une estimation par PLANAIR sur la même zone permet d'obtenir un potentiel total sur les bâtiments existants de 2 270 MWh/an, soit 72 % de moins que le cadastre solaire. La majeure partie de cette différence est due au fait que, dans la réalité, les façades des bâtiments ne sont pas exploitables comme supposé par le cadastre solaire. En prenant en compte uniquement les toitures, l'écart obtenu est tout de même conséquent : 54 % entre les résultats du cadastre et de l'étude.

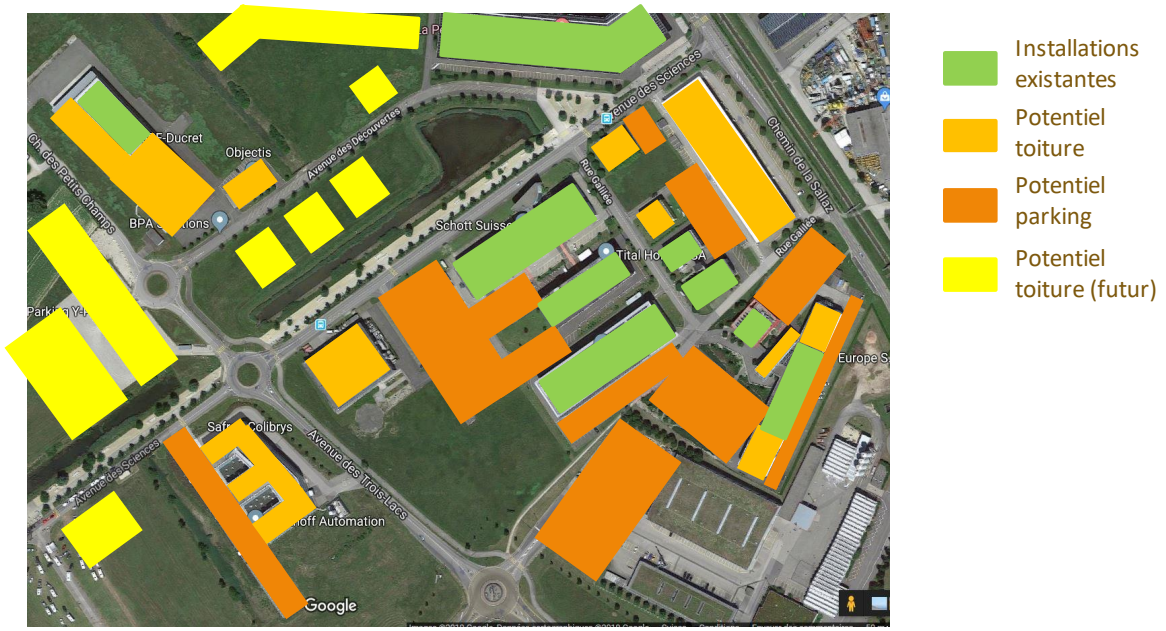

Figure 3 : Potentiel photovoltaïque sur la zone Y-PARC

L'écart le plus important est constaté pour les bâtiments déjà équipés d'installations photovoltaïques. Ici, PLANAIR considère que ces installations sont conservées tandis que le cadastre solaire ne les prend pas en compte. La différence entre le potentiel calculé et la réalité sur ces toitures déjà équipées est de 73 %.

Sur les toitures existantes non équipées, il existe tout de même un écart de 40 % entre le potentiel calculé par le cadastre et celui calculé par PLANAIR. Cet écart est principalement dû à une meilleure précision dans le calcul de la surface qui peut effectivement être utilisée dans le calcul de PLANAIR.

Dans le cadre d'un déploiement solaire maximal, les parkings sont recouverts de panneaux photovoltaïques en ombrière. La surface actuellement occupée par des parkings sur Y-PARC est de 20 200 m^2. Cela correspond à une capacité de production de 3 620 MWh/an. Cette valeur reste la même pour les deux évaluations car le cadastre solaire ne permet pas ce calcul.

En ce qui concerne le développement futur d'Y-PARC, les informations et données récoltées sur les bâtiments déjà planifiés ont permis d'évaluer un potentiel en toiture de 2 400 MWh/an. En considérant que la planification des bâtiments pourrait prendre en compte la nécessité d'installer du solaire en façade et que les potentiels annoncés par le cadastre solaire seraient réalisables, un potentiel en façade d'environ 1 480 MWh/an est disponible selon les ratios précédents.

[1] https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnenfassade/index.html?featureId=13491841&lang=fr

Grâce à ces deux évaluations, deux scénarios de déploiement à 100 % du photovoltaïque sur la zone peuvent être définis. L'un est très optimiste et se base sur les résultats du cadastre solaire qui ignore les installations existantes et certains obstacles à l'installation du PV en toiture ou en façade. L'autre scénario considère une vision plus réaliste d'un déploiement à 100 % du photovoltaïque. Il est cependant à noter qu'une augmentation significative des rendements de la technologie photovoltaïque grâce à l'innovation dans ce domaine est tout à fait envisageable et permettrait aussi d'atteindre les productions données par le scénario du cadastre solaire. Pour simplifier dans la suite de ce rapport, les scénarios sont appelés « scénario 100 % solaire » pour les estimations PLANAIR et « scénario 200 % solaire » pour les chiffres basés sur le cadastre solaire.

	Cadastre solaire Scénario 200 % solaire	**Estimation PLANAIR Scénario 100 % solaire**
Bâtiments existants - toitures	4 930 MWh/an	2 330 MWh/an
Bâtiments existants - façades	3 100 MWh/an	0 MWh/an
Parkings existants	3 620 MWh/an *	3 620 MWh/an
Bâtiments futurs toitures	2 350 MWh/an *	2 350 MWh/an
Bâtiments futurs façades	1 480 MWh/an **	0 MWh/an
Potentiel total existant	11 650 MWh/an	5 950 MWh/an
Potentiel total futur	15 480 MWh/an	8 300 MWh/an

Tableau 1 : Comparaison du potentiel solaire selon deux scénarios de déploiement à 100 % sur la zone

* Selon estimation Planair car pas disponible dans le cadastre

** valeur extrapolée

2.3 Potentiel mobilité électrique

2.3.1 MOBILITÉ

Actuellement, 1 500 places de stationnement sont disponibles sur Y-PARC pour les véhicules des entreprises et des employés. A l'avenir, ce chiffre pourra atteindre 4 000 places, dont 2 000 dans les futurs parkings mutualisés.

Le ratio estimé entre les véhicules d'entreprise et les véhicules privés des employés est d'un tiers. Ce chiffre reste à confirmer par l'enquête lancée sur la zone en collaboration avec la HEIG-VD.

L'analyse des consommations des véhicules d'entreprises de PLANAIR donne un trajet moyen par jour ouvré de 80 km. Cette valeur reste à confirmer par l'enquête mobilité en cours. Si ce trajet est effectué par un véhicule électrique, il représente une consommation de 16 kWh.

D'après l'OFS[2], le trajet moyen quotidien d'une personne en Suisse est de 36,8 km. Une personne faisant ce trajet en véhicule électrique consommera environ 7 KWh par jour. Cette valeur correspond aussi aux résultats de l'analyse des données des bornes de recharges du parking des employés d'une grande entreprise fournie par Greenmotion.

Ces chiffres permettent d'évaluer la consommation annuelle d'électricité supplémentaire de 3 900 MWh si tous les véhicules actuellement usagers de la zone étaient électriques.

[2] https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/mobilite-transports/transport-personnes/comportements-transports.html

2.3.2 BATTERIES

Les batteries des véhicules actuellement sur le marché ont des capacités de 40 kWh en moyenne. Cependant, la taille des batteries augmente de manière régulière et les capacités annoncées pour l'année 2020 sont plutôt de 60 kWh au minimum, voire 90 kWh. Pour une flotte de 1 500 véhicules, cela représente une capacité de batterie totale de 90 à 135 MWh.

Une batterie permet au système d'être flexible. En théorie, elle peut être valorisée économiquement par les services suivants :

- Optimisation de la consommation propre ;
- Réduction des pics de consommation (lissage des pointes) ;
- Energie de réglage : optimisation du réseau, services systèmes, optimisation face à la fluctuation des prix de l'électricité ;
- Sécurité d'approvisionnement ;
- (La réduction des pics d'injection dus aux énergies renouvelables peut rendre service au réseau mais n'est actuellement pas valorisée du point de vue économique).

Cependant, la batterie d'un véhicule présente des contraintes importantes par rapport à une batterie stationnaire. Par exemple, sa petite taille implique une agrégation nécessaire avec d'autres véhicules pour proposer un service intéressant. De plus, sa disponibilité volatile et les contraintes dues à son usage principal pour la mobilité imposent une forte contrainte.

La batterie d'un véhicule électrique classique permet d'optimiser la consommation propre et de réduire les pics d'injection en chargeant les véhicules au maximum lorsque de l'énergie PV est produite. En théorie, un groupe assez grand de véhicules pourrait aussi participer au marché de l'énergie de réglage et proposer une capacité de réglage tertiaire négative. Il est cependant difficile de prévoir de garder les véhicules vides le plus longtemps possible et d'optimiser en même temps la charge par des énergies renouvelables.

Des véhicules équipés de l'option « Vehicle to Grid » (V2G) peuvent réinjecter de l'énergie dans le réseau et agir comme des batteries stationnaires. Ces aspects sont discutés plus en détail dans le chapitre 3. Actuellement, il n'existe qu'un véhicule sur le marché disposant de cette option, il s'agit de la Nissan Leaf. Celle-ci offre la possibilité de réinjecter de l'énergie sur le réseau à une puissance maximale de 10 kW. Cette valeur étant peu éloignée de la puissance de charge retenue pour cette étude de 11 kW, elle sert de base pour l'étude. Cependant, comme dans le cas de la puissance de charge, il faudra dans un deuxième temps évaluer l'impact de cette limitation sur les résultats.

2.3.3 STATIONS DE RECHARGE

Il existe aujourd'hui de nombreux types de stations de recharge, utilisant différents protocoles de recharge, à courant continu ou alternatif. Pour cette étude, l'élément déterminant est la puissance de charge du véhicule. Les puissances standards des bornes disponibles sur le marché sont de 3,7 kW, 11 kW et 22 kW pour la recharge standard et au-delà de 100 jusqu'à 350 kW pour la recharge ultrarapide. Etant donné que l'étude se base sur une zone industrielle où la majorité des véhicules a un temps de présence sur le site très long, il est pertinent de considérer plutôt les puissances standards.

Pour cette étude, la puissance moyenne de 11 kW a été retenue. C'est une puissance très répandue et le coût des bornes reste raisonnable. Etant donné l'optimisation de la recharge effectuée par l'outil de simulation, une puissance maximale plus élevée n'aurait pas d'impact sur les résultats.

2.4 Le réseau électrique

La zone Y-PARC dispose actuellement de 8 sous-stations, avec une capacité totale de 15,5 GW. Le réseau sert aussi à transporter de l'énergie vers d'autres quartiers. Pour la création d'un regroupement pour la consommation propre, la loi exige actuellement un point de contact unique avec le réseau. La zone Y-PARC n'est donc pas adaptée à la création d'un RCP.

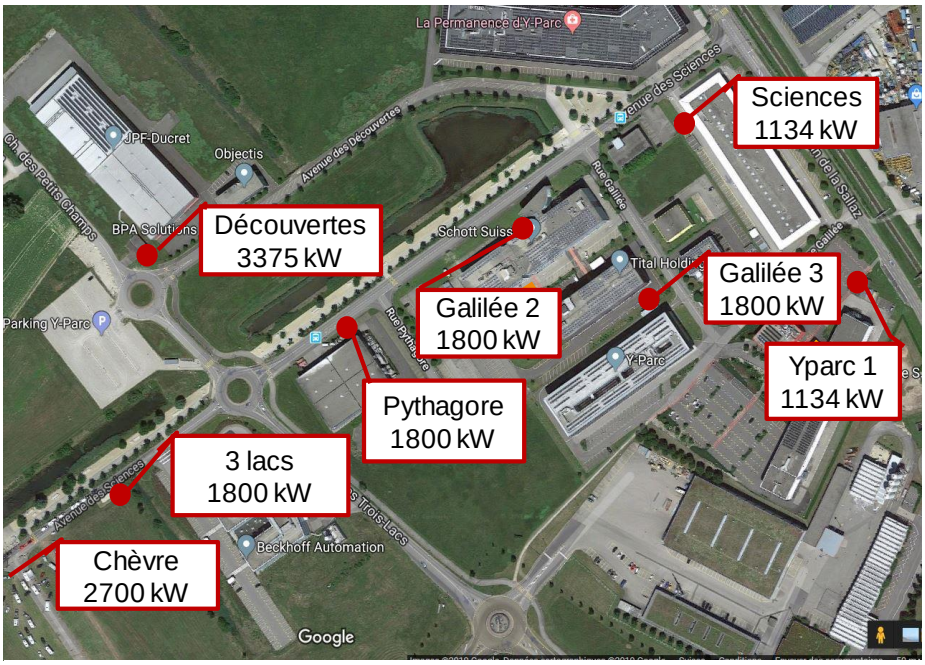

Figure 4 : Positions des sous-stations et capacités totales des transformateurs

2.5 Potentiel des batteries stationnaires

Les batteries stationnaires permettent d'augmenter la flexibilité et peuvent être valorisées du point de vue économique comme décrit au paragraphe 2.3.2. Par rapport aux véhicules électriques, elles présentent évidemment l'avantage d'être toujours disponibles et de ne pas être soumises aux exigences des utilisateurs de véhicules.

Cependant, l'installation de telles batteries nécessite de l'espace. Pour une batterie d'un MWh de capacité, environ 30 m^2 de locaux ventilés ou climatisés sont nécessaires. Pour atteindre une capacité de batterie équivalente à celle de 1 500 véhicules, il faudrait entre 2 700 et 4 000 m^2 de terrain. Sur la zone d'Y-PARC, le potentiel est limité par la surface disponible pour ces batteries stationnaires. En considérant l'occupation actuelle des surfaces sur les terrains déjà bâtis, il serait possible d'ajouter un local batterie d'une surface de 600 m^2 environ sur le terrain 5408. En dehors de cela, seules de petites surfaces de maximum 30 m^2 pourraient être envisagées sur les parcelles 5423 et 5231. Le potentiel maximum sur la zone est donc actuellement de 20 MWh de stockage stationnaire. Ce chiffre correspond à un potentiel en fonction de la surface a priori disponible et ne prend pas en compte les questions de propriété des terrains ou autres questions organisationnelles.

3. Scénarios énergétiques

Pour les différents scénarios de déploiement du solaire photovoltaïque sur la zone, les potentiels respectifs des batteries stationnaires et de la mobilité pour augmenter l'autoconsommation et limiter les contraintes réseau sont comparés.

Ces scénarios sont simulés grâce à un outil d'optimisation permettant de faire des choix sur la base des hypothèses techniques et économiques de la zone par pas de temps horaire. Cet outil, développé par Planair, permet de simuler des scénarios complexes tels que présentés ci-dessous, impliquant de nombreuses variables dans le temps. Dans un premier temps, seuls les paramètres techniques sont déterminants. Les paramètres économiques sont décrits au chapitre 4.14**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

3.1 Sans énergie solaire

Le premier scénario vise à analyser l'impact d'un déploiement important de l'électromobilité dans la situation actuelle. La seule énergie solaire considérée est celle déjà installée sur la zone. L'hypothèse est faite que tous les véhicules présents actuellement sur la zone sont remplacés par des véhicules électriques. Les véhicules d'entreprise sont présents la nuit et le weekend, tandis que les véhicules privés sont présents la journée en semaine.

En considérant des bornes de recharge d'une puissance de 11 kW, la puissance maximale appelée peut atteindre 16 500 kW si tous les véhicules sont présents au même moment ou 11 000 kW si tous les véhicules privés sont chargés en même temps. Pour limiter la puissance maximale soutirée au réseau, la charge des véhicules est cependant répartie sur le temps de présence. Les contraintes sur le réseau s'en trouvent nettement diminuées.

	Situation actuelle	100 % mobilité actuelle remplacée par véhicules électriques
Nombres de véhicules d'entreprise électriques	0	500
Nombres de véhicules privés électriques	0	1000
Puissance maximale requise sur le réseau	2 740 kW	4 350 KW
% de charge du réseau (par rapport à la capacité maximale)	15,8 %	28 %

Tableau 2 : Contraintes réseau dues à la mobilité électrique

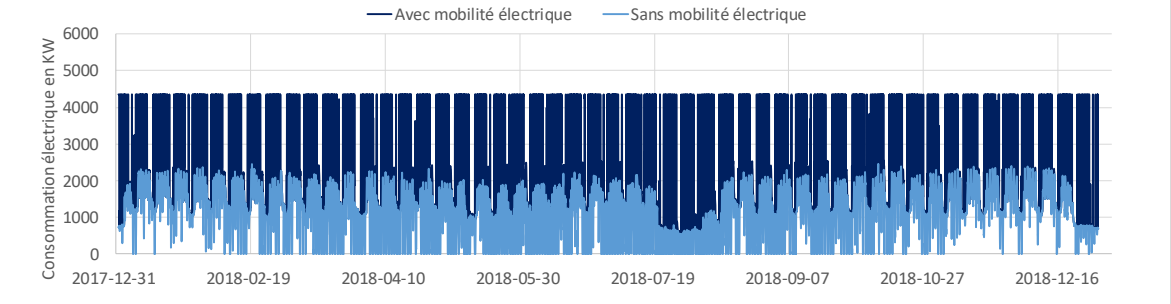

Figure 5 : Profils de consommation électrique avec et sans mobilité

3.2 Scénario 100 % solaire

Le scénario « 100 % solaire » basé sur le déploiement détaillé au chapitre 2.2 prévoit l'installation de 5 370 kW d'installations photovoltaïques. Ce chapitre permet d'analyser tout d'abord l'impact de la production d'énergie solaire puis sa combinaison avec la mobilité électrique et enfin le rôle que pourrait jouer une batterie stationnaire.

Pour rappel, les scénarios comparés sont basés sur les hypothèses décrites au chapitre 2.2 :

- 100 % solaire : 5 370 kWp d'installations PV ;
- 100 % solaire et batterie : 5 370 kWp de PV + 20 MWh de batterie stationnaire ;
- 100 % solaire et mobilité : 5 370 kWp de PV + 1 500 véhicules électriques ;
- 100 % solaire et mobilité + batterie : 5 370 kWp de PV + 1 500 véhicules et 20 MWh de batterie.

3.2.1 BILAN ENERGETIQUE

La consommation d'électricité est élevée par rapport à la capacité de production de l'énergie solaire envisagée dans ce scénario. Sans batterie ni mobilité, 77 % de l'énergie solaire produite est déjà directement consommée sur place. La batterie, qui permet de stocker l'énergie solaire au lieu de l'injecter au réseau, augmenterait ici le taux d'autoconsommation à 97 %. 40 % des besoins d'Y-PARC sont ici couverts avec de l'énergie solaire contre 32 % dans la variante sans batterie. L'électro-mobilité augmente la consommation totale mais permet d'augmenter ce taux d'autoconsommation, jusqu'à 90 %. Il est important de noter ici que les véhicules sont considérés uniquement comme des consommateurs. Le potentiel du V2G est traité au chapitre suivant. Enfin, une combinaison de la mobilité électrique avec une batterie permet d'atteindre quasiment 100 % d'autoconsommation.

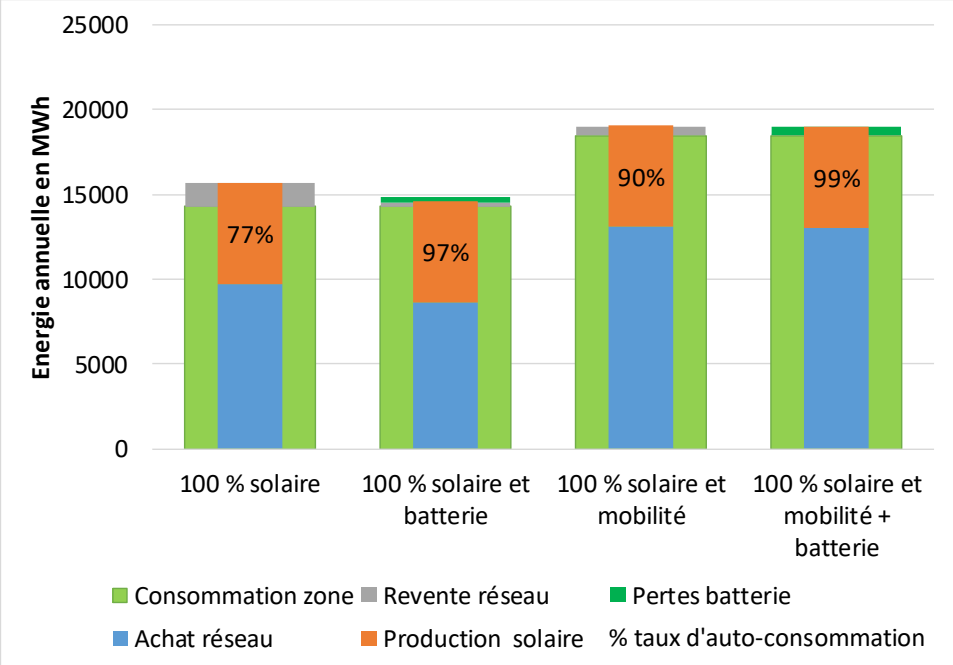

Figure 6 : Bilans des différentes variantes pour le scénario 100 % solaire

En considérant que l'électricité photovoltaïque produite est consommée en priorité par le bâtiment, les bilans suivants répartis par type de besoins sont obtenus :

	100 % solaire	100 % solaire et mobilité	100 % solaire et batterie	100 % solaire et mobilité + batterie
Production solaire	5945	5945	5945	5945
Autoproduction	32%	29%	40%	32%
Part de solaire dans l'alimentation des véhicules	n.a.	19%	n.a.	25%
Part de solaire dans l'alimentation des bâtiments	32%	32%	40%	34%

Tableau 3 : Répartition du bilan énergétique par type d'usage

Pour le scénario avec batterie, il s'agit d'une estimation car il n'est pas possible de déterminer la provenance et l'usage des kilowattheures stockés.

3.2.2 CONTRAINTES RÉSEAU

La figure 7 présente les courbes de consommation d'électricité des différentes variantes en comparaison avec la consommation actuelle. Une « consommation » négative implique une injection de courant sur le réseau. L'objectif est de voir l'impact du solaire et de la mobilité électrique sur les contraintes imposées au réseau. L'ajout de l'énergie solaire permet de diminuer les contraintes dans le sens de la consommation, mais les augmente fortement dans le sens de l'injection. Ces effets sont bien sûr plus importants en été où les installations photovoltaïques produisent le plus. Il est à noter qu'actuellement, du point de vue économique, seul le sens de la consommation joue un rôle puisque la puissance facturée est la puissance maximale soutirée pour un mois.

L'ajout de la batterie permet d'éviter la plupart des injections sur le réseau sans augmenter la puissance maximale soutirée. En été, pendant les semaines de congés, la batterie est pleine et l'énergie solaire doit tout de même être revendue au réseau. Etant donné que l'énergie du réseau est moins chère la nuit, la batterie est ici aussi utilisée comme stockage journalier pour acheter un maximum d'énergie en heures creuses.

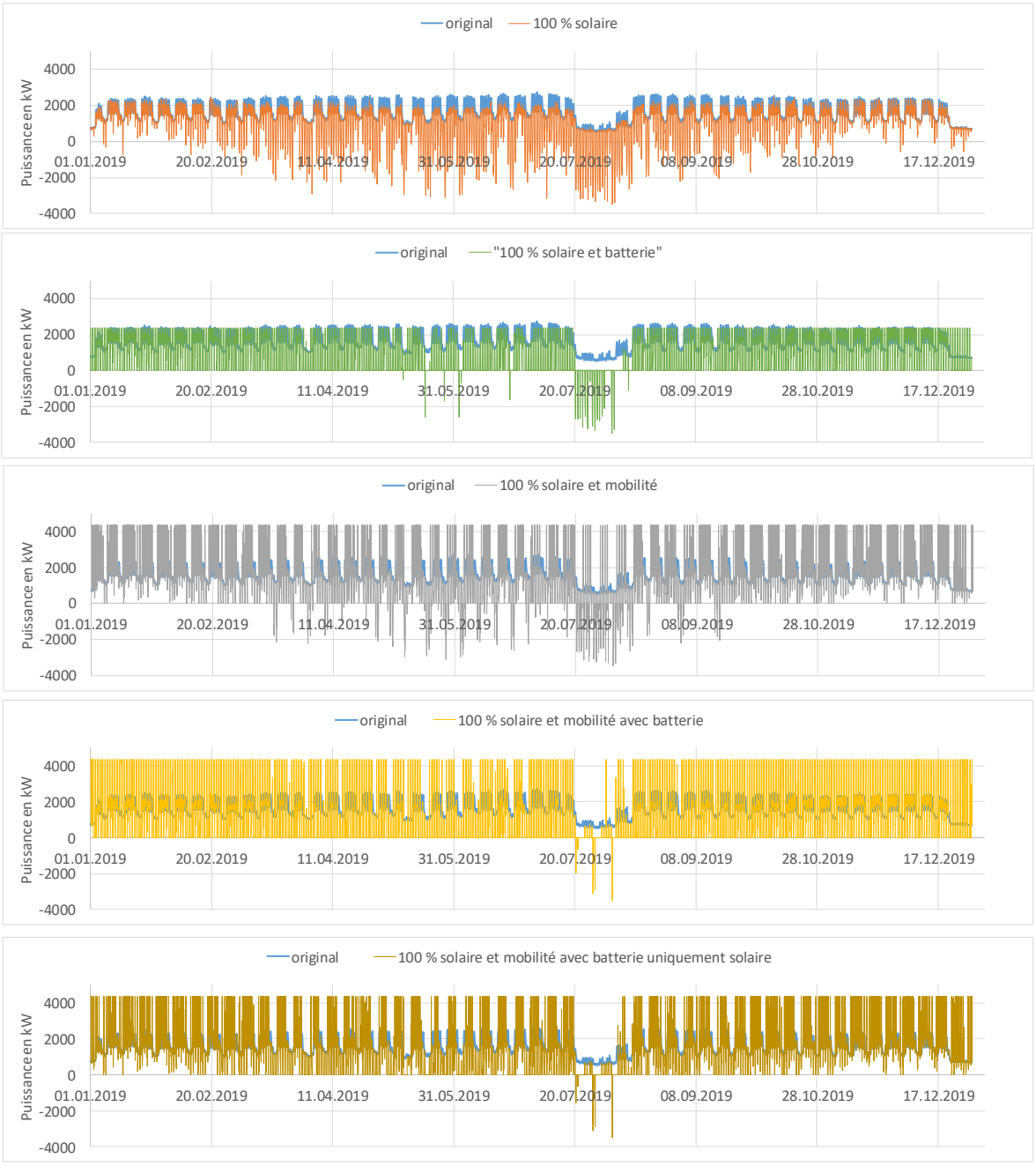

Figure 7 : Courbes de charge des différentes variantes du scénario 100% solaire

En ajoutant la mobilité électrique comme besoin et sans considérer de capacité de stockage supplémentaire, la puissance maximale consommée est augmentée. Cependant, l'autoconsommation d'énergie solaire augmente et la quantité d'énergie injectée sur le réseau diminue fortement, même si elle reste supérieure à celle du cas avec batterie. La puissance maximale consommée dépend en particulier de la puissance des bornes de recharge (ici 11 kW, voir 2.3.3).

En combinant la mobilité électrique et une batterie stationnaire, une courbe de charge sans injection sur le réseau peut être obtenue, sauf durant les deux semaines de congés d'été. Dans ce cas aussi, la batterie est utilisée comme stockage journalier pour maximiser la consommation en heures creuses. Pour évaluer l'impact de cette utilisation journalière et la charge « uniquement solaire » de la batterie, la même variante a été calculée sans variation de prix de l'énergie sur le réseau. Ceci n'a pas d'impact sur les contraintes réseau mais sur le profil de consommation, qui est plus régulier. La batterie est toujours utilisée au maximum de ses capacités, mais elle réalise seulement 25 cycles de charge /décharge complets sur l'année contre 228 avec la charge journalière.

Pour conclure sur les contraintes réseau en termes de consommation, la puissance appelée maximale pour ce scénario 100 % solaire est de 2 460 kW sans mobilité électrique et de 4 351 kW avec. L'énergie solaire permet une légère diminution par rapport au scénario sans solaire mais pas lorsque les besoins de mobilité sont ajoutés. Sans mobilité, la batterie permet aussi une légère diminution de la puissance appelée maximale à 2 366 kW. Avec ou sans mobilité, la puissance maximale appelée est loin d'être critique par rapport aux capacités des sous-stations présentent sur la zone.

En termes d'énergie solaire injectée sur le réseau, la pointe maximale reste la même quel que soit le scénario : en été durant les deux semaines de congés, la consommation d'énergie est trop faible et la batterie déjà complètement chargée. Il est important de noter que cette pointe ne correspond pas à la puissance pic installée sur la zone qui est de 5 371 kW. En effet, de par les effets d'autoconsommation, la puissance maximale injectée par une installation photovoltaïque sur l'année est quasiment systématiquement moins élevée que la puissance pic ; c'est pourquoi, il n'est pas correct d'utiliser la puissance pic pour le dimensionnement maximal de l'installation par rapport aux capacités du réseau.

Il n'est donc pas possible de comparer la puissance maximale revendue au réseau pour les différents scénarios car elle n'est pas représentative de la fréquence ni de l'ampleur de ces injections. Le tableau 3 compare le nombre d'heures pendant lesquelles de l'énergie solaire est revendue au réseau pour évaluer la fréquence et la puissance moyenne réinjectée sur l'année pour la quantité globale d'énergie revendue. Il apparaît clairement que la mobilité et l'ajout de la batterie permettent de diminuer fortement les contraintes réseau tandis que la combinaison des deux permet quasiment de les annuler.

	100 % solaire	100 % solaire et batterie	100 % solaire et mobilité	100 % solaire et mobilité + batterie
Max puissance appelée réseau	2459	2366	4351	4351
Max puissance injectée réseau	3495	3495	3495	3495
Moyenne pics d'injection	158	24	65	3
Nombre d'heures d'injection par an	1348	118	387	16

Tableau 4 : Contraintes réseau des différentes variantes

Même en considérant la puissance maximale injectée au réseau au mois d'août, il serait envisageable d'installer le double de puissance photovoltaïque sur le réseau sans rencontrer de problèmes d'infrastructure. En effet, le tableau 4 montre les puissances d'injection maximales réparties par sous-stations en fonction du potentiel solaire. Les installations en toiture sont raccordées aux mêmes sous-stations que les bâtiments. Pour les installations PV sur les parkings et le raccordement des bornes de recharge, une hypothèse a été faite en fonction de la proximité. Même pour les sous-stations les plus sollicitées, seule la moitié de la capacité est utilisée.

Sous-stations	Puissance installée (kW)	Puissance max sortie PV (kW)	Capacité transfos en kW	puissance injectée / capacité
	5371	3495	15543	22%
3 Lacs	363	170	1800	9%
Chevre	0	0	2700	0%
Decouvertes	594	554	3375	16%
Galilee 2	135	126	1800	7%
Galilee 3	1670	967	1800	54%
Pythagore	1316	825	1800	46%
Sciences	536	381	1134	34%
Y parc 1	755	469	1134	41%

Tableau 5 : Contraintes réseau à l'injection réparties par sous-station

Les sous-stations les moins chargées sont celles situées dans la zone encore en développement du parc industriel. Il est donc plus raisonnable de prendre comme référence les sous-stations situées dans la zone la plus densément occupée car les autres feront probablement l'objet de plusieurs raccordements supplémentaires dans le futur. Le scénario solaire 200 % décrit au chapitre 2.2 semble donc tout à fait envisageable du point de vue des contraintes réseaux.

3.3 Scénario 200 % solaire

Le même exercice peut être fait pour le scénario 200 % solaire défini au chapitre 2.2.

3.3.1 BILAN ÉNERGÉTIQUE

Le doublement de la production PV implique qu'une plus petite part de cette production peut être consommée directement sur l'Y-PARC. Des taux d'autoconsommation entre 50 et 87 % sont donc atteints. La quantité d'énergie revendue au réseau augmente aussi fortement. L'impact de la mobilité et de la batterie reste cependant important et les mêmes phénomènes peuvent être observés entre les variantes décrites au chapitre 3.2

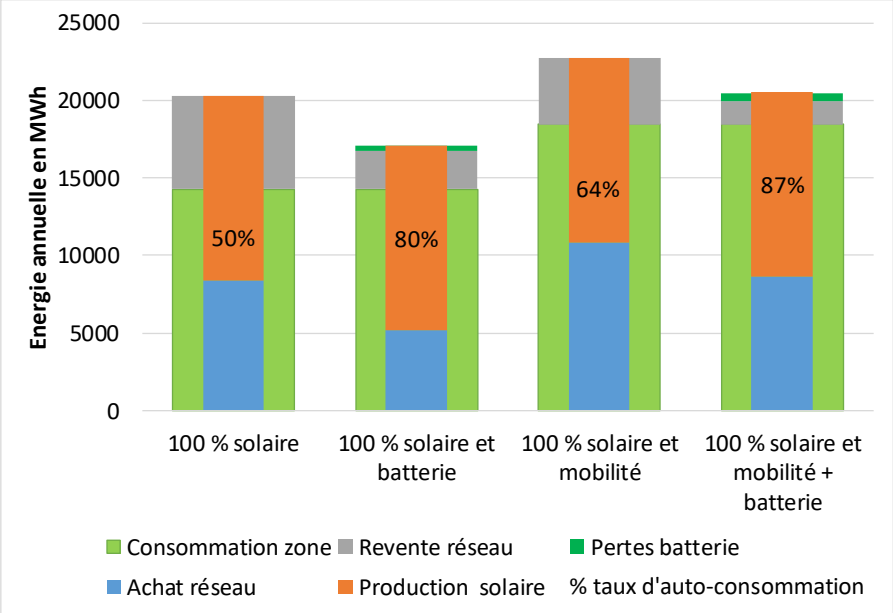

Figure 8 : Bilans des différentes variantes pour le scénario 200 % solaire

On pourrait imaginer fournir de l'énergie solaire à plus de véhicules ou ajouter une batterie plus grande pour augmenter le taux d'autoconsommation.

	100 % solaire	100 % solaire et batterie	100 % solaire et mobilité	100 % solaire et mobilité + batterie
Autoproduction	41%	66%	41%	56%
Part de solaire dans l'alimentation des véhicules	n.a.	n.a.	42%	63%
Part de solaire dans l'alimentation des bâtiments	41%	41%	41%	54%

Tableau 6 : Bilans énergétiques par type d'usage

3.3.2 CONTRAINTES RÉSEAU

L'augmentation de la production PV implique cependant des contraintes plus fortes sur le réseau ; pas dans le sens de la consommation, où les pics restent au même niveau voire diminuent de par la fourniture d'énergie solaire directe, mais dans le sens de l'injection sur le réseau. Ici, la variante avec mobilité et batterie ne suffit plus à éliminer l'injection d'énergie solaire sur le réseau.

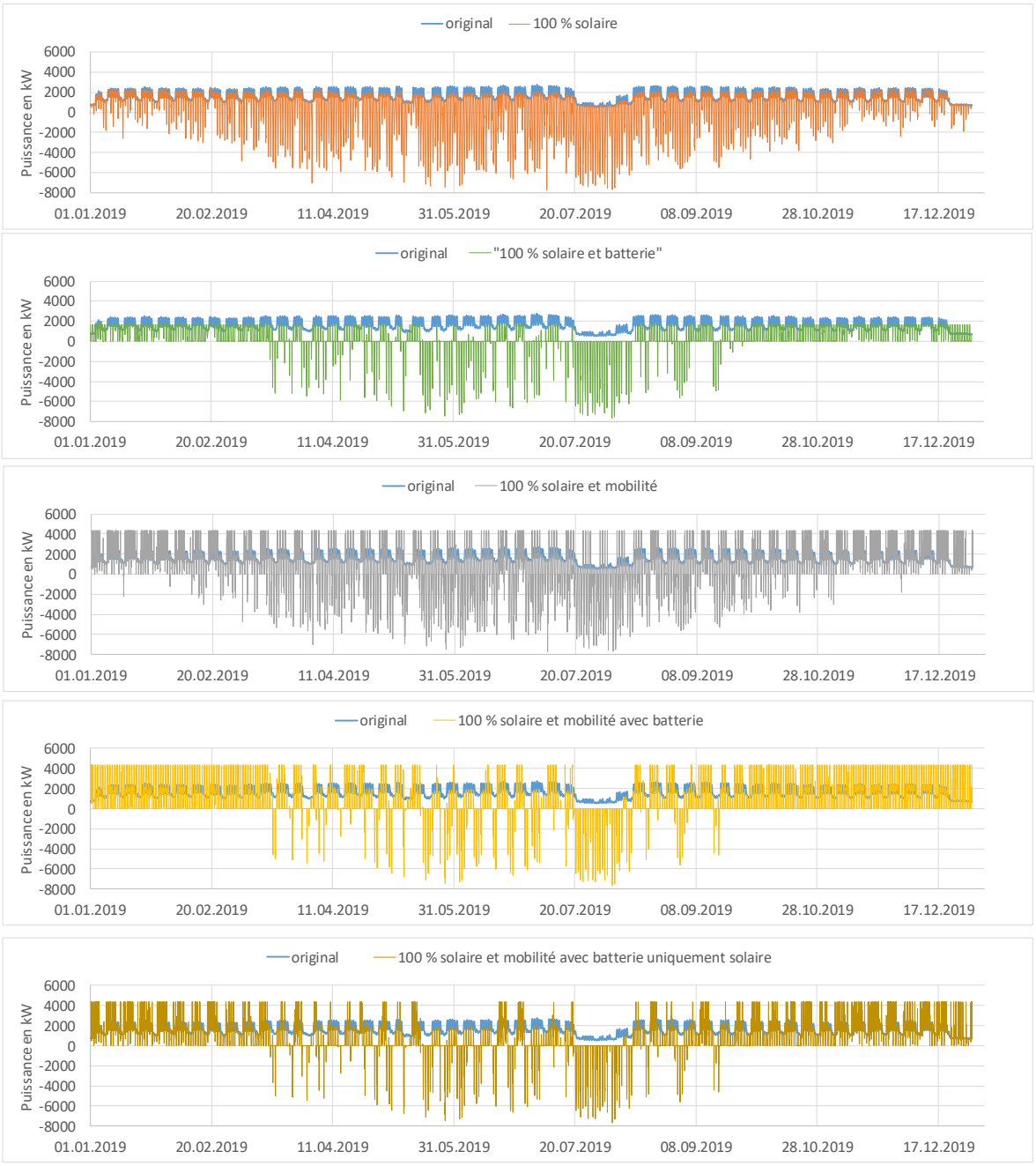

Figure 9: Courbes de charge des différentes variantes du scénario 200% solaire

	100 % solaire	100 % solaire et batterie	100 % solaire et mobilité	100 % solaire et mobilité + batterie
Max puissance appelée réseau	2459	1648	4351	4351
Max puissance injectée réseau	7733	7676	7733	7676
Moyenne pics d'injection	686	279	487	172
Nombre d'heures d'injection par an	2444	1039	1568	828

Tableau 7 : Contraintes réseau des différentes variantes

Le maximum de puissance simulée est de 7 733 kW pour les variantes sans batterie. Cela représente la moitié de la capacité à l'échelle de la zone mais la répartition par sous-stations montre l'apparition des premières limitations.

Scénario PV doublé				
Sous-stations	Puissance installée (kW)	Puissance max sortie PV (kW)	Capacité transfos en kW	Ratio puissance injectée /
	10742	7733	15543	50%
3 Lacs	726	423	1800	24%
Chevre	0	0	2700	0%
Decouvertes	1188	1108	3375	33%
Galilee 2	270	252	1800	14%
Galilee 3	3340	2224	1800	124%
Pythagore	2632	1848	1800	103%
Sciences	1072	820	1134	72%
Y parc 1	1510	1054	1134	93%

Tableau 8 : Contraintes réseau à l'injection réparties par sous-station

Si la production d'énergie photovoltaïque devait être plus élevée, il faudrait envisager de renforcer le réseau ou de répartir les charges autrement sur les sous-stations. Une autre option consiste à brider la puissance d'injection photovoltaïque pour éviter de devoir renforcer le réseau, ce qui est souvent nettement plus intéressant du point de vue économique et n'implique que de faibles pertes de rendement. Ainsi, la puissance potentielle pouvant être raccordée au réseau serait encore plus élevée.

3.4 Comparaison entre les scénarios et généralisation

On peut conclure de cette analyse que le potentiel solaire du site peut largement être absorbé par le réseau actuel. En installant une puissance solaire très optimiste sur le site, la situation est en effet à peine plus critique. Même dans ce cas, le pic de puissance de réinjection correspondant à une période de vacances très limitée dans le temps, des mesures pourraient être prises pour diminuer les contraintes sur les sous-stations les plus sollicitées à cette période. Ces scénarios sont donc loin d'atteindre les limites techniques du réseau.

Dans les deux cas présentés, l'introduction de batteries mobiles ou stationnaires permet en plus de faire diminuer nettement la quantité d'énergie à injecter sur le réseau et les contraintes dans ce sens. Si la mobilité augmente la puissance consommée, elle le fait de façon régulière et sans pics d'appel de puissance incontrôlé. En termes de consommation, la puissance appelée maximale est de 2 460 kW sans mobilité électrique et de 4 351 kW avec. Pour le scénario 100 % solaire, l'appel de puissance dû à la mobilité est plus important que celui dû au photovoltaïque. Pour le scénario 200 % solaire, ce n'est plus le cas.

Dans les deux cas présentés ci-dessus, la mobilité permet de faire augmenter l'autoconsommation de 14 %. La Figure 10 permet de visualiser l'évolution de cette valeur pour d'autres dimensions de l'installation PV. C'est aux alentours de 10 000 kW de PV que l'on atteint l'optimum dans les conditions-cadres d'Y-PARC. En deçà de cette valeur, l'augmentation due à l'électromobilité est limitée par la quantité d'énergie produite. Au-delà de cette valeur, elle est limitée par la capacité des véhicules présents sur le site.

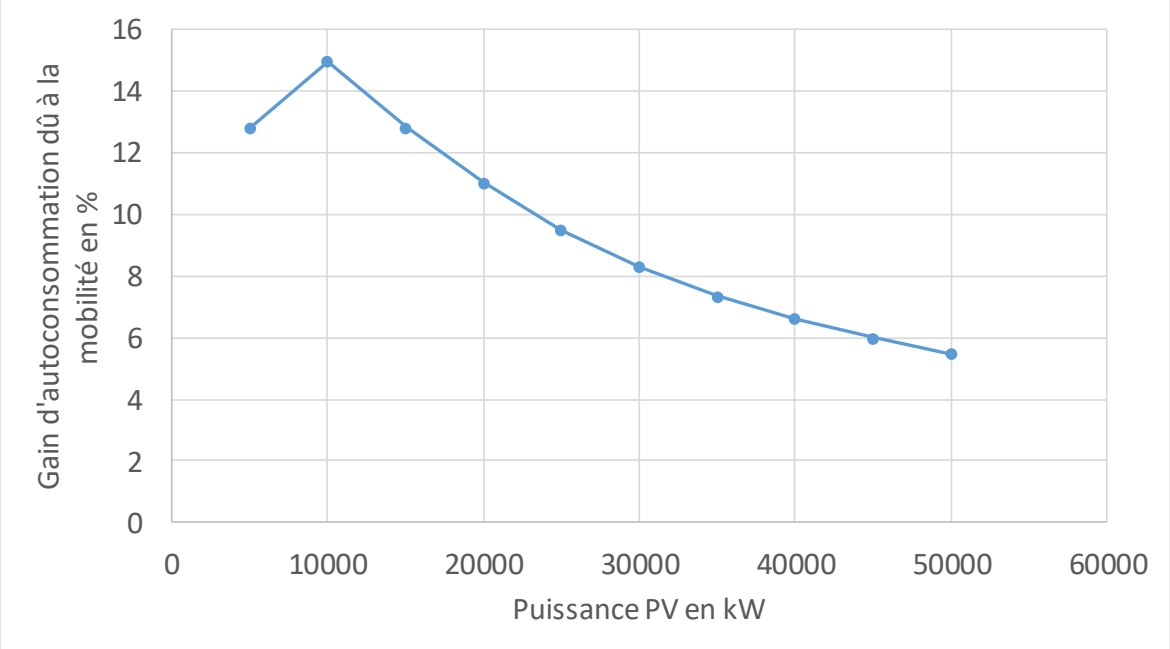

Figure 10 : Augmentation de l'autoconsommation grâce à la mobilité électrique en fonction de la puissance photovoltaïque installée

4. Valorisation de la mobilité électrique

Ce chapitre traite du potentiel de la mobilité électrique pour optimiser l'utilisation d'énergie renouvelable et locale et jouer le rôle de stockage dans une certaine mesure. Il s'agit de lister les valorisations possibles des batteries de ces véhicules et d'évaluer leurs potentiels techniques et économiques. L'option « Vehicle2Grid », qui permet d'utiliser la batterie dans le sens de la charge et de la décharge, joue un rôle central dans la définition de ces options de valorisation et change entièrement les perspectives dans ce domaine. Malheureusement, le potentiel technique de cette option reste le plus difficile à évaluer.

4.1 Données économiques

Les tarifs de l'électricité considérés sont ceux pratiqués par les Services de l'énergie d'Yverdon-les-Bains pour l'année 2019, tarifs BT catégorie de puissance B. Le prix d'achat de l'électricité en heures pleines est donc de 18,5 cts/kWh et en heures creuses de 13,8 cts/kWh.

La puissance maximale mesurée au quart d'heure pour chaque mois est facturée 4,85 CHF/kW/mois.

Le Service des Energies d'Yverdon-les-Bains rachète l'énergie photovoltaïque à 9,75 cts/kWh. Cette rémunération étant plus faible que le prix d'achat de l'électricité sur le réseau, il est intéressant d'optimiser l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque du point de vue économique.

4.2 Sans Vehicle2Grid

La grande majorité des véhicules actuellement sur le marché automobile ne dispose pas de l'option « Vehicle2Grid » ou V2G. Si la batterie peut uniquement être chargée par le réseau et déchargée lorsque le véhicule roule, la manière la plus évidente de la valoriser est d'optimiser la charge pour augmenter l'autoconsommation de solaire. Par ailleurs, il est envisageable, à partir d'un certain nombre de véhicules, de considérer une capacité de stockage toujours disponible qui permettrait d'offrir une puissance de réglage négative dans le cadre de services systèmes.

4.2.1 OPTIMISATION DE L'AUTOCONSOMMATION

Chaque kWh solaire autoconsommé permet d'économiser 8.75 cts en se basant sur l'hypothèse que le photovoltaïque produit durant les heures pleines. Consommer directement évite de passer par une revente au réseau et un rachat d'électricité à un prix plus élevé.

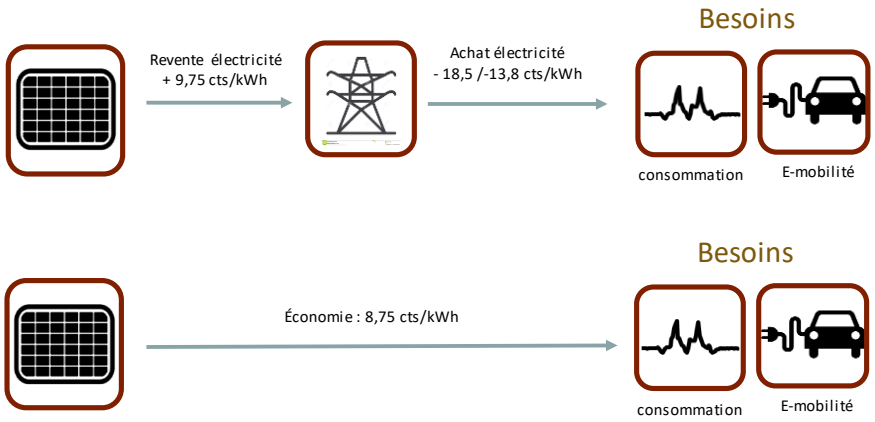

Figure 11 : Flux financiers PV / réseau / besoins

Potentiel d'un véhicule

Sur la zone, un véhicule privé correspond à une consommation de 2 MWh par an environ, tandis qu'un véhicule d'entreprise correspond à une consommation de 4 MWh. Si le véhicule est le seul sur le site et que la quantité d'énergie solaire disponible est nettement supérieure à la consommation des bâtiments alentour, cela correspond aussi au nombre de MWh qu'il est possible d'autoconsommer en plus. La valeur obtenue est donc de 350 CHF pour le véhicule d'entreprise et de 165 CHF pour le véhicule privé. A priori, les plages horaires de disponibilité des véhicules d'entreprise sont moins adaptées que celles des véhicules privés qui sont en adéquation avec la production de l'énergie solaire. Cependant, il est possible de considérer un avantage de par la présence continue des véhicules d'entreprise pendant les périodes « creuses » telles que les weekends et les congés. Il serait intéressant de considérer une recharge moins régulière de ces véhicules pour optimiser le potentiel.

Potentiel RCP

Sur l'Y-PARC, il serait possible de réaliser des regroupements pour la consommation propre sur la plupart des sous-stations. Cependant, une sous-station en particulier est intéressante car elle présente un potentiel solaire nettement plus élevé que la consommation et un futur parking pouvant abriter des bornes de recharge : c'est la station Découvertes. Il s'agit notamment de la station autour de laquelle se développe le futur projet de démonstration.

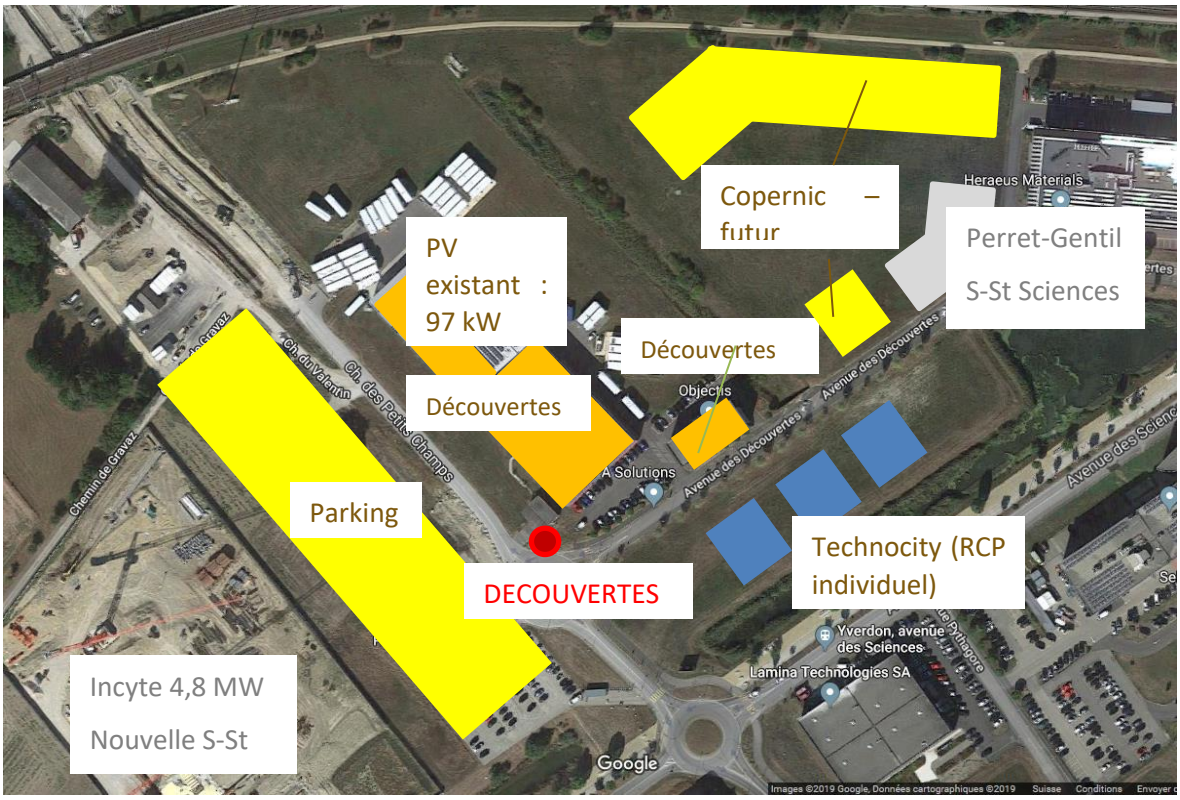

Figure 12 : Aperçu des bâtiments du RCP Découvertes (jaune : potentiel solaire sur bâtiments futurs, orange : potentiel solaire sur futurs bâtiments, bleu : bâtiments futurs avec RCP individuel, gris : bâtiments voisins raccordés sur d'autres sous-stations)

Les chiffres clés concernant le regroupement potentiel sont indiqués dans le Tableau 9:

Consommation actuelle des bâtiments	142 MWh
Consommation future des bâtiments	1 073 MWh
PV existant	97 kW
Potentiel PV	1930 kW

Tableau 9 : chiffres clés du potentiel RCP sur Découvertes

Pour cette partie de l'étude, il est considéré que tous les véhicules présents dans le parking sont des véhicules électriques. Dans une première phase, le parking mettra à disposition 400 places.

Ces 400 véhicules permettent d'augmenter l'autoconsommation possible sur le RCP de 40 à 62 %. Cela correspond à une valeur économique de 42 kCHF par année à répartir entre les acteurs du RCP.

Potentiel Y-PARC

Les scénarios énergétiques du chapitre 3 permettent de quantifier le potentiel que représente la mobilité électrique pour augmenter la consommation directe d'énergie renouvelable produite sur place. L'autoconsommation passe de 77 % à 90 % dans le scénario 100 % solaire et de 50 à 64 % dans le scénario à 200 % solaire. En termes de nombre de kWh autoconsommés supplémentaires, le double est obtenu pour le scénario 200 % que pour le scénario 100 %. Il est donc possible d'estimer, dans le cadre des hypothèses de l'étude sur la présence des véhicules et la taille de leur batterie ainsi que la puissance des bornes de recharge, que l'usage de l'énergie photovoltaïque n'est pas encore limité par le nombre de véhicules disponibles pour la recharge en journée, mais par la disponibilité de l'électricité solaire elle-même (voir paragraphe 3.4).

On estime ainsi une valeur de la mobilité électrique de 73 kCHF pour le scénario 100 % et de 145 kCHF pour le scénario solaire 200 %.

Tableau récapitulatif

	Véhicule unique, cas idéal	RCP	Y-PARC 100 % solaire	Y-PARC 200 % solaire
Potentiel économique global évalué annuel	165 à 350 CHF	42 kCHF	73 kCHF	145 kCHF
Par véhicule	165 à 350 CHF	105 CHF	48 CHF	97 CHF

Tableau 10 : Récapitulatif de la valeur annuelle estimée de la mise à disposition de la batterie d'un véhicule électrique pour l'optimisation de la charge grâce à l'augmentation de l'autoconsommation

La valeur du service par véhicule dépend clairement du ratio entre la disponibilité du solaire et le nombre de véhicules sur la zone.

4.2.2 PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEMES

La participation aux services systèmes est intéressante uniquement à partir d'un mégawatt de puissance disponible. Dans ce cas, il s'agit uniquement de puissance négative : les véhicules peuvent absorber la puissance en trop sur le réseau grâce à leurs batteries. Dans ce cas, seule la participation à la réserve secondaire est possible. La puissance disponible dépend des bornes de recharge présentent sur le site et bien sûr du taux de charge des batteries. En conservant l'hypothèse de bornes de recharges de 11 kW, il faudrait environ 90 véhicules branchés avec suffisamment de capacité de batterie disponible. Avec 1000 véhicules présents sur le site, cette hypothèse paraît raisonnable pour les plages horaires en matinée de 8h à 11h par exemple. L'énergie à absorber sur un quart d'heure représente alors 250 kWh, soit environ 25 kWh par véhicule. Ceci est réalisable mais représente la limite haute possible étant donné la taille des batteries actuelles.

Il est aussi envisageable de le proposer la nuit grâce aux véhicules d'entreprise, ou de participer à un pool avec moins de puissance. Ces aspects ainsi que la valeur possible de ces services seront détaillés dans la suite du projet.

4.3 Avec « Vehicle2Grid »

Si la batterie a la capacité de se décharger sur le réseau selon les besoins, son utilisation peut être valorisée de trois manières. La batterie peut permettre de stocker de l'énergie solaire lorsqu'elle produit pour la réutiliser la nuit ou en cas de mauvais temps. Elle peut aussi être utilisée pour couvrir des pointes de consommation afin d'éviter d'augmenter la puissance soutirée au réseau. Enfin, un grand nombre de batteries mises en commun peut permettre de mettre à disposition des capacités pour les services systèmes. Un quatrième point est envisagé ici : est-ce que les batteries participent à la sécurité d'approvisionnement sur le réseau ?

Comme expliqué au paragraphe 2.3, dans un premier temps, une puissance de charge de 11 kW et une puissance de décharge de 10 kW sont considérées.

4.3.1 OPTIMISATION DE L'AUTOCONSOMMATION

Pour qu'il soit économiquement intéressant de racheter un kilowattheure à un véhicule plutôt que de l'acheter sur le réseau, ce kilowattheure doit coûter moins cher que celui du réseau. Pour cela, deux conditions doivent être réunies :

- Il doit s'agir d'un kWh solaire autoproduit. Si le kWh avait déjà été acheté au réseau, le racheter au véhicule ne fait qu'en augmenter le coût. Il faut donc connaître l'origine de chaque kWh ou tout au moins le statut de charge de chaque véhicule ;
- Il faut pouvoir rendre ce kWh au véhicule à un autre moment où il y a un surplus d'énergie solaire. S'il faut racheter un kWh du réseau pour remplacer ce kWh pour le véhicule, il sera plus cher qu'acheté directement sur le réseau. Ne pas rendre ce kWh n'est pas une option : sinon, le propriétaire du véhicule ne le vendra jamais, ou alors à un prix qui lui permet de le racheter sur le réseau, donc l'achat direct redevient plus intéressant.

Ces conditions impliquent un fonctionnement avec des véhicules « permanents » qui reviennent régulièrement et disposent d'une identification et d'un « compte », ou un potentiel du V2G limité au temps de présence du véhicule à la borne : tout kWh pris doit être rendu avant le départ du véhicule. Il est important de considérer aussi que la vente d'énergie au véhicule est a priori économiquement plus rentable que les économies pouvant être faites dans le cadre de l'optimisation de l'autoconsommation.

L'économie réalisée par l'utilisation d'un kilowattheure solaire à la place d'un kilowattheure acheté en heure pleine sur le réseau est de 8.75 cts (voir chapitre 4.2.1).

Potentiel d'un véhicule

En considérant que suffisamment d'énergie solaire est produite et que l'aspect limitant est la batterie de la voiture et son temps de présence, il est possible d'imaginer le scénario idéal suivant pour un véhicule privé. Ici, le potentiel est limité au temps de présence du véhicule sur la journée :

Un véhicule disposant d'une batterie de 62 kWh arrive à 8h avec sa batterie chargée à 40 %. L'énergie disponible dans la batterie est utilisée jusqu'à atteindre un niveau de charge de 20 % à 10h. Entre 10h et 16h, l'énergie photovoltaïque produite est chargée dans la batterie, qui atteint un niveau de charge de 80 % à 16h. Les deux dernières heures sont utilisées pour décharger la batterie d'une part de l'énergie solaire. L'hypothèse est faite qu'il y a moins de production à cette heure-là et qu'elle ne suffit plus à couvrir les besoins. A 18h, le véhicule repart avec 60 % de niveau de charge. Selon les trajets moyens, il revient à nouveau le lendemain avec un niveau de charge à 40 %.

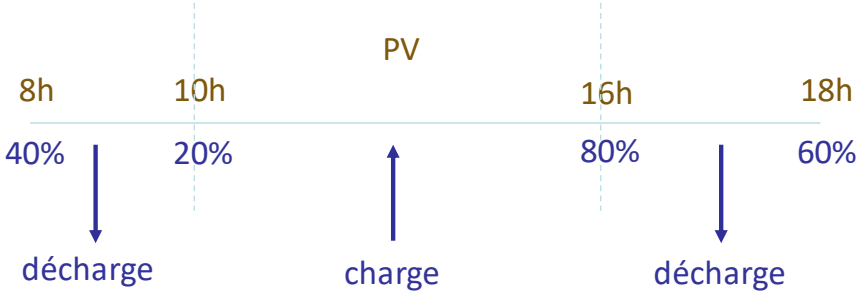

Figure 13 : Scénario idéal véhicule privé V2G

Environ 40 % de la batterie est donc disponible dans ce scénario pour charger et décharger de l'énergie solaire. Cela correspond à 25 kWh par jour qui pourraient être autoconsommés par les bâtiments au lieu d'être revendus au réseau. En considérant une moyenne de 20 jours ouvrés par mois et une économie par kWh de 8.75 cts, une valeur maximale du service rendu par le véhicule de 43.8 CHF/mois est obtenue, soit 525 CHF/an si l'excédent de solaire est disponible tous les mois.

On peut considérer que cette valeur s'ajoute à celle de l'augmentation de l'autoconsommation calculée au point 4.2.1.

Avec ce fonctionnement, le potentiel d'un véhicule d'entreprise présent uniquement en soirée et la nuit est négligeable. Pour pouvoir exploiter le potentiel de ce type de véhicule, il faut mettre en place un suivi par véhicule, avec un compte en Kilowattheure. De cette façon, la voiture peut par exemple être chargée entre midi et quatorze heures, être débranchée l'après-midi mais mettre à disposition le reste de l'énergie solaire disponible dans sa batterie la nuit. Cependant, ce potentiel ne dépassera très probablement pas le cas idéal calculé ci-dessus pour les véhicules privés présents en journée.

Potentiel RCP

En reprenant l'exemple du regroupement pour la consommation propre décrite au paragraphe 4.2.1, il est possible d'augmenter l'autoconsommation de 62 à 69 % grâce au V2G. Cela correspond à une économie de 12 500 CHF.

Potentiel Y-PARC

Dans le cas de l'Y-PARC, le taux d'autoconsommation est déjà très élevé avec la mobilité. Le V2G ne permet pas ici de récupérer plus d'énergie solaire sans bénéficier d'une identification pour chaque véhicule permettant de réutiliser l'énergie solaire stockée ou de la rendre même si le véhicule est parti entre temps.

Tableau récapitulatif

	Véhicule unique, cas idéal	RCP	Y-PARC
Potentiel économique global évalué annuel	525 CHF	12 500 CHF	0 CHF
Par véhicule	525 CHF	31 CHF	0 CHF
Par véhicule privé	525 CHF	47 CHF	0 CHF

Tableau 11 : Récapitulatif de la valeur estimée annuelle de l'option V2G pour l'optimisation de la charge grâce à l'augmentation de l'autoconsommation

Comme expliqué ci-dessus, il est possible de considérer que la plus grande partie du gain effectué grâce au V2G est imputable aux véhicules privés présents en journée. Il est donc intéressant de diviser le gain total par le nombre de ces véhicules plutôt que par le nombre total de véhicules présents sur la zone.

On observe que le potentiel simulé pour le RCP est beaucoup plus faible par véhicule que le potentiel idéal calculé. Cette situation s'explique par le caractère idéal du calcul effectué pour un seul véhicule et pas seulement par l'augmentation du nombre de véhicules considéré.

4.3.2 LISSAGE DE POINTE

Chaque mois, la puissance maximale soutirée mesurée au compteur est facturée à raison de 4.85 CHF/kW pour le tarif considéré. Diminuer ces pics de puissance représente donc un potentiel intéressant des véhicules. Si, au moment du pic de consommation, le consommateur peut faire appel au parc de véhicules disponibles pour compléter la puissance soutirée au réseau, cela lui permet de réaliser des économies substantielles.

Dans le cas d'une industrie ayant un nombre limité d'importants pics de consommation courts par mois, le potentiel est très important. En effet, 3 véhicules avec des batteries de 62 kWh permettraient de diminuer par exemple la puissance appelée de 30 kW pendant une heure, soit un gain de 145 CHF. Cependant, ce scénario implique soit que le pic soit unique dans le mois, soit que les véhicules soient disponibles aussi pour les autres pics du mois, sans gain supplémentaire.

En considérant la courbe de consommation complète d'Y-PARC, il est possible de calculer combien de véhicules sont nécessaires pour lisser la courbe de manière à diminuer la puissance maximale chaque mois.

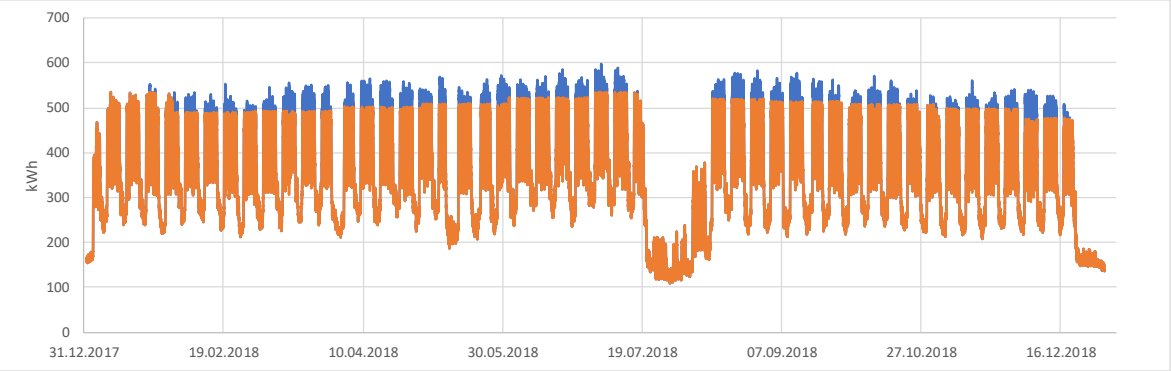

Figure 14 : Courbe de consommation lissée (en orange) pour 250 kW de puissance en moins

En faisant l'hypothèse que chaque voiture a environ 20 kWh disponibles dans sa batterie, le nombre de véhicules nécessaires pour lisser les pointes de consommations à différents niveaux peut être obtenu.

Le tableau 12 montre le nombre de véhicules nécessaire et la valeur du service correspondante par véhicule. Pour les trois premières lignes, c'est la puissance de décharge des véhicules qui limite le nombre ; ensuite, c'est la capacité des batteries.

Nombre de kW lissés	Nombre de véhicules	Économies en CHF/an	Économies en CHF par véhicule par an
100	10	5820	582
250	25	14550	582
500	50	29100	582
1000	100	58200	582
1500	236	87300	370

Tableau 12 : Valorisation annuelle du lissage de pointe par puissance

4.3.3 VALORISATION DES SERVICES SYSTEMES

La Suisse, interconnectée, est une plaque tournante de l'électricité en Europe. En effet, selon l'AES, Un dixième de la totalité du courant électrique échangé entre les pays d'Europe transite par la Suisse. La situation centrale du pays, les nombreuses lignes transfrontalières et les grandes réserves d'eau, font de la Suisse un pôle d'échange évident et important de l'électricité au sein de l'Europe. Swissgrid précise que, profitant de conditions-cadres favorables, les négociants d'électricité suisses réalisent de plus en plus de transaction avec des partenaires étrangers. Cependant, la Suisse et ses partenaires européens se confrontent à des freins limitants les échanges dus à des congestions structurelles et à des capacités physiques limitées des postes de transformation transfrontaliers. Une quantité infinie de courant ne peut donc pas circuler entre les différents pays. Swissgrid vend ces capacités transfrontalières limitées disponibles par le biais de ventes aux enchères.

L'électricité est négociée sur différents bourses européennes de l'électricité ainsi que, bilatéralement, via des plateformes de courtage. De nombreux et différents produits y sont échangés, des produits à long terme (contrats annuels, trimestriels et mensuels), ainsi que des produits à court terme (day-ahead et intra-day). Les prestations de services-système sont également acquises sur le marché par le gestionnaire de réseau de transport.

Dans le cadre de ces échanges, il est important que l'équilibre du système électrique soit toujours maintenu. Cet équilibre est en partie assurée avec l'énergie de réglage. Swissgrid peut solliciter les producteurs ou consommateurs flexibles d'électricités afin qu'ils puissent fournir ou « effacer » leur consommation. Cependant, les puissances minimales élevées (de l'ordre de 5MW) font que très peu d'acteurs puisse fournir une telle capacité de production ou d'effacement de consommation. De petits producteurs et consommateurs peuvent alors se regrouper pour additionner leurs capacités, formant ainsi un pool de réglage. Des agrégateurs de flexibilité peuvent ains jouer le rôle de pool de réglage en agrégant les flexibilités de ces clients afin de participer au marché de la puissance de réglage. Ce marché est accessible par trois types de services de réglage :

- Primaire :

  Permet de rééquilibrer le système en l'espace de quelques secondes en cas d'oscillation. Le temps de réaction est entre 0 et 30 secondes et la puissance minimale à fournir est de 1MW.

- Secondaire

Si le réglage primaire ne suffit pas au rééquilibrage du réseau, le réglage secondaire prend le relais. Le temps de réaction est de quelques minutes, il faut être capable de fournir une production ou de réduire la consommation de 5MW en continu pendant une semaine. Il faut également être capable de fournir une rampe de production ou d'effacement, c'est-à-dire de réduire sa puissance de consommation ou d'augmenter sa puissance de production de 0,05% par seconde. Par exemple, si un agrégateur vend une capacité de 5MW, il faut qu'il puisse fournir 25kW par seconde (0,5% de 5MW). Des pénalités sont imposées en cas d'impossibilité de fournir le service (pénalités les 2 premières fois puis exclusion du marché la 3ème fois). Les capacités sont promises par les acteurs à Swissgrid une fois par semaine le mardi.

- Tertiaire :

  Si les deux premiers services de réglage ne suffisent pas à rééquilibrer le système au bout de 15 minutes, le réglage tertiaire est enclenché. Il faut être capable de produire ou d'effacer une consommation d'au moins 5MW en 15 minutes selon un système de rampe composée de paliers de 6 minutes. Les capacités peuvent être promises à la semaine ou à la journée.

Un agrégateur de flexibilité peut vendre les flexibilités de ses clients à plusieurs acteurs :

- Les GRD (gestionnaires de réseau de distribution) : s'assure l'équilibre du système de distribution. Les GRD achètent des flexibilités pour également diminuer les pics de puissance au poste de transformation avec les autres GRD fournisseurs (exemple SEY et Romande Energie),
- Les RGB (responsables du groupe-bilan) : Swissgrid et tous fournisseurs d'énergie peuvent être des RGB. Les RGB vendent et achètent de l'énergie selon leurs besoins. Toutes les 15 minutes, Swissgrid consulte la balance de chaque BRP dont le solde doit être nul (des pénalités sont appliquées dans le cas contraire).

La participation aux services systèmes est uniquement intéressante à partir d'une certaine échelle. Certaines entreprises remplissant le rôle de pool de réglage proposent de participer à un regroupement avec d'autres installations pour atteindre cette valeur limite, à partir d'une puissance de 500 kW pour le réglage primaire, 1 MW pour le réglage secondaire et de 250 kW pour le réglage tertiaire.

En considérant que les véhicules peuvent injecter maximum 10 kW de puissance sur le réseau, il faut 100 véhicules pour obtenir une capacité d'un mégawatt. Il est donc possible de proposer cette capacité pour les services systèmes, si ce nombre minimum de véhicules est toujours disponible. Sur Y-PARC, avec 500 véhicules d'entreprises et 1000 véhicules de particuliers, c'est une hypothèse tout à fait plausible de dire que les véhicules d'entreprises sont toujours là la nuit et le weekend, et que minimum 10 % des véhicules privés sont présents la journée.

Proposer un mégawatt de puissance de réglage primaire permet de générer 80 000 CHF de revenus par an actuellement. Si les gains sont partagés entre tous les véhicules indépendamment du temps de présence sur le site aux bons moments, cela représente une valeur de 53 CHF/an et par véhicule.

Cependant, en considérant plutôt un accord entre les entreprises et les employés, impliquant que chaque véhicule d'entreprise utilisé est remplacé par un véhicule privé, une présence de 500 véhicules sur site pour 1000 véhicules participants pourrait être garantie. Il est donc possible de considérer des revenus potentiels de 400 CHF/ véhicule participant.

Dans le cadre d'un RCP, il faudrait entre 5 et 20 véhicules pour atteindre la puissance minimale pour participer à la constitution d'un pool et participer aux trois types de réglage. Encore une fois, ceci est réaliste par rapport aux 400 véhicules considérés sur le RCP.

4.3.4 FONCTIONNEMENT DU MICROGRID EN MODE ILOTE

Deux catégories de microgrids peuvent être distingués :

- Microgrid « off-grid » :
  Ce type de microgrid fonctionne en mode iloté, c'est un petit système électrique non interconnecté avec un autre système électrique, cette configuration est utilisée le plus souvent dans des sites isolés et reculés (îles, forêts, montagne, désert). Pour assurer la stabilité du système électrique, il faut qu'il soit composé d'éléments « grid-forming », c'est-à-dire d'un élément (un onduleur ou un générateur) capable d'imposer les références du réseau (fréquence et tension). Les autres éléments du microgrid sont donc « grid-following », c'est-à-dire qu'ils suivent les références du micorgrid imposées par l'élément « grid-forming ».
  Ce type de microgrid doit être également équipé d'un système d'alimentation de secours UPS (Uninteruptible Power Supply) capable d'alimenter les auxiliaires du microgrid en cas d'incident sur le réseau. Un UPS est composé de batteries et d'un onduleur constamment connecté au bus AC des auxiliaires qui, en cas de black-out, pourra alimenter les auxiliaires afin de redémarrer le microgrid.

- Microgrid « on-grid » :
  Ce type de microgrid fonctionne en mode connecté à un autre système électrique plus important. Le plus souvent, il existe un seul point d'interconnexion entre les deux systèmes par le biais d'une sous-station (ou poste de transformation). Cette configuration est utilisée le plus souvent dans des sites industriels ou zones d'habitations dans le cadre de regroupement de consommation, mais également sur des sites semi-isolés en bout de ligne où le réseau est instable avec une mauvaise qualité de fourniture d'électricité. Pour assurer la stabilité du microgrid, il faut que les éléments du microgrid fonctionnent uniquement en « grid-following » car les références (fréquence et tension) sont imposées au microgrid par la sous-station du système électrique principal.
  Il n'est pas nécessaire de considérer dans ce type de microgrid des éléments internes de type « grid-forming », ni d'UPS puisque la stabilité du microgrid est assurée par le système électrique principal auquel le microgrid est interconnecté.

Il est tout de même pertinent de se demander quels systèmes de protection du microgrid peuvent être implémentés en cas de défaut du système électrique principal où en cas d'absence d'échange d'énergie entre le micorgrid et le réseau principal (et donc d'absence de référence du réseau).

Comme décrit précédemment, en cas de microgrid « on-grid », c'est le réseau de distribution du GRD en amont de la sous-station qui impose les références au microgrid. Nous considérerons donc que tous les éléments du microgrid (onduleurs PV, onduleur batterie, infrastructure de recharge des véhicules électriques, pyrolyse) seront « grid-following », c'est-à-dire que ces éléments suivront les références imposées par le GRD.

Cependant, il n'est pas impossible que par moments, il n'y ait plus d'échange ente le microgrid et le réseau de distribution. Cela peut être le cas par exemple si le microgrid consomme exactement ce qu'il produit. Dans ce cas-là, Il n'y a donc ni injection, ni soutirage du réseau de distribution, il s'agit pratiquement d'une configuration d'un microgrid iloté (« Off-grid »). S'il n'y a donc aucun flux qui circule au niveau de la sous-station, il est alors légitime de se poser la question suivante : qui impose les références au microgrid ? Cela ne peut plus être le réseau de distribution à priori, dans ce cas-là nous avons besoin d'un autre élément du microgrid qui soit « grid-forming ». C'est alors l'EMS qui doit choisir qui est l'élément « grid-forming » et qui sont les éléments « grid-

following » du microgrid (il ne peut y avoir qu'un seul élément « grid-forming » en même temps pour ne pas avoir deux valeurs différentes de références imposées).

Il est en principe possible d'utiliser les batteries des véhicules au sein d'un regroupement pour assurer un fonctionnement de secours en îlot. Actuellement, le partenaire de projet Green Motion n'est pas en mesure de fournir des bornes avec des onduleurs qui fonctionnent en îlot. Cependant, si ce service peut être valorisé, les développements techniques nécessaires pourront être réalisés.

4.4 Conclusion

Les batteries des véhicules peuvent être valorisées de multiples façons. Cependant, une gestion intelligente complexe est nécessaire pour pouvoir profiter de ces différentes valorisations et encore plus s'il s'agit de les combiner.

Le potentiel des batteries de véhicules pour optimiser l'autoconsommation sans V2G est très important. Il représente entre 50 et 350 CHF/an par véhicule pour le particulier en fonction des situations et peut représenter une économie de 145 000 CHF/an à l'échelle du parc.

L'option V2G est très intéressante si le nombre de véhicules est limité et peut représenter un gain jusqu'à 525 CHF/an pour un véhicule. Cependant, plus le nombre de véhicules sur la zone augmente par rapport à la quantité d'énergie solaire disponible, plus cette valeur diminue : elle représente entre 31 et 47 CHF par véhicule et par an pour le regroupement pour la consommation propre. A l'échelle de l'Y-PARC, elle n'ajoute plus rien à la valeur des véhicules sans option V2G. Il s'agit ici du potentiel de l'option V2G sans système d'abonnement des véhicules. Pour augmenter le potentiel, il serait possible de créer un compte par véhicule.

Offrir un service de lissage de pointe représente environ 582 CHF/an et par véhicule pour un nombre de véhicules inférieur à 1000, soit 582 000 CHF/an au total. Proposer des services systèmes représente entre 50 et 400 CHF /an et par véhicule. Ces deux dernières options semblent les plus prometteuses du point de vue de la valorisation de l'option V2G à l'échelle de la zone industrielle. La valorisation des services systèmes reste à préciser, notamment du point de vue de l'hypothèse plausible de présence des véhicules sur le site.

	Valorisation véhicule électrique	**Valeur additionnelle option V2G**		
	Optimisation autoconsommation		Lissage de pointe	Services systèmes
Véhicule unique	50-350 CHF/an	525 CHF/an	582 CHF/an	50-400 CHF/an
RCP		12400-18800 CHF/an	233 000 CHF/an	20000-160000 CHF/an
Y-PARC	145 000 CHF/an	0 CHF/an	873 000 CHF/an	75 000-600000 CHF/an

Tableau 13 : Tableau récapitulatif de la valorisation possible des véhicules électriques et de l'option V2G

La répartition de ces gains potentiels entre les exploitants et les utilisateurs de véhicules reste à déterminer sur la base des modèles d'affaires qui sont en cours de développement au sein du projet. Par ailleurs, la compatibilité de ces services entre eux reste aussi à vérifier. Dans le projet, les études du CSEM vont aussi permettre d'estimer l'impact de l'utilisation de la batterie imposé par ces usages supplémentaires.

5. Bilan économique et sensibilité

5.1 Evolution du réseau

5.1.1 SENSIBILITÉ À L'ÉVOLUTION FUTURE DES PRIX

Prix de rachat de l'énergie photovoltaïque

La valorisation possible de la mobilité électrique et du V2G dépend directement du prix de rachat de l'électricité solaire sur le réseau. Comme expliqué précédemment, la valeur d'un kWh autoconsommé est déterminée par la différence entre le prix de vente au réseau et le prix d'achat au réseau. Sur le réseau des SEY à Yverdon qui dessert la zone Y-PARC, cette différence est de 8.75 cts/kWh, mais ces tarifs dépendent du gestionnaire de réseau local[3]. Ces tarifs auront probablement tendance à diminuer à l'avenir. Plus important, sur un marché libre, ils deviendront fluctuants. A certaines périodes, le PV ne sera donc pas du tout rétribué.

Ce paramètre influe grandement sur la rentabilité des batteries de véhicules, qui peut être doublée par rapport aux estimations faites aux paragraphes 4.2.1et 4.3.1.

Coûts de l'électricité

Par ailleurs, dans le contexte actuel, la création d'un RCP peut permettre d'accéder au statut de consommateur éligible et au marché libre de l'électricité et de diminuer ainsi le prix d'achat de l'électricité au réseau. Ceci aurait un impact direct sur la rentabilité des éléments et toutes hypothèses égales diminueraient la rentabilité de l'autoconsommation.

5.2 Modèles d'affaires

Ce chapitre résume la manière dont chacune des technologies impliquées peut être valorisée individuellement. Le modèle d'affaires global sur la zone doit réunir toutes ces valorisations pour créer une solution gagnante pour toutes les parties prenantes. La complexité vient du grand nombre d'acteurs qui peuvent être en jeu. Il est possible que le contracteur de l'installation PV, le gestionnaire du RCP, l'investisseur et l'opérateur des bornes de recharge, pour ne citer que les principaux, soient des acteurs différents. Les consommateurs finaux sont eux aussi multiples : locataire ou propriétaire du bâtiment, propriétaire de véhicule électrique. Cette question de répartition et de rôles est traitée dans la partie du projet qui concerne le développement du modèle d'affaires.

[3] https://www.vese.ch/fr/pvtarif-apps/#MapTitle

5.2.1 VALORISATION PV

Les coûts de revient des installations photovoltaïques sont basés sur le rapport « Observation du marché photovoltaïque 2018 » de Suisse Energie pour les coûts d'investissements et sur une hypothèse de coûts d'entretien de 2,5 cts/kWh (source : projets Planair).

Figure 15 : Coûts de revient du kWh d'énergie photovoltaïque en fonction de la puissance de l'installation

L'énergie photovoltaïque produite localement est donc nettement moins chère que celle du réseau et peut donc facilement être valorisée sur place. La valorisation possible dépend beaucoup de la part d'énergie autoconsommée comme vu précédemment. Mais, même avec peu d'autoconsommation, étant donnée la taille des installations envisagées sur Y-PARC, une valorisation par revente au réseau serait possible. L'étude montre aussi qu'un déploiement très important du photovoltaïque n'est pas problématique au niveau du réseau. Cette technologie peut donc être développée sans retenue sur le site, indépendamment des autres technologies envisagées.

5.2.2 VALORISATION BATTERIE

Les batteries stationnaires apportent une plus grande flexibilité au réseau et peuvent être valorisées de plusieurs manières vues dans cette étude. Cependant, elles nécessitent de l'espace ventilé et climatisé, comme vu au paragraphe 2.5. Leur potentiel est donc limité et leur coût ne pourra diminuer que pour une certaine part ; l'autre part étant déterminée par les coûts du bâtiment à construire. Il est possible de considérer actuellement un coût de 1 640 CHF/ kWh de capacité.

Un véhicule électrique possédant une batterie de 62 kWh coûte actuellement aux alentours de 40 000 CHF, soit 650 CHF/kWh. La batterie du véhicule est donc nettement moins chère. De plus, l'investissement nécessaire n'est pas réalisé par les mêmes acteurs. Là où la batterie doit être un investissement du regroupement ou du gestionnaire de réseau, le véhicule est acheté par un particulier, évitant ainsi l'investissement initial. Les inconvénients liés à la disponibilité intermittente de ces batteries peuvent être en grande partie réglés par des systèmes de management intelligents de l'énergie. Les avantages mentionnés semblent donc largement compenser cet effort supplémentaire de gestion.

5.2.3 VALORISATION MOBILITÉ

Pour l'investisseur qui propose le service de mobilité électrique via l'installation de bornes de recharge, le facteur déterminant de la rentabilité est le nombre de kilowattheures vendus par borne. Le graphique suivant montre le temps de retour sur investissement pour une borne de 11 kW en fonction de la consommation et du prix de vente à la borne. Il est considéré dans un premier temps que l'électricité est achetée au réseau (Figure 16).

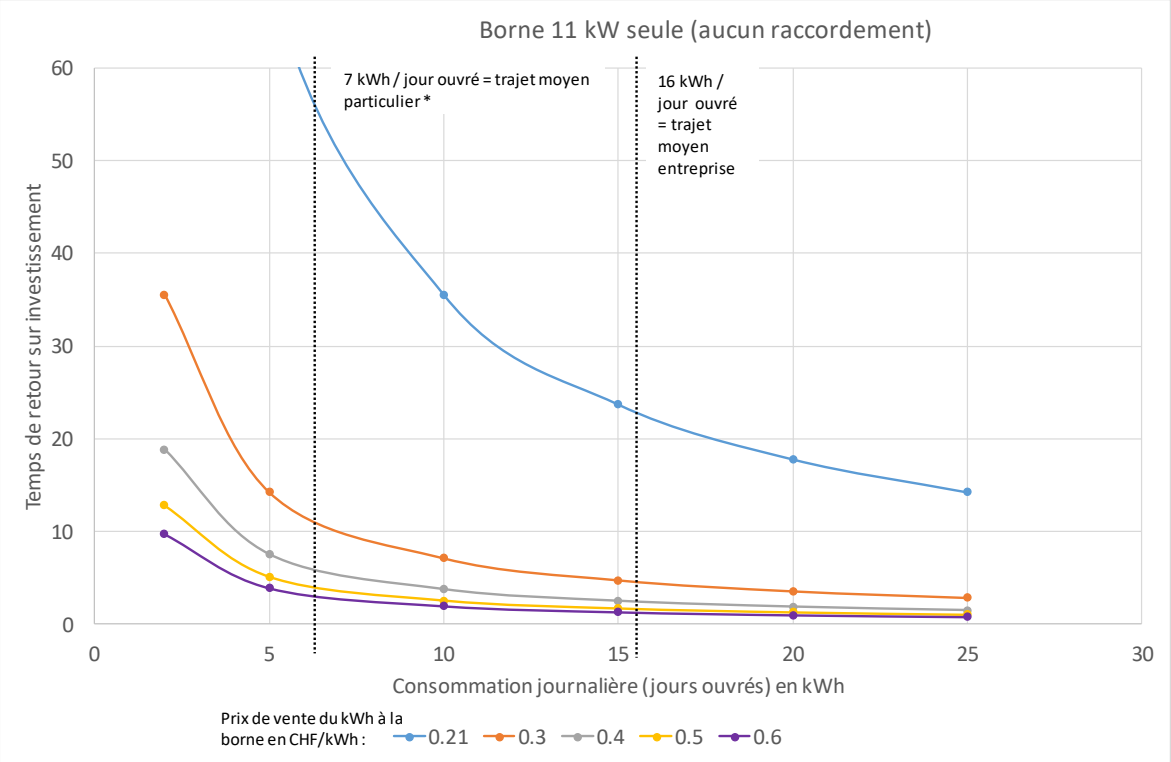

Figure 16 : Temps de retour sur investissement des bornes en fonction de la consommation journalière des véhicules et du prix de vente à la borne pour de l'électricité achetée au réseau en heures pleines

La figure suivante montre le même calcul de rentabilité si l'électricité délivrée à la borne est à 42 % d'origine solaire locale et 58 % du réseau comme dans le cas du scénario 200 % solaire calculé au paragraphe 3.3. Le temps de retour sur investissement diminue fortement.

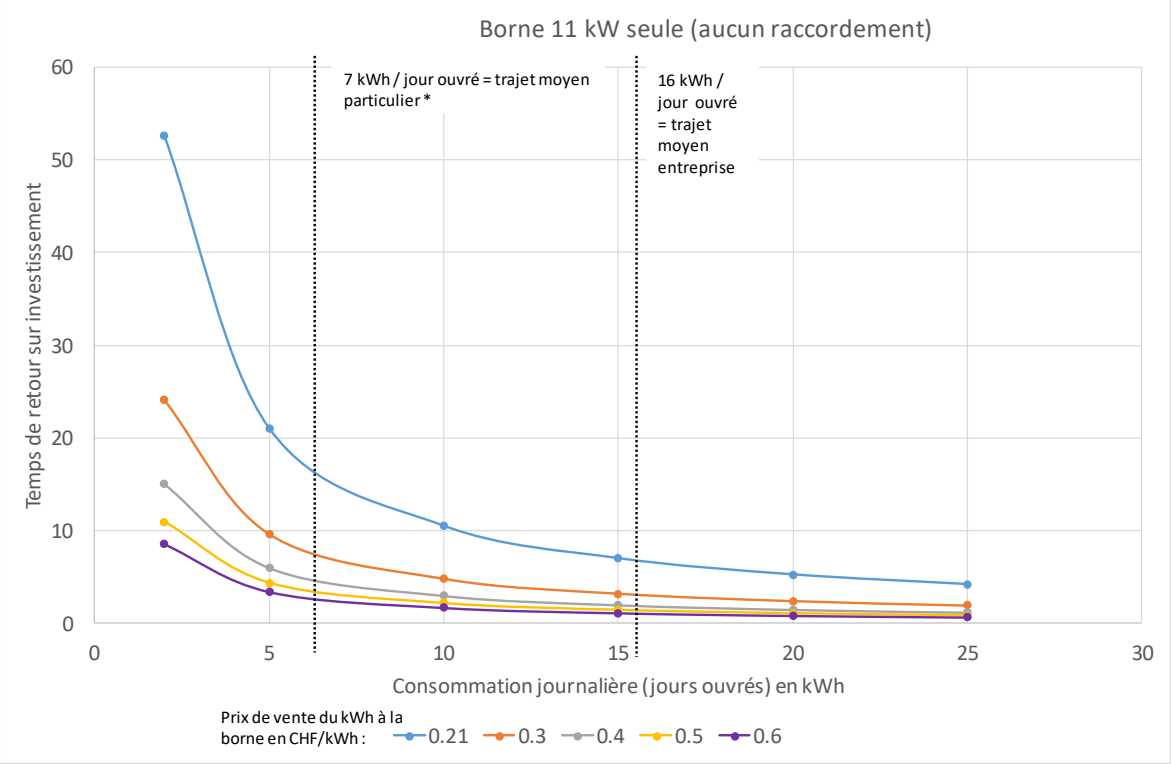

Figure 17 : Temps de retour sur investissement des bornes en fonction de la consommation journalière des véhicules et du prix de vente à la borne pour 42% d'électricité solaire locale et 58 % d'électricité achetée sur le réseau en heures pleines

Les bornes de plus grandes puissances sont plus chères. Pour les rentabiliser par rapport à une borne de 11 kW, il faut donc soit y vendre plus d'énergie, soit pouvoir la vendre plus chère car la charge est plus rapide.

6. Conclusion de l'étude théorique

L'étude théorique sur la zone Y-PARC de différents scénarios de développement de la technologie photovoltaïque et différents types de mobilité a permis de mettre en avant différentes manières de valoriser les synergies entre ces technologies et d'établir la faisabilité de leur déploiement conjoint à grande échelle pour une zone industrielle. En effet, l'analyse des scénarios de déploiement de l'énergie solaire du point de vue des contraintes réseau a permis de montrer qu'il existe une marge importante entre le potentiel technique actuel du PV et les limites du réseau. Dans les proportions actuelles, un scénario 100 % électro-mobilité ne pose pas non plus de problèmes. Par ailleurs, les futurs développements connus sur Y-PARC semblent tendre vers une augmentation importante de la consommation électrique, tandis que le potentiel photovoltaïque ne croit pas proportionnellement. Dans le futur, le problème devrait donc être plutôt un manque de surface pour la production d'électricité locale qu'une surproduction photovoltaïque.

Grâce à une première analyse économique, les premières bases d'un ou plusieurs modèles d'affaires ont été déterminées à partir des contraintes techniques et économiques. La combinaison de la mobilité électrique et de l'énergie solaire permet ici d'augmenter nettement le taux d'autoconsommation et donc la rentabilité du concept, pour une valorisation à hauteur de 145 000 CHF à l'échelle d'Y-PARC. La simulation de ces scénarios a aussi permis de déterminer une part d'énergie solaire envisageable de 42 % sans batterie pour la recharge des véhicules, point déterminant pour la rentabilité de l'exploitation des bornes de recharge. En ce qui concerne la valeur ajoutée de l'option V2G sur les véhicules électriques, elle peut être issue de différents usages. Les plus prometteurs semblent être le lissage de pointe et la participation aux services systèmes, avec des gains envisageables jusqu'à 1,5 million par an à l'échelle de la zone industrielle. La répartition de ces gains entre les différents acteurs ainsi que la faisabilité de la combinaison des usages restent à déterminer.

Les différentes manières de valoriser les technologies au sein du micro-réseau ont été analysées, chiffrées et comparées entre elles, posant ainsi les bases des modèles d'affaires envisageables. Ce travail, complété par l'analyse du rôle possible des différents acteurs réalisée dans la phase suivante, permettra d'aboutir à des propositions de modèles d'affaires pertinentes et basées sur des données technico-économiques ancrées dans la réalité du terrain.