



Rapport final du 30.04.2025

SunnYparc

Démonstrateur du potentiel d'un microgrid pour
l'intégration optimisée de productions
décentralisées et mobilité électrique du futur dans
l'approvisionnement électrique d'un parc
industriel





Date: 30.04.2025

Lieu: Yverdon-les-Bains

Prestataire de subventions:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Cofinancement:

Etat de Vaud
Direction générale de l'environnement – Direction de l'énergie
Rue du Valentin 10, CH-1014 Lausanne
www.vd.ch

Bénéficiaires de la subvention :

Planair SA
Rue Galilée 6, CH-1400 Yverdon-les-bains
www.planair.ch

Yverdon Energies
Rue de l'ancien stand 2, Case postale 1295, CH-1401 Yverdon-les-Bains
www.yverdon-energies.ch

EATON
Chemin de Maillefer 59-61, 1052 Le Mont-sur-Lausanne
www.greenmotion.ch

Smart Energy Link
Effingerstrasse 17, 3008 Bern
www.smartenergylink.ch

Virtual Global Trading
Bahnhofstrasse 20, 5000 Aarau
www.vgt.energy

Auteur(s):

Mathieu Boccard, Planair, mathieu.boccard@planair.ch
Geoffrey Orlando, Planair, geoffrey.orlando@planair.ch
Marine Cauz, Planair, marine.cauz@planair.ch
Adrien Dellinger, EATON, AdrienDellinger@eaton.com
Loïc Gonçalves, Smart Energy Link, loic.goncalves@smartenergylink.ch
Gregor Martinovic, Virtual Global Trading, gregor.martinovic@vgt.energy
Gislain Grosjean, Yverdon-les-Bains Énergies, gislain.grosjean@yverdon-les-bains.ch
Stéphane Thuillard, Yverdon-les-Bains Énergies, stephane.thuillard@yverdon-les-bains.ch



Suivi du projet à l'OFEN:

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

Luca Castiglioni, luca.castiglioni@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/502157-01

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



Zusammenfassung

Die dezentrale Stromerzeugung durch Photovoltaik und Elektroautos werden oft als Grund für den aktuellen und zukünftigen Bedarf an einem stärkeren Stromnetz gesehen und damit teilweise für die steigenden Netzkosten durch die Energiewende verantwortlich gemacht. Das Projekt wollte zeigen, dass die beiden Bereiche durch intelligentes Laden von Fahrzeugen – vor allem mit der „Vehicle-to-Grid“-Technologie (V2G) – das Potenzial haben, das Stromnetz zu entlasten. Dazu sollten 250 Ladestationen für Elektroautos über ein intelligentes Mikronetz miteinander verbunden werden, das auch die Industriekunden vor Ort und eine grosse Photovoltaikanlage am Standort Y-PARC in Yverdon-les-Bains einbezieht.

Das Projekt ermöglichte die Entwicklung und Validierung einer Kommunikations- und Steuerungsarchitektur zwischen den Ladeinfrastrukturen (AC- und DC-Ladestationen von EATON) und den Energiemanagementsystemen (EMS von SEL) des MicroGrids anhand 25 installierten Ladestationen. Bereits im ersten Jahr wurde eine robuste Schnittstelle zwischen den verschiedenen Leistungsvorgabestufen des CNM (Charging Network Manager) von EATON, dem EMS von SEL sowie den Plattformen zur Visualisierung der Stromflüsse (VGT) eingerichtet. Die AC-Ladestationen wurden über den CNM mit Leistungsbegrenzungen pro Cluster (z. B. 80 A für die Cluster 1 bis 10) konfiguriert. Die bidirektionalen DC-Ladestationen ermöglichten die Steuerung der Lade- und Entladeleistung (bis zu 22 kW / 10 kW) für CHAdeMO-kompatible Fahrzeuge. Das gesamte System konnte über dynamische Sollwerte gesteuert werden, die über eine API übertragen wurden. So konnte eine dynamische Steuerung nach verschiedenen Tarif- und Netzlastszenarien unter realen Bedingungen getestet werden, mit einer hierarchischen Steuerungslogik: lokale physikalische Begrenzung, lokaler Netzlast und Last des MicroGrid. Das eingerichtete System ist reproduzierbar, modular und bereit für die Integration von Netzdienstleistung auf nationaler Ebene (über Swissgrid), sobald die Flexibilitäts-Software-Layer vollständig aktiviert sind. Diese Erfahrungen sind eine wertvolle Grundlage für zukünftige Projekte, die intelligentes Laden, lokales Energiemanagement und Flexibilisierungsdienste kombinieren wollen.

Trotz dieser Erfolge stiess das Projekt auf erhebliche Hindernisse, darunter die Verzögerung bei der Standardisierung der V2G-Normen und der eingeschränkte Zugang zu den erforderlichen Infrastrukturen. Diese Schwierigkeiten bremsten den Fortschritt, verhinderten die Installation der 250 geplanten Ladestationen und schränkten die Demonstrationskapazitäten ein, was schliesslich zu seiner vorzeitigen Einstellung führte.

Résumé

La production décentralisée photovoltaïque ainsi que les véhicules électriques sont souvent pointés comme responsables des besoins actuels et futurs en renforcement du réseau électrique et ainsi en partie « coupables » du renchérissement des coûts du réseau liés à la transition énergétique. L'objectif du projet visait à démontrer que la synergie entre les deux, au travers la recharge intelligente des véhicules - en particulier grâce à la technologie "vehicle-to-grid" (V2G) - a le potentiel d'alléger la pression sur le réseau électrique. Pour ce faire, la mise en place de 250 bornes de recharge pour véhicules électriques devaient être interconnectées via un micro-réseau intelligent, incluant également les consommateurs industriels du site et une importante production photovoltaïque sur le site d'Y-PARC à Yverdon-les-Bains était prévu.

Le projet a permis le développement et la validation sur 25 bornes installées d'une architecture de communication et de pilotage entre les infrastructures de recharge (bornes AC et DC EATON) et les systèmes de gestion de l'énergie (EMS de SEL) du MicroGrid. Dès la première année, une interface robuste a été mise en place entre les différents niveaux de consigne de puissance le CNM (Charging Network Manager) d'EATON, le serveur EMS (Energy Management System) de SEL, ainsi que les



plateformes de visualisation des flux (VGT). Les bornes AC ont été configurées avec des limitations de puissance par grappe (par exemple, 80 A pour les grappes 1 à 10) via le CNM. Les bornes DC bidirectionnelles, quant à elles, ont permis un pilotage de la puissance de charge et de décharge (jusqu'à 22 kW / 10 kW) pour les véhicules CHAdeMO compatibles. L'ensemble du système a pu être commandé via des consignes dynamiques transmises par API. Ainsi un pilotage dynamique selon différents scénarios tarifaires et de charge du réseau a pu être testé en conditions réelles, avec une logique de gestion hiérarchisée : limitation physique locale, consigne de charge réseau locale, puis consigne en fonction du niveau de charge du microgrid. Le système mis en place est répliquable, modulaire et prêt à intégrer des services réseau à l'échelle nationale (via Swissgrid), une fois les couches logicielles de flexibilité pleinement activées. Ce retour d'expérience constitue une base précieuse pour les futurs projets souhaitant combiner recharge intelligente, gestion locale de l'énergie et services de flexibilisation.

Malgré ses succès, le projet a rencontré des obstacles majeurs, notamment le retard dans la normalisation des standards V2G et l'accès restreint aux infrastructures nécessaires. Ces difficultés ont freiné sa progression, empêché l'installation des 250 bornes prévues et réduit les capacités de démonstration, conduisant finalement à son arrêt anticipé.

Summary

Decentralized photovoltaic production and electric vehicles are often cited as responsible for current and future needs to strengthen the electricity grid and thus partly "to blame" for the rising costs of the grid associated with the energy transition. The aim of the project was to demonstrate that the synergy between the two, through smart vehicle charging—in particular using "vehicle-to-grid" (V2G) technology (V2G) – has the potential to ease pressure on the electricity grid. To achieve this, 250 electric vehicle charging stations were to be interconnected via a smart microgrid, also including industrial consumers on the site and a large photovoltaic production facility at the Y-PARC site in Yverdon-les-Bains.

The project enabled the development and validation of a communication and control architecture between the charging infrastructure (EATON AC and DC charging stations) and the MicroGrid's energy management systems (EMS) on 25 installed stations. From the first year, a robust interface was set up between the different power setpoint levels, EATON's CNM (Charging Network Manager), SEL's EMS (Energy Management System) server, and the flow visualization platforms (VGT). The AC stations were configured with cluster power limitations (e.g., 80 A for clusters 1 to 10) via the CNM. The bidirectional DC stations enabled control of the charging and discharging power (up to 22 kW / 10 kW) for CHAdeMO-compatible vehicles. The entire system could be controlled via dynamic setpoints transmitted by API. This enabled dynamic control according to different tariff and network load scenarios to be tested under real conditions, with a hierarchical management logic: local physical limitation, local network load and microgrid's load level. The system is replicable, modular, and ready to integrate network services at the national level (via Swissgrid) once the flexibility software layers are fully activated. This real-world experience provides a valuable basis for future projects seeking to combine smart charging, local energy management, and flexibility services.

Despite its successes, the project encountered major obstacles, including delays in the standardization of V2G standards and restricted access to the necessary infrastructure. These difficulties slowed its progress, prevented the installation of the 250 planned charging stations, and reduced demonstration capacity, ultimately leading to its early termination.



Table des matières

1	INTRODUCTION	9
1.1	CONTEXTE ET ARRIÈRE-PLAN	9
1.2	JUSTIFICATION DU PROJET.....	9
1.3	OBJECTIFS DU PROJET	9
1.4	STRUCTURE DU PROJET	10
1.5	AVANCEMENT DU PROJET	10
1.6	CLÔTURE DU PROJET	11
2	DESCRIPTION DES INSTALLATIONS.....	12
3	PROCÉDURE ET MÉTHODE.....	15
4	TRAVAUX EFFECTUÉS ET RÉSULTATS	16
4.1	TECHNIQUE	16
4.1.1	<i>Analyse de Microgrid actuel.....</i>	<i>16</i>
4.1.2	<i>Estimation du modèle et des tarifications envisageables sur SunnYparc.....</i>	<i>19</i>
4.1.3	<i>Définition de la valeur de consigne du MicroGrid.....</i>	<i>21</i>
4.1.4	<i>Mesure de la valeur de consigne.....</i>	<i>22</i>
4.1.5	<i>Conceptualisation des communications entre composants du MicroGrid</i>	<i>24</i>
4.1.6	<i>Méthodologie de comptage pour les CA et RCP avec solution de stockage.....</i>	<i>26</i>
4.1.7	<i>Mise à jour des bornes AC et communication bornes EATON - SEL</i>	<i>27</i>
4.1.8	<i>Mise en place du protocole de communication SEL – VGT.....</i>	<i>27</i>
4.1.9	<i>Défis liés au déploiement du V2G.....</i>	<i>28</i>
4.2	ECONOMIQUE ET LÉGAL	29
4.2.1	<i>Évolution du cadre légal.....</i>	<i>29</i>
4.2.2	<i>Modèles de tarification</i>	<i>30</i>
4.2.3	<i>Application du modèle de tarification.....</i>	<i>33</i>
5	ÉVALUATION DES RÉSULTATS OBTENUS.....	35
5.1	SUIVI DES UTILISATEURS	35
6	PERSPECTIVES SUITE À L'ARRÊT DU PROJET	37
6.1	RÉORIENTATION DU PROJET SUITE AUX RÉSULTATS DE LA 1ÈRE PHASE	37
6.2	PROBLÉMATIQUE	37
6.3	OPPORTUNITÉ	37
6.4	OBJECTIFS.....	38
6.5	CONCLUSION.....	39
7	CONCLUSIONS ET LEÇONS APPRISSES	39
7.1	CHOIX DE MODÈLES CONTRACTUELS ADAPTÉS POUR LES COMMUNAUTÉS ÉNERGÉTIQUES LOCALES.....	39
7.2	INTERFAÇAGE RÉUSSI ENTRE BORNES DE RECHARGE ET SYSTÈMES DE GESTION DE L'ÉNERGIE	39
7.3	AMÉLIORATION SIGNIFICATIVE DE L'AUTOCONSOMMATION GRÂCE AU COUPLAGE PRODUCTION-CONSOMMATION.....	40
7.4	IMPLICATION INDISPENSABLE DES PROPRIÉTAIRES DU PARKING DÈS LE DÉPART	40
7.5	RETARDS NORMATIFS ET VERROUILLAGE DU MARCHÉ V2G	41
7.6	CONJONCTURE DE MARCHÉ DÉFAVORABLE À L'ATTEINTE DES OBJECTIFS QUANTITATIFS	42
8	COOPÉRATION NATIONALE ET INTERNATIONALE.....	43
9	COMMUNICATION.....	43





Liste des abréviations

AC : Alternative Current

API : Application Programming Interface

BT : Basse Tension

CCS : Combined Charging System

CNM : Charging Network Manager

CPO : Charging Point Operator

CRM : Customer Relationship Management

DC : Direct Current

DERMS : Distributed Energy Resources Management System

EAE : Entreprise d'Approvisionnement en Electricité

EMS : Energy Management System

e-MSP: e-Mobility Service Provider

GO : Garanties d'Origine

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

IRVE : Infrastructure de Recharge de Véhicule Electrique

LApEI : Loi sur l'Approvisionnement en Electricité

LEne : Loi sur l'Energie

MT : Moyenne Tension

UUID : Universal Unique IDentifier

V2G : Vehicle to Grid



1 Introduction

1.1 Contexte et arrière-plan

Le paysage électrique suisse (et même européen) est en pleine mutation, que ce soit pour les usages ou pour l'approvisionnement. Les installations de production centralisées, basées sur les énergies nucléaires et fossiles, sont progressivement remplacées par les énergies renouvelables, plus intermittentes par nature. La demande est, elle, en constante augmentation du fait de l'électrification de notre société et notamment du chauffage et de la mobilité. En parallèle de cette mutation du système énergétique, de plus en plus d'objets sont connectés, permettant de les piloter à distance de manière automatisée, et notamment (dans une certaine mesure) de réguler leur consommation électrique. Le paradigme selon lequel la production (ou l'importation) d'électricité serait l'unique variable d'ajustement dans l'équilibre offre-demande du réseau électrique est ainsi en train de changer.

Les véhicules électriques apparaissent dans ce contexte avoir un rôle particulier à jouer. Immobiles pendant 95% du temps, leurs batteries de grande capacité semblent toutes indiquées pour absorber les excédents éventuels de production d'électricité, et même pour en fournir en retour en cas de forte demande lors d'un creux de production dans le cas de véhicules compatibles avec le V2G. Une flotte de deux millions de véhicules ayant une capacité de batterie disponible de 50 kWh pourrait offrir les mêmes services que 100'000 batteries stationnaires de 1 MWh.

Plusieurs défis existent cependant avant de faire de ce concept une réalité. La technologie permettant le pilotage de la charge / décharge des véhicules électriques est encore incubant. La communication entre le réseau électrique, les bornes de recharge, et les véhicules électriques est encore en développement. Les règles du marché de l'électricité ne permettent pas encore de valoriser un tel service de stockage. Il n'est enfin pas clair quelle échelle est la plus pertinente pour valoriser au mieux les services offerts par les batteries de véhicules électriques.

1.2 Justification du projet

Bien que l'utilisation des batteries de véhicules électriques pour la flexibilité et des services de stabilisation soit vu comme un élément central du réseau électrique de demain, le cadre légal en début de projet et les conditions du marché ne permettent pas encore une adoption globale de cette approche. Les technologies le permettant sont relativement matures mais doivent encore faire leur preuve. Par ailleurs, les connexions entre les différentes briques (réseau – microréseau – borne de recharge – véhicule) nécessitent encore des développements et les standards ne sont pas définis. Outre ces aspects financiers, légaux et technologiques, l'implication de véhicules particuliers ou d'entreprises nécessite l'acceptation de la mise à disposition de leur véhicule par des privés lorsque ceux-ci sont inutilisés. L'acceptation et la valorisation de cette flexibilité sont encore à clarifier concrètement. L'exemple d'un projet pilote est pour ces raisons importante à l'heure actuelle afin de concrétiser ce concept de flexibilisation de la flotte de véhicules électriques, et en particulier ceux compatibles avec le V2G, pour servir le réseau électrique.

1.3 Objectifs du projet

Le projet SunnYparc avait pour objectif de tester, dans un environnement réel, différentes approches permettant de valoriser le service offert par les batteries de véhicules électrique. La connexion d'un grand nombre de bornes de recharge à ce microréseau (250 initialement visés d'ici la fin du projet) aurait dû permettre d'équilibrer au niveau local la production photovoltaïque et la demande industrielle. Au sein de ce microréseau, la tarification de l'électricité aurait pu être définie plus librement que sur le réseau national, permettant de quantifier la valeur de la flexibilisation des utilisateurs de véhicules électriques. Plusieurs approches devaient être testées, à l'échelle du microréseau pour mettre en place un modèle de tarification viable et favorable à la transition énergétique.



1.4 Structure du projet

Le projet a été décomposé en trois phases distinctes (Figure 1) afin de permettre un déploiement progressif de l'infrastructure :

Phase 1. mise en place de 25 points de recharge dont 5 V2G d'ici novembre 2022 ;

Phase 2. mise en place de 100 à 160 points de recharge dont 10 à 20 V2G d'ici avril 2025 ;

Phase 3. mise en place de 200 à 250 points de recharge dont 50 à 75 V2G d'ici février 2027.

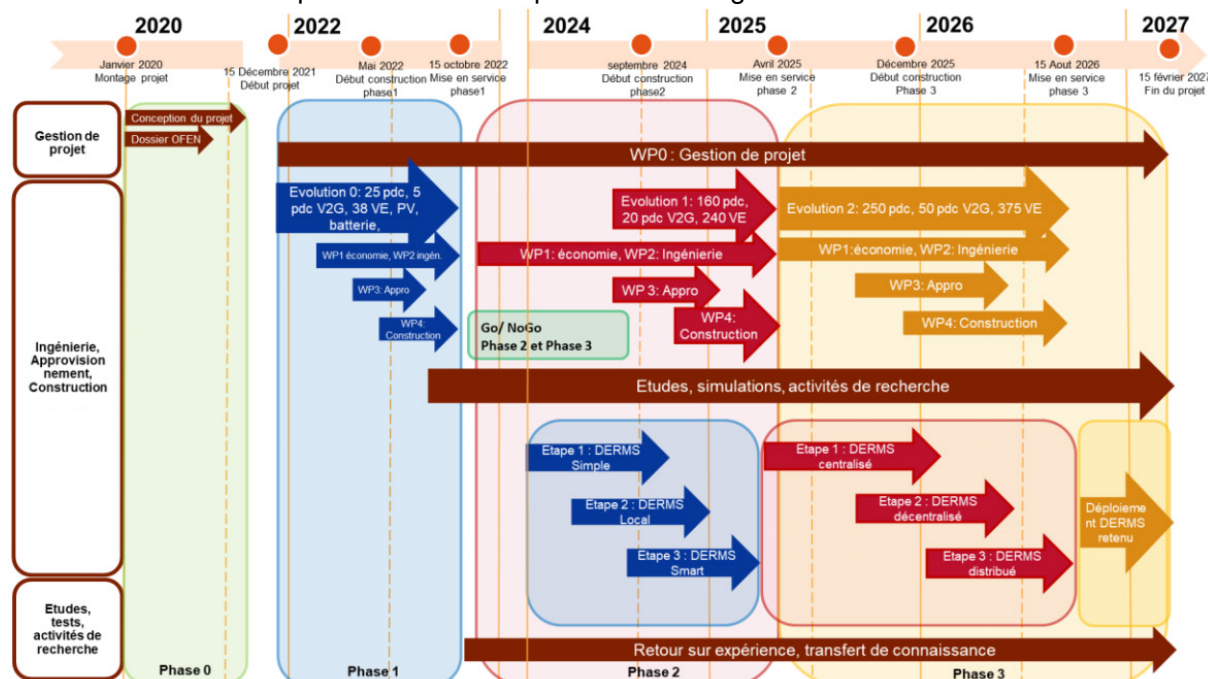


Figure 1 - planning du projet SunnYparc

1.5 Avancement du projet

1^{ère} phase du projet

La 1^{ère} phase du projet SunnYparc est définie par les deux jalons suivants :

- **Décembre 2021** : démonstration de la participation au projet de ≥ 30 véhicules électriques dont 5 V2G répartis équitablement entre voitures privées et voitures de société.
- **Novembre 2022** : inspection des travaux accomplis, acceptation du premier rapport intermédiaire et démonstration de ≥ 25 points de recharge (dont 5 V2G) construits et de ≥ 30 véhicules électriques (dont 5 V2G) réguliers.

Les objectifs de la première phase du projet ont pu être atteints grâce aux 25 points de recharge, dont 5 points de recharge V2G installés sur le parking provisoire situé à côté du parking Silo d'Y-parc alors en construction. L'infrastructure de recharge a permis de tester un réseau de recharge pilotable en temps réel avec fonctionnement du V2G, auquel il est possible d'envoyer une consigne de puissance dans une plage comprise entre moins 55 kW et plus 220 kW. En novembre 2022, une démonstration et un rapport intermédiaire ont été soumis à l'OFEN, ce qui a permis la validation des deux jalons de la première phase du projet.

Planification de la 2^{ème} phase



La deuxième phase du projet nécessitait une extension de l'infrastructure entre 100 et 160 points de recharge. Pour y parvenir, les partenaires avaient besoins de trouver un nouvel emplacement adapté à une telle infrastructure. Le parking Silo situé à Y-parc composé d'environ 1'000 places de stationnement, mis en service début 2023, présentait un emplacement adapté pour une telle infrastructure.

Entre 2021 et 2024, les partenaires ont proposé au propriétaire du parking Silo d'Y-parc, différentes variantes de conventions concernant la mise en place de bornes de recharge dans le parking. Les conventions proposaient dans une première phase de déplacer l'infrastructure de 25 points de recharge dans le parking Silo, sans contribution financière de la part du propriétaire et par la suite le déploiement, en accord avec le propriétaire et l'exploitant du parking, d'un nombre plus important de points de recharge, pour atteindre les objectifs du projet SunnYparc et répondre aux besoins en solutions de recharge des utilisateurs. Le 16 octobre 2024, le propriétaire accompagné par son bureau d'ingénieur a refusé toutes les variantes de conventions en faveur d'un investissement en fonds propres dans dix points de recharge.

En novembre 2024, faute de conventions signées avec le propriétaire, l'infrastructure de recharge provisoire n'a pas pu être transférée comme planifié dans le parking Silo. L'infrastructure a alors dû être démontée du parking provisoire pour être revalorisée sur les parkings publics de la Ville.

Suite à l'impossibilité d'implanter l'infrastructure dans le parking Silo, les partenaires ont réévalué la faisabilité du projet pour faire une proposition de modification à l'OFEN, datée du 18 décembre 2024. Cette proposition consistait à utiliser l'infrastructure de recharge située sur le domaine public pour tester le MicroGrid et son modèle d'affaires prévu dans le projet SunnYparc. Cette redirection du projet n'a pas été retenue par l'OFEN, ce qui a mis en terme au projet P+D et bloqué la 2^{ème} phase du projet.

1.6 Clôture du projet

Le projet SunnYparc se clôture au terme de la première phase du projet, la deuxième phase du projet n'a malheureusement pas pu être réalisée, principalement en raison des deux limitations suivantes :

- manque d'accès à un parking adapté au déploiement de 100 à 250 points de recharge ;
- manque de normalisation du V2G sur le système CCS.

Les travaux menés durant le projet ont toutefois permis aux partenaires de développer de nouveaux modèles d'affaires et structures de MicroGrid qui pourraient valablement être mis en place. Les résultats et enseignement du projet sont présentés dans le présent rapport.



2 Description des installations

Les installations mises en place en 2022, ont permis de valider la fiabilité des équipements sur une période de deux ans. L'implantation des bornes sur un parking provisoire est présentée à la Figure 2.

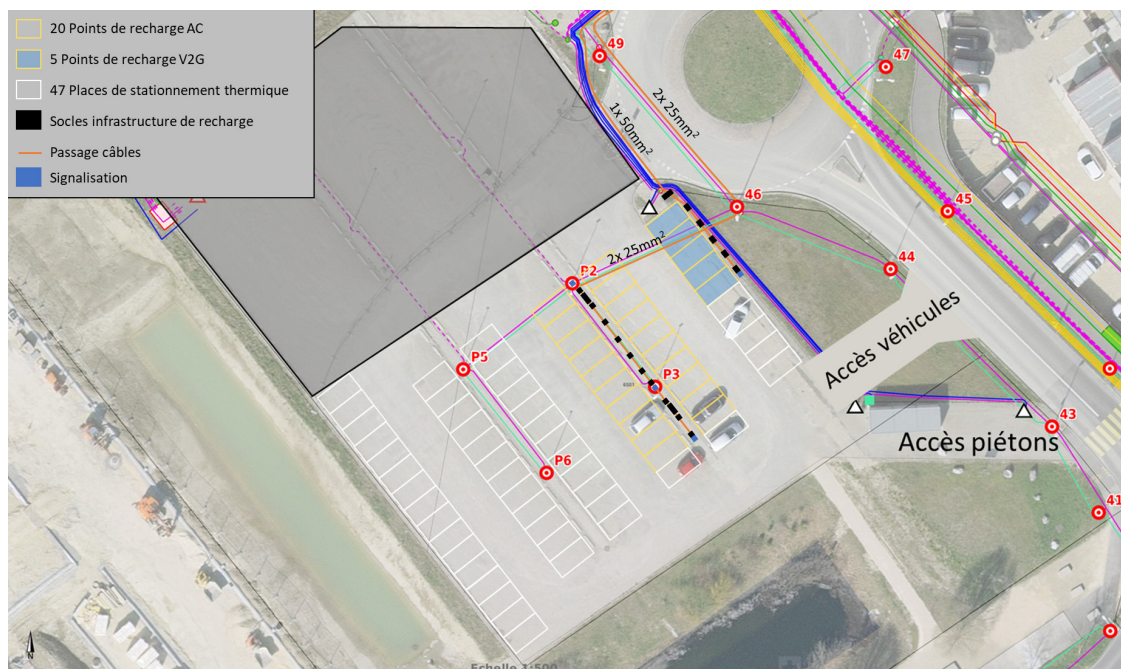


Figure 2 - implantation des 25 premières bornes du projet SunnYparc.

Les 25 points de recharge sont raccordés sur trois coffrets distincts, qui sont chacun équipés d'une mesure d'énergie permettant de remonter les données de consommation/injection au serveur de SEL via Modbus RTU. Les coffrets sont reliés l'un à l'autre de manière à créer un réseau internet centralisé qui est connecté au réseau mobile 4G en un seul point. Les coffrets sont équipés du matériel nécessaire pour permettre la gestion des flux entre les véhicules et le MicroGrid SunnYparc tel que schématisé sur la Figure 3.

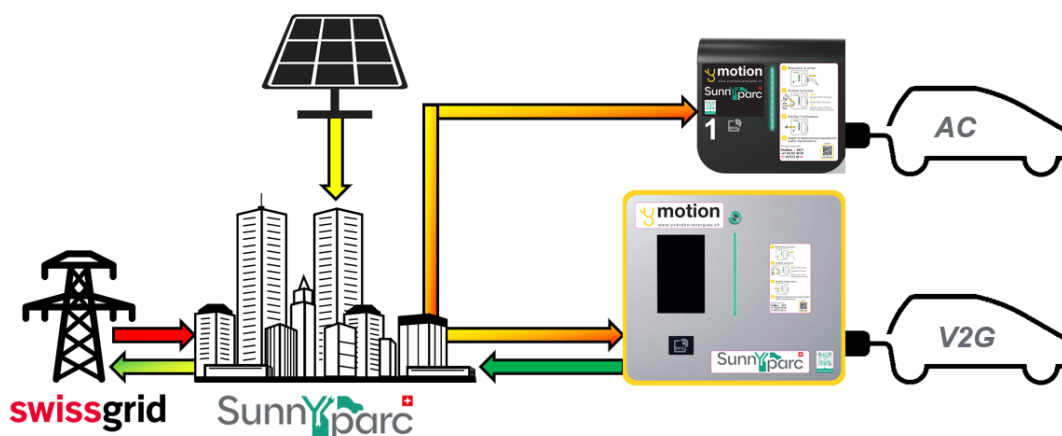
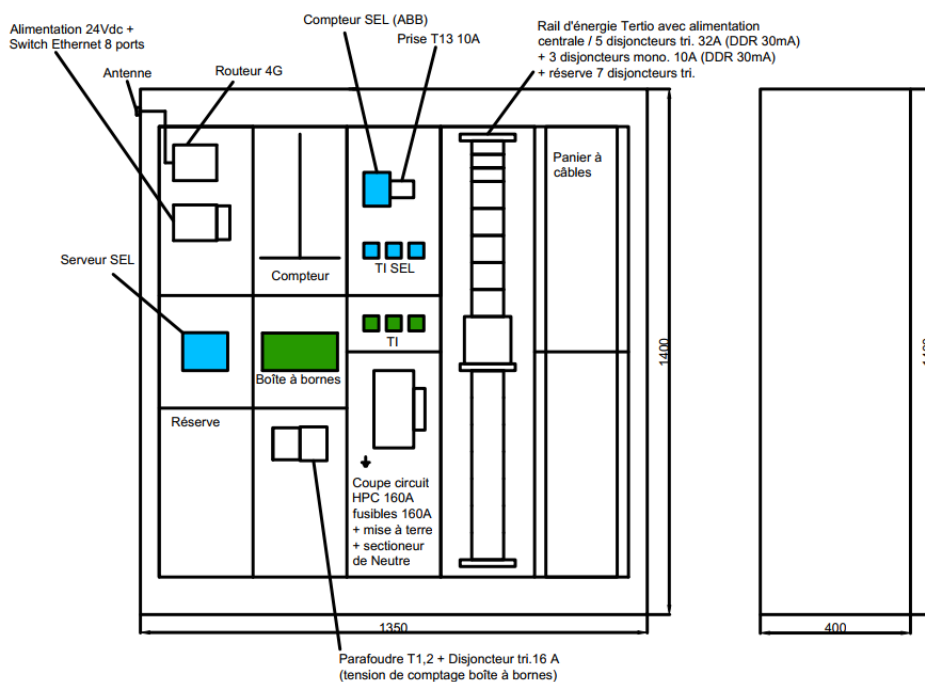
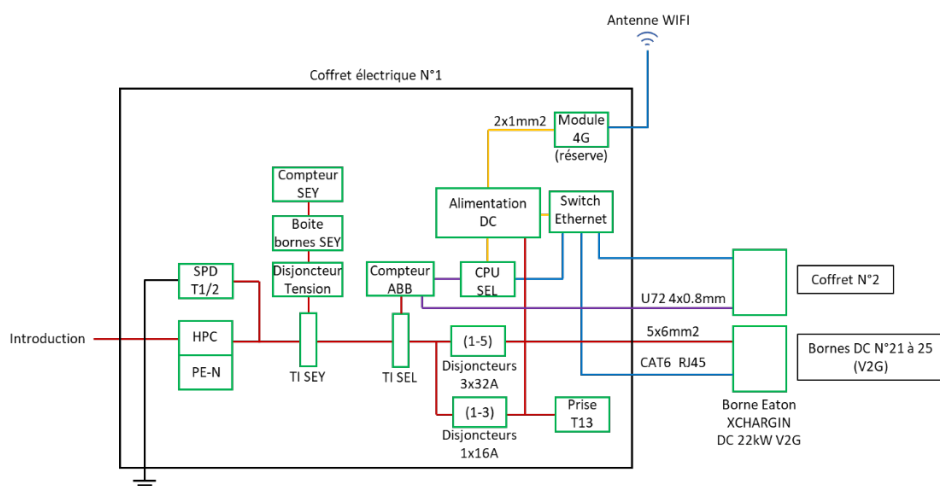


Figure 3 - schéma de flux de SunnYparc, avec les bornes de recharge AC unidirectionnelle (haut) et DC bidirectionnelle (bas).

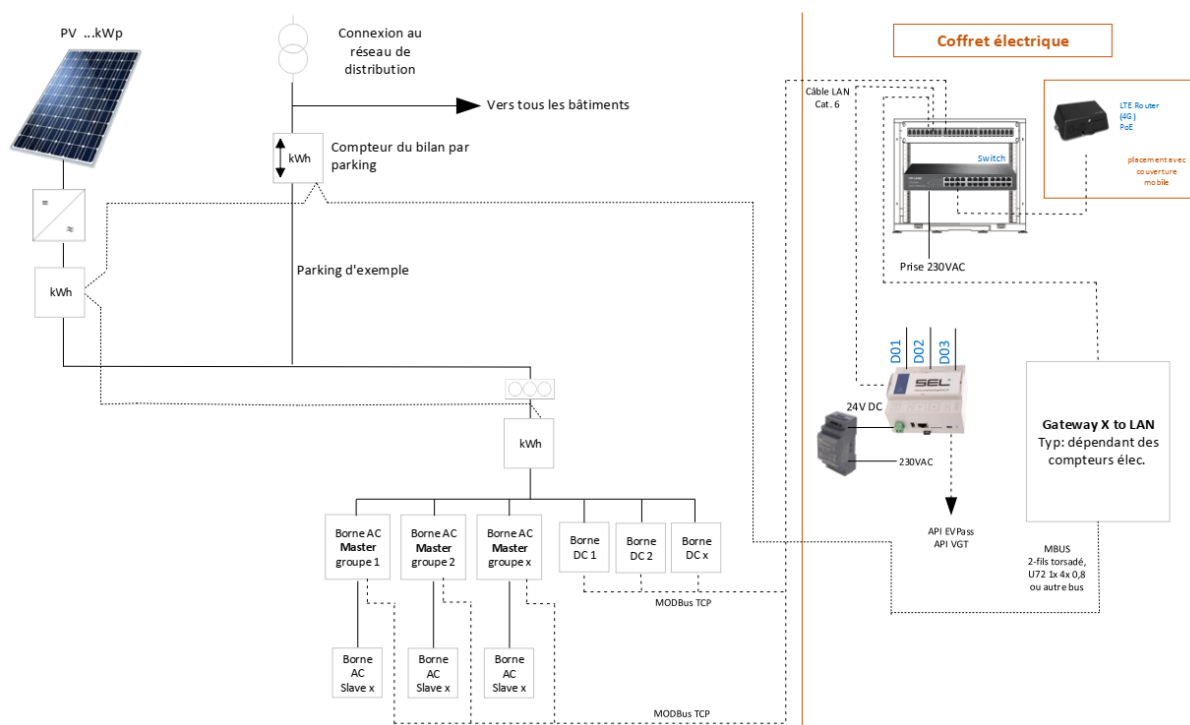


Les 5 points de recharge DC bidirectionnelles sont raccordées sur un coffret 160 A intégrant les protections en courant fort, les interfaces en courant faible et les points de mesure d'énergie. La puissance disponible est suffisante pour que les 5 points de recharge puissent fonctionner de manière simultanée à pleine puissance soit un maximum de 110 kW. Les bornes DC bidirectionnelles sont de type Eaton Green Motion DC22. Trois bornes sont équipées en connecteurs CCS et CHAdeMO, ce qui permet un fonctionnement bidirectionnel dès maintenant sur des véhicules CHAdeMO telle que la Nissan Leaf. Les deux autres bornes sont équipées uniquement en CCS, afin de permettre le V2G en CCS selon le récent protocole standard ISO15118-20 qui devrait s'imposer dans le futur proche. Les bornes DC communiquent avec l'Energy Management System « EMS » de SEL via une connexion Modbus TCP. L'EMS peut contrôler (pour les charges en CHAdeMO) la puissance injectée ou consommée dans le réseau en temps réel, jusqu'à une valeur maximale de 22 kW en charge et 10 kW en décharge. L'EMS est géré par le serveur SEL qui se situe dans le coffret DC. Il permet à la fois de remonter les données de consommation vers VGT et d'appliquer une valeur de consigne aux points de recharge. La Figure 4 présente l'implémentation des éléments dans le coffret DC et son schéma de principe.





L'EMS sert d'interface entre tous les appareils impliqués dans le système et fournit des données au cloud. Ces données énergétiques peuvent être consultées et visualisées à partir du cloud. La visualisation des flux d'énergie est très importante, seul ce qui est mesuré et représenté de manière compréhensible peut être remis en question et optimisé. Le schéma de principe de l'EMS est présenté sur la Figure 5.



14/43



4 Travaux effectués et résultats

4.1 Technique

4.1.1 Analyse de Microgrid actuel

L'on retrouve trois niveaux au sein du Microgrid, le niveau du bâtiment « Building », le niveau local « Microgrid » et le niveau amont « Grid » (Figure 7).

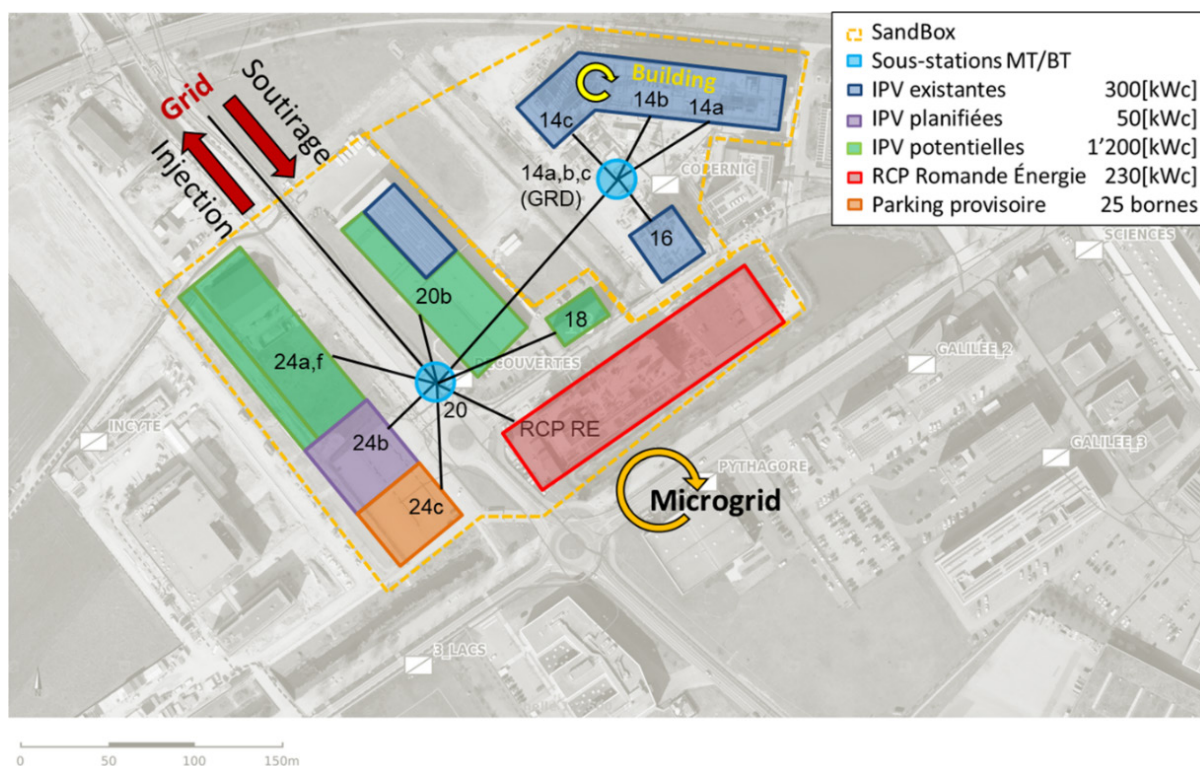


Figure 7 - définition géographique des trois niveaux du réseau

La puissance photovoltaïque installée sur le site est de 296 kWc. L'ensemble de ces installations a produit 332 MWh entre août 2021 et août 2022, soit un excellent productible associé de 1'120 kWh/kWc. A titre de comparaison, le productible moyen suisse est de ~900 kWh/kWc¹.

La consommation annuelle des bâtiments du micro-réseau est équivalente à la production PV avec une valeur de 333 MWh sur la même période. En l'absence de micro-réseau, le taux de consommation propre s'élève à 17% sur la zone de desserte. La mise en place du micro-réseau permettrait d'atteindre 41% de consommation propre dans l'état actuel, par conséquent, 196 MWh seraient soutirés du réseau et 195 MWh seraient injectés. Ce taux de consommation propre peut ensuite être augmenté en ajoutant un système d'optimisation du réseau via de la gestion de charge avec l'infrastructure de recharge AC et V2G mais également avec des modèles de tarification dynamiques qui favorisent la consommation en cas de surplus de production à l'échelle locale. Le bilan de consommation propre à l'échelle de SunnYparc est présenté sur la Figure 8.

¹ <https://www.swissolar.ch/fr/lenergie-solaire/faits-et-chiffres/statistique-de-lenergie-solaire/>

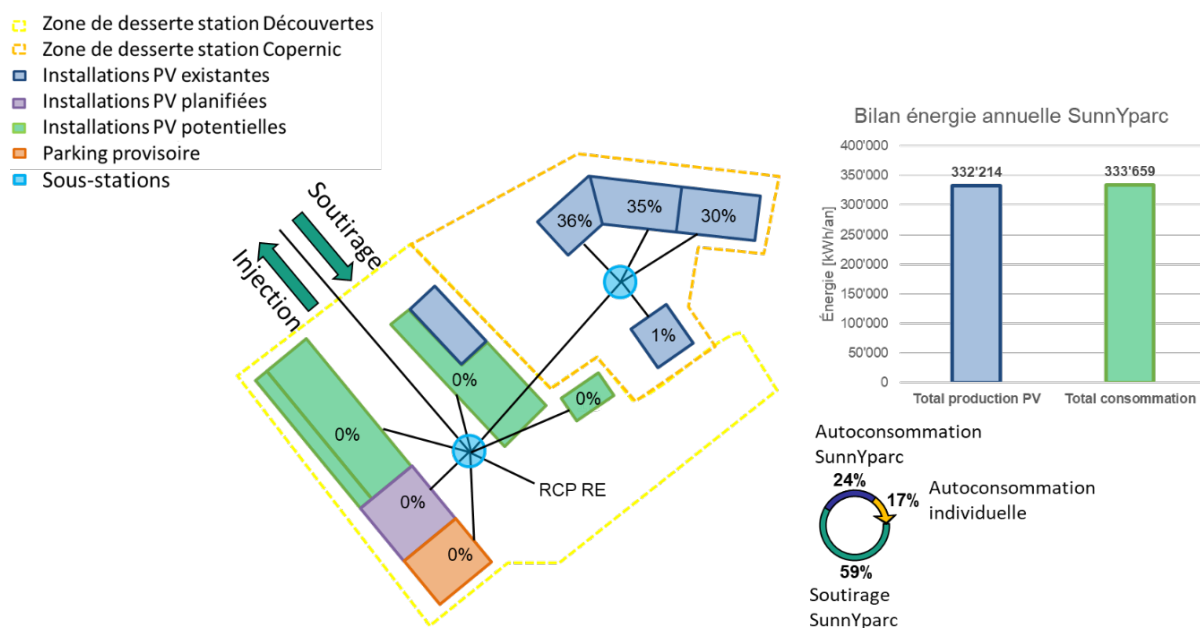


Figure 8 - taux de consommation propre sur le microréseau SunnYparc en l'état actuel

La Figure 8 détaille le bilan énergétique mensuel de la production PV, de la consommation du site et des échanges avec le réseau électrique. Les données du 19 août jusqu'au mois de décembre sont celles de 2021, alors que les données du 1^{er} janvier au 18 août sont celles de 2022. Cette information permet de mieux comprendre la plus faible consommation observée sur les mois d'août à novembre, qui s'explique par la fin des travaux sur le site et donc l'absence partielle de locataires. Depuis 2022, la consommation est relativement stable avec une valeur moyenne de 32 MWh/mois. Cette consommation relativement constante associée à des différences de production saisonnière du PV expliquent le taux de consommation propre limité.

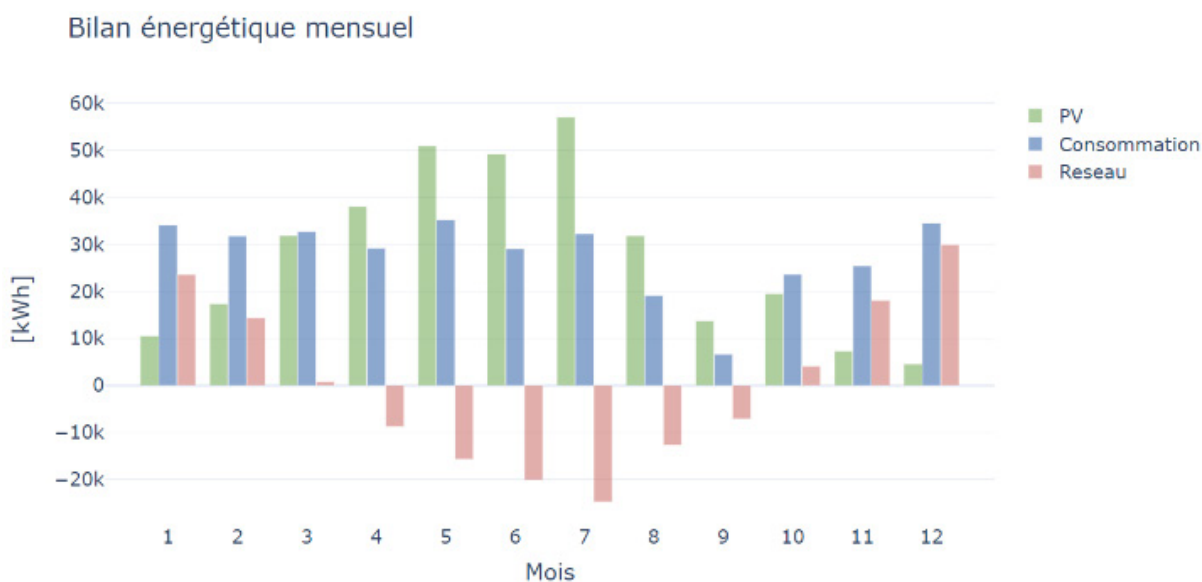


Figure 9 – bilan énergétique du site



La Figure 10 montre qu'en moyenne une surproduction PV estivale pourrait être utilisée pour la recharge des véhicules électriques à base d'énergie « locale ». La recharge pourrait ainsi contribuer à la valorisation de la production renouvelable locale.

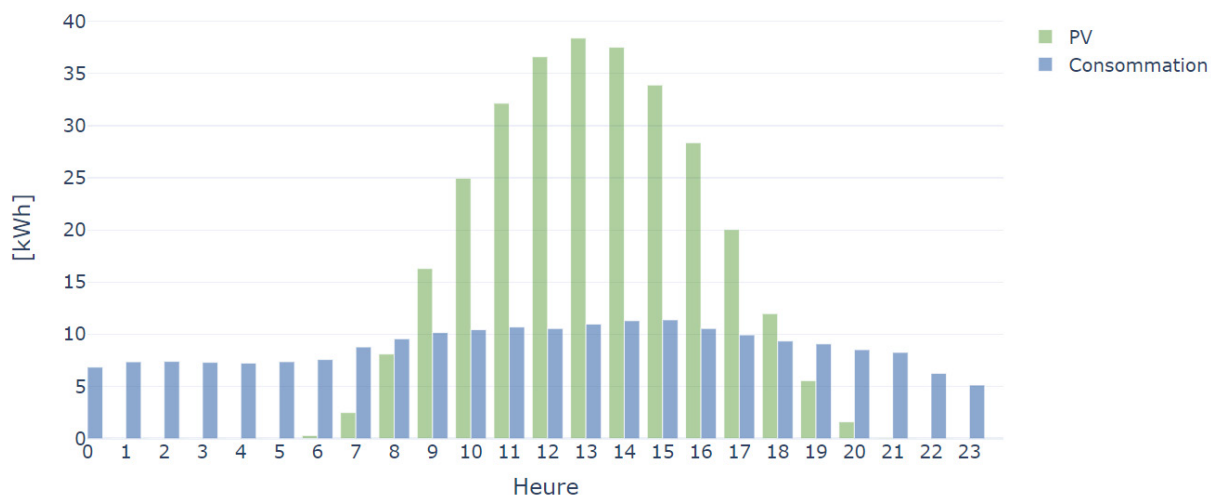


Figure 10 - production PV et consommation moyenne horaire entre mars et octobre

La Figure 11 montre qu'en moyenne la production PV entre 12h et 14h pendant la période hivernale est égale, voire supérieure, à la consommation du site. Cette production locale reste significative, par rapport à la consommation, durant les heures de bureau. Ces résultats confirment qu'il existe un potentiel tout au long de l'année pour la recharge intelligente des véhicules électriques sur le site.

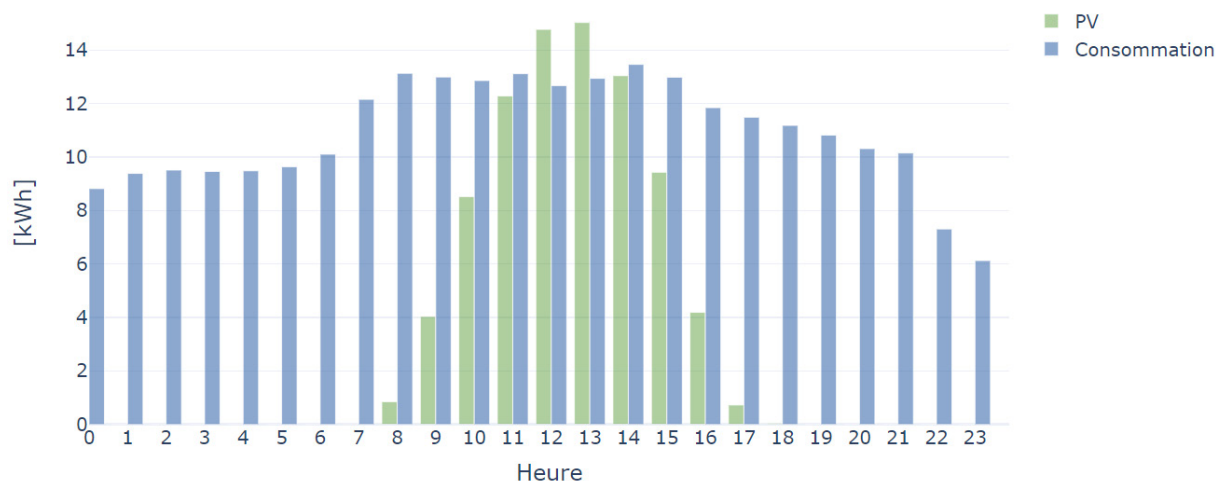


Figure 11 - production PV et consommation moyenne horaire entre novembre et février.



La Figure 11 illustre la production et la consommation avec un pas de temps de 15 minutes sur une semaine typique. La courbe de charge démontre que pendant certains jours, l'autoconsommation actuelle est déjà de 100% alors que d'autres jours, il existe un excédent de production. Cela signifie que la flexibilité journalière ne pourrait pas être utilisée tous les jours et que l'infrastructure de recharge serait parfois entièrement dépendante du réseau. L'utilisation de flexibilité hebdomadaire par exemple au moyens de batteries stationnaire serait une solution pour répondre au besoin de stockage hebdomadaire.

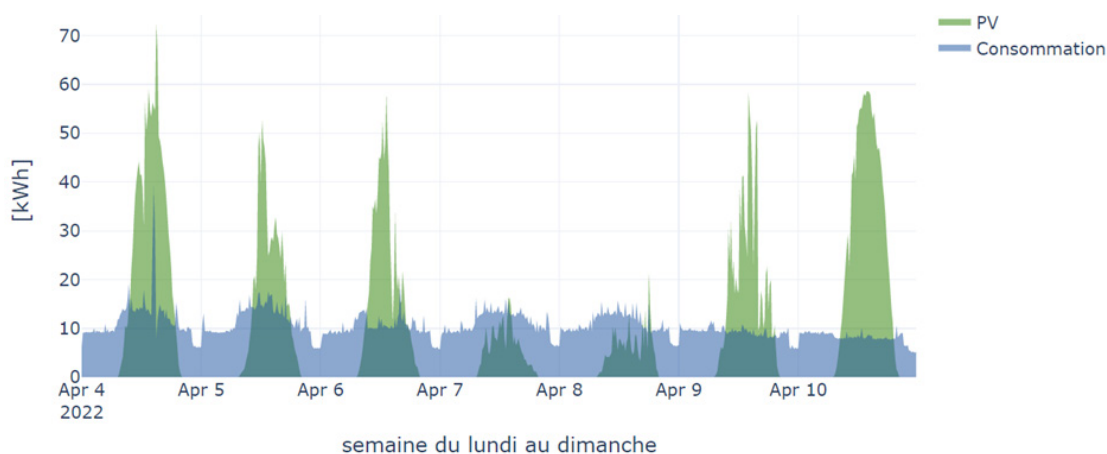


Figure 12 - production PV et consommation du site sur une semaine standard du lundi au dimanche

4.1.2 Estimation du modèle et des tarifications envisageables sur SunnYparc

Les premiers workshops économie ont permis de mettre à jour le projet à la suite des modifications du contexte énergétique. En effet, lors de la conception du projet, le contexte énergétique était relativement stable et certaines pistes de modèles économiques imaginés au début du projet ne s'appliquent plus avec un marché actuel subissant une grande volatilité des prix. Les points principaux impactant le projet sont :

I. La volatilité des prix de l'électricité sur le marché libre,

La volatilité des prix de l'électricité sur le marché libre a soulevé les risques liés au passage du marché de client captif au marché libre, en raison de l'incertitude sur l'évolution des prix. Par conséquent, l'intérêt de regrouper les clients du microréseau au sein d'un RCP, qui serait éligible au marché libre (consommation annuelle > 100'000 kWh) a été écarté du projet. À la place, une proposition de mise en place de communauté d'autoconsommation au niveau du MicroGrid a été jugée plus intéressante dans ce contexte étant donné que chaque client peut rester sur le marché qui lui convient tout en intégrant un regroupement de producteurs et consommateurs à l'échelle locale. Ce regroupement devrait permettre d'augmenter la part de consommation propre du microréseau et ainsi de se protéger en partie les participants de la volatilité des prix du marché. Un tel MicroGrid permettrait ainsi de rendre l'approvisionnement énergétique plus résilient tout en encourageant la production locale.

II. Fluctuation importante du tarif de reprise de l'électricité photovoltaïque,

Le tarif de reprise de l'énergie photovoltaïque a subi une forte fluctuation au niveau du marché pendant la durée du projet. De plus, aucune garantie sur les tarifs de reprise n'est disponible pendant la durée de vie d'une centrale photovoltaïque. Cela complexifie la prévision de rentabilité à long terme des installations photovoltaïques et pousse à trouver un modèle d'affaire plus pérenne et moins influencé par les marchés externes au microréseau. Dans ce contexte, la mise en place d'un MicroGrid permettrait de réduire la dépendance des modèles d'affaires des producteurs liée au tarif de reprise et ainsi d'encourager la production locale.



III. L'augmentation d'environ 30% des tarifs de l'électricité pour les clients captifs,

L'augmentation des tarifs de l'électricité n'est pas proportionnelle à l'augmentation du tarif de reprise. Cela signifie que le taux de consommation propre devient moins impactant pour assurer une bonne rentabilité financière des installations photovoltaïques. Cela impacte le modèle d'affaire du microréseau qui mise principalement sur l'écart entre le tarif d'achat et d'injection créé par les taxes et les frais d'acheminement pour valoriser la revente d'énergie en interne.

IV. L'augmentation des risques de pénuries d'électricité,

Dans un contexte énergétique en pleine crise, la stabilité du réseau et l'importance de l'énergie de réglage se trouvent d'autant plus importantes pour la gestion du réseau électrique. Dans ce contexte, le SEY perçoit de nouvelles opportunités pour exploiter le microréseau dans la gestion de ses achats d'énergie de réglage via la plateforme VGT. De plus, la mise à disposition d'énergie d'effacement prend de plus en plus d'importance pour le service réseau national auprès de Swissgrid.

I. Choix entre un RCP ou une CA à l'échelle de SunnYparc,

Il existe actuellement deux possibilités techniques pour mettre en place un microréseau à l'échelle locale. La première consiste à mettre en place un RCP, ce qui entraîne les contraintes suivantes :

- a. Un point de mesure est ajouté au niveau de la sous-station MT pour mesurer les échanges d'énergie avec le réseau en un seul point.
- b. Le microréseau doit avoir en sa possession le réseau électrique reliant les bâtiments sur sa zone de desserte. Afin d'éviter la mise en place d'un microréseau en parallèle du réseau électrique du GRD, le gestionnaire du microréseau peut devenir locataire du réseau électrique sur sa zone de desserte. Pour ce faire, le GRD établit un contrat de location du réseau à un tarif forfaitaire pour l'ensemble des câbles réseaux, la sous-station MT et la maintenance du microréseau.
- c. Le gestionnaire du microréseau peut justifier un volume d'énergie suffisant pour accéder au marché libre de l'électricité.
- d. L'ensemble des clients disposant d'un point de connexion situés sur la zone de desserte du microréseau doivent donner leur accord et se retrouvent captifs du RCP.

La seconde possibilité est la mise en place d'une communauté d'autoconsommation au niveau du microréseau, cette solution entraîne les spécificités suivantes :

- a. Un point de mesure virtuel est créé pour agréger les échanges d'énergie avec le réseau en un seul point.
- b. Le réseau électrique reliant les bâtiments sur sa zone de desserte reste propriété du GRD. Un timbre local de niveau 7 est mis en place par le GRD sur les échanges d'énergie entre les différents prosumers pour financer le réseau à l'échelle du microréseau.
- c. Le gestionnaire du microréseau ne peut pas accéder au marché libre de l'électricité.
- d. L'ensemble des clients disposant d'un point de connexion situés sur la zone de desserte du microréseau sont libres de rejoindre ou quitter la communauté d'autoconsommation à tout moment.

Le Tableau 1 permet de comparer les deux modèles d'affaire. D'un point de vue technico-commercial, la solution de communauté d'autoconsommation est favorisée par les partenaires dans le cadre du projet en raison de sa flexibilité et de sa simplicité de mise en place.



Modèle	Point d'interconnexion	Propriété du réseau	Financement du microréseau	Accès au marché libre	Intégration au microréseau
RCP	Physique	Gestionnaire microréseau (location)	Location	Oui	Contraignante
CA	Virtuel	Gestionnaire réseau de distribution	Timbre local de niveau 7	Flexible	Flexible

Tableau 1 – comparatif entre RCP et CA locale

4.1.3 Définition de la valeur de consigne du MicroGrid

D'un point de vue GRD, le MicroGrid est mis en place au Niveau 7 sur le réseau BT (Figure 14).

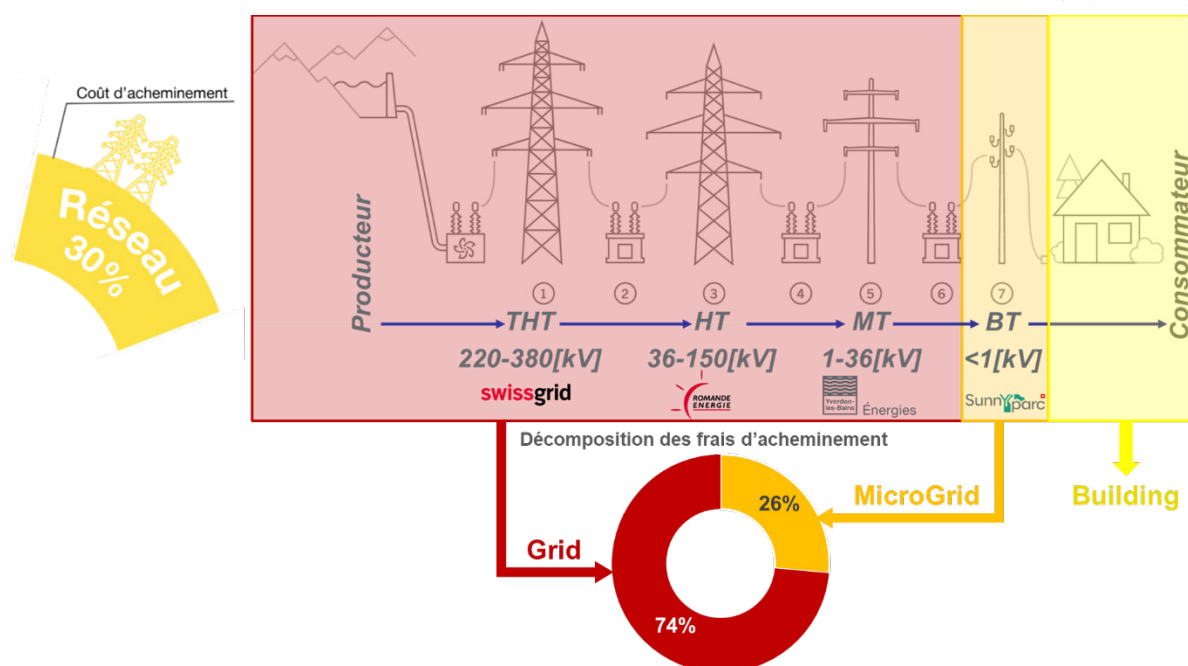


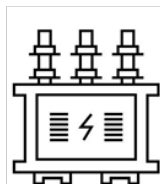
Figure 13 - définition des niveaux de timbres réseau (source : <https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/power-grid/grid-levels.html>)

L'objectif de la gestion locale est à la fois de maximiser l'autoconsommation et de préserver le réseau local pour éviter un renforcement du réseau induit par l'absence de gestion intelligente. Pour atteindre ces objectifs, il a été décidé de fixer la valeur de consigne du MicroGrid sur le niveau de charge de la sous-station MT/BT. Concrètement, la consigne idéale serait un niveau de charge nul, ce qui correspondrait à une autoconsommation totale de l'énergie au Niveau 7. Pour y parvenir, il est envisagé de mettre en place une tarification de l'énergie locale dynamique et incitative qui évolue en fonction du niveau de charge de la sous-station. Par ailleurs, il est prévu de rendre cette tarification dynamique accessible en temps réel pour que les charges pilotables et flexibles telles que les IRVE, pompes à chaleurs, batteries stationnaires et procédés industriels puissent être gérées de manière intelligente selon des règles de pilotages préétablies. Afin de rendre le système de tarification transparent pour le client, un interface client tel que présenté à la Figure 15 permettrait une visualisation simplifiée des conditions du MicroGrid. Le modèle tarifaire incitatif envisagé sera détaillé au chapitre 4.2.2.



Niveau de charge

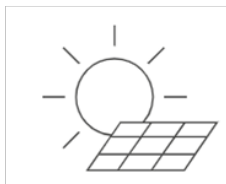
+40%



-100% ———— 0 ———— +100%

Tarif de vente

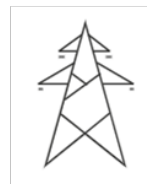
23.07 cts/kWh



20.00 ———— 0 ———— 23.91

Tarif d'achat

33.94 cts/kWh



30.87 ———— 0 ———— 34.78

Figure 14 - modèle d'interface client en temps réel pour le suivi de la tarification dynamique du MicroGrid

4.1.4 Mesure de la valeur de consigne

Le site de SunnYparc est équipé de deux sous-stations MT/BT dénommées « Découverte » et « Copernic » (Figure 16). La sous-station Copernic est équipée d'un transformateur de 1'250[KVA], elle est alimentée depuis Découverte. La sous-station Découverte est équipée de deux transformateurs 1'250[KVA] et un de 400[KVA] avec un emplacement de réserve pour un transformateur de 1'250[KVA]. Actuellement, le MicroGrid peut supporter une puissance maximale de 4'150[KVA] et pourrait être renforcé pour atteindre 5'400[KVA].

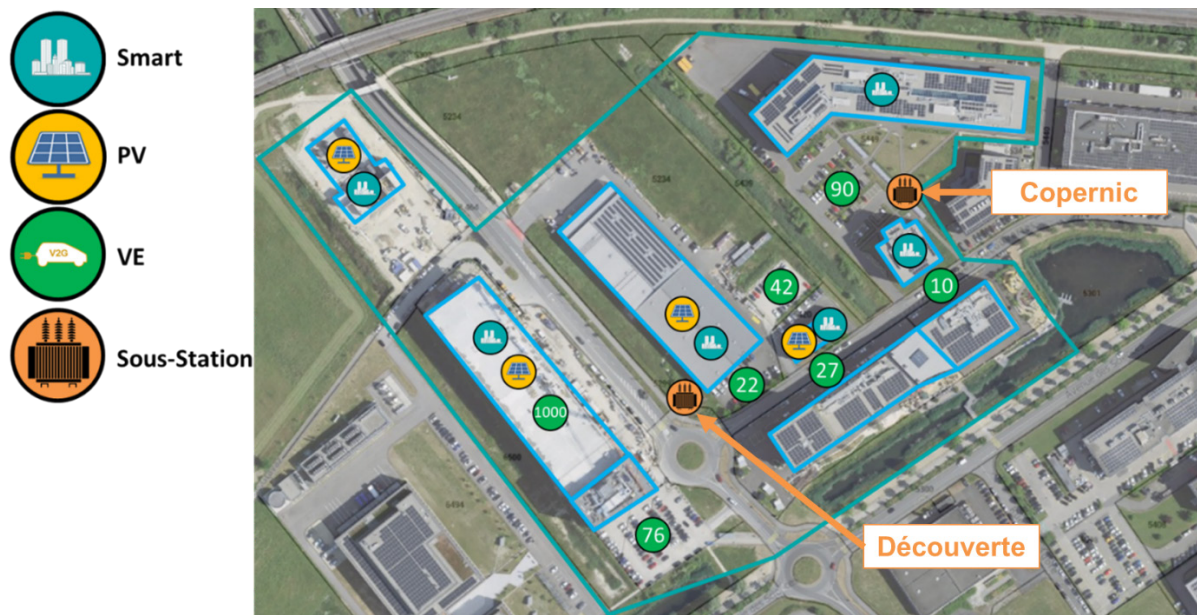
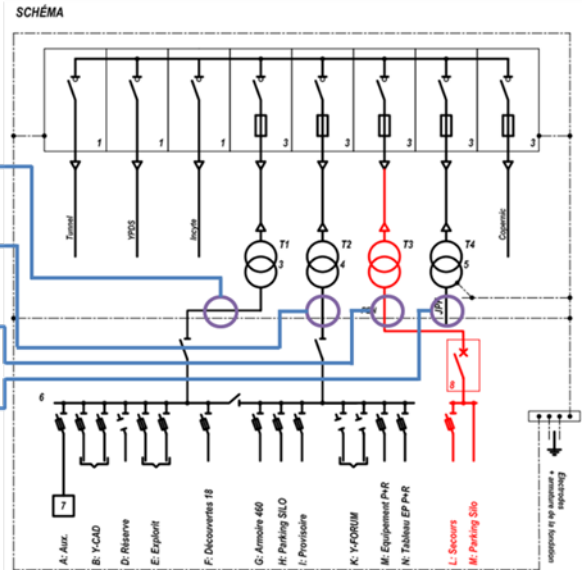
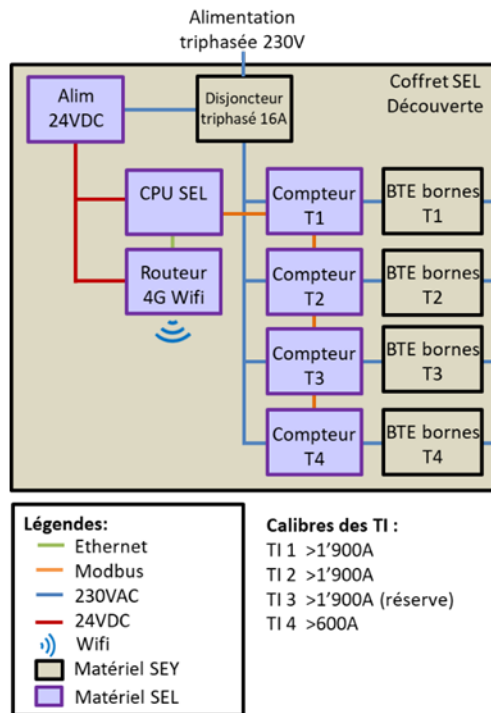


Figure 15 - situation géographique des sous-stations MT/BT et des gisements de flexibilité

Afin d'obtenir la valeur de consigne, il est nécessaire de mesurer la charge de chacun des transformateurs MT/BT (Figure 17) puis d'agréger les points de mesures pour obtenir le niveau de charge global de la zone de desserte.



Découverte



Copernic

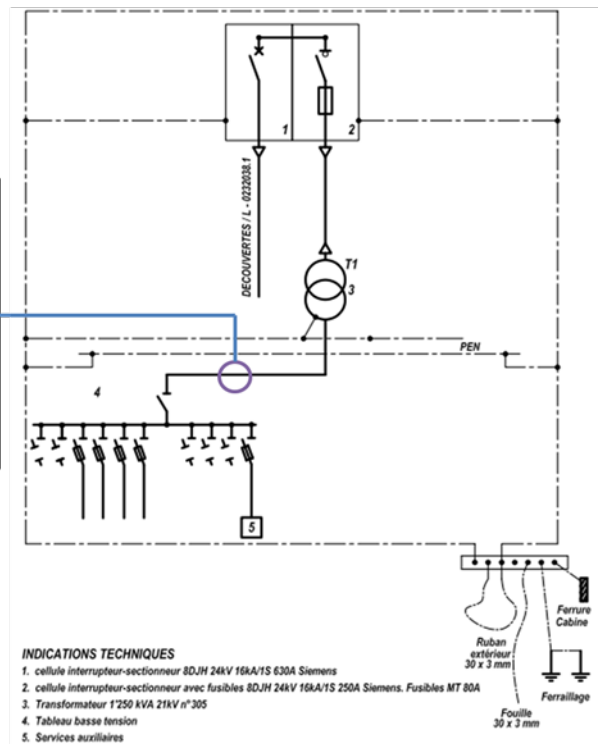
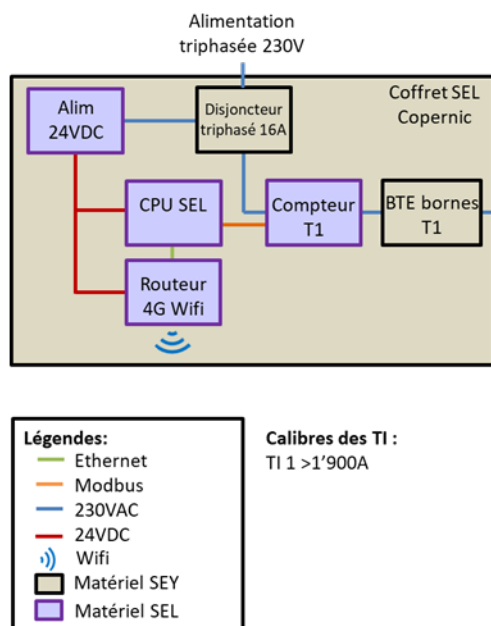


Figure 16 - schémas de principe de mesure des sous-stations MT/BT



4.1.5 Conceptualisation des communications entre composants du MicroGrid

La mise en place de l'installation se déroule en trois étapes, « Keep it simple », « Keep it local » et « Make it smart ». La première consiste à mettre en place des infrastructures de recharge classiques. Les deux autres étapes se construisent l'une après l'autre sur la base de la première pour arriver à l'installation finale lorsque la troisième phase est terminée.

Les tests de terrain ont permis de développer la partie Keep it Simple, pour laquelle les composants et flux suivants ont été mis en place :

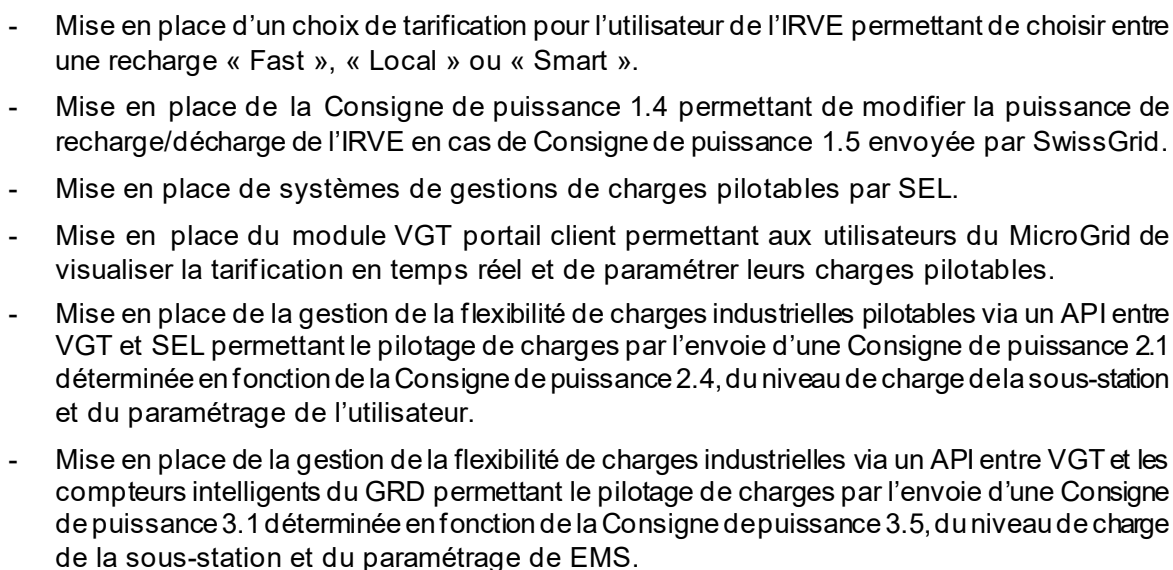
- Installation de l'IRVE composée de 25 points de recharges intelligents dont 5 points V2G
- Mise en place de la Consigne de puissance 1.1 dans le CNM d'EATON permettant de définir la limitation statique de l'IRVE en fonction des limitations de puissance définies par l'installation électrique. Ces valeurs sont définies à 80A pour la grappe de bornes 1 à 10, 80A pour la grappe de bornes 11 à 20 et 32A pour chacune des bornes V2G 21 à 25. Ces valeurs de consigne sont prioritaires sur les consignes de niveaux supérieures.
- Mise en place d'un Serveur SEL permettant de mesurer le niveau de charge de l'IRVE et de piloter les bornes EATON.
- Mise en place d'un API entre SEL et le CNM d'EATON.
- Mise en place de la Consigne de puissance 1.2 permettant de régler le niveau de charge des bornes à distance depuis les serveurs de SEL en envoyant des valeurs de consigne au CNM.
- Mise en place de l'e-MSP EVpass permettant au CPO de visualiser la consommation et l'état de fonctionnement de l'IRVE.
- Mise en place d'une politique de facturation « Fast » dans l'e-MSP à 45[cts./kWh] pour l'ensemble de l'IRVE.

L'étape Keep it Local a été en partie mise en place et nécessite les actions suivantes :

- Implémentation de la plateforme VGT et des API nécessaires pour la liaison avec les plateformes de l'EAE et du GRD.
- Remplacement de l'e-MSP evpass par l'e-MSP de VGT.
- Mise en place d'un choix de tarification pour l'utilisateur de l'IRVE permettant de choisir entre une recharge « Fast » ou « Local » dans l'e-MSP.
- Mise en place d'une mesure de la sous-station MT/BT par SEL pour connaître le niveau de charge du MicroGrid en temps réel.
- Mise en place de la Consigne de puissance 1.3 permettant de maximiser l'utilisation de l'énergie locale et de limiter la charge du MicroGrid.
- Envoi de la Consigne de puissance 1.3 au serveur de SEL pour ajuster la puissance de recharge de l'IRVE.

Finalement, l'étape Make it Smart une fois l'objectif Keep it Local atteint nécessiterait les actions suivantes :

- Définition du timbre local de niveau 7 par le GRD pour l'EMS.
- Mise en place d'une tarification locale dynamique définie par le niveau de charge de la sous-station MT/BT, incluant le timbre local de niveau 7.
- Mise en place du Module flexibilité de VGT pour faire le lien entre l'EMS et SwissGrid.
- Définition par l'EMS des plages horaires et des puissances de réglages disponibles pour du service réseau auprès de SwissGrid.



The diagram illustrates the E.ON ESCO architecture, organized into three main functional areas: 'Keep it simple', 'Keep it local', and 'Make it smart'.

Keep it simple (Green background):

- External Stakeholders:**
 - UTILISATEUR IRVE:** Interacts with the VGT Module e-Mobility (e-MSP) for charging points, receiving 'Consigne de charge' and 'Cockpit', and sending 'Choix de tarification' and 'Facturation'.
 - UTILISATEUR Industriel:** Interacts with the VGT Module Portail Client for 'Tarification en temps réel', 'Facturation', and 'Paramétrage de charge flexible'.
- Internal Systems:**
 - EATON Point de recharge (IRVE):** Receives 'Consigne de puissance 1.1 Puissance délivrée' and sends 'Puissance délivrée' to the EATON Charging Network Manager (CNM).
 - EATON Charging Network Manager (CNM):** Receives 'Consigne de puissance 1.2 Puissance délivrée' and sends 'Activation de la charge' to the VGT Module e-Mobility (e-MSP).
 - SEL Gestion de la recharge:** Receives 'Consigne de puissance 1.3' and sends 'Choix de tarification' to the VGT Module e-Mobility (e-MSP).
 - VGT Module e-Mobility (e-MSP):** Receives 'Consigne de charge' and 'Cockpit' from the UTILISATEUR IRVE, and sends 'Choix de tarification' and 'Facturation' to the UTILISATEUR IRVE. It also receives 'Consigne de puissance 1.2 Puissance délivrée' from the EATON CNM and sends 'Activation de la charge' to the EATON CNM.
 - SEY Charging Point Operator (CPO):** Receives 'Consigne de puissance 1.3' and sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Consigne de puissance 1.3' and sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).

Keep it local (Orange background):

- Internal Systems:**
 - SEL Mesure station MT/BT:** Sends 'Courbes de charge Sous-station' to the VGT Plateforme.
 - VGT Plateforme:** Receives 'Consigne de puissance 1.3' and sends 'Courbes de charge au % d'heure' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Courbes de charge au % d'heure' and sends 'Données clients' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Données clients' and sends 'Données à agréger' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Données à agréger' and sends 'Données SmartMeters' to the SEY Meter Data Management (MDM).
 - SEY Meter Data Management (MDM):** Receives 'Données SmartMeters' and sends 'Données consommation /production' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Données consommation /production' and sends 'Données à agréger' to the SEY Energy Data Management (EDM).

Make it smart (Pink background):

- Internal Systems:**
 - SEL Gestion charge Industrielle:** Sends 'Consigne de puissance 2.1' to the VGT Module Portail Client.
 - VGT Module Portail Client:** Receives 'Consigne de puissance 2.1' and sends 'Tarification dynamique' to the VGT Module Flexibilité.
 - VGT Module Flexibilité:** Receives 'Tarification dynamique' and sends 'Consignes de puissance 1.4/2.3/9.4' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Consignes de puissance 1.4/2.3/9.4' and sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Fourniture énergie Locale' and sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).

External Stakeholders:

- UTILISATEUR Industriel:** Interacts with the VGT Module Portail Client for 'Tarification en temps réel', 'Facturation', and 'Paramétrage de charge flexible'.
- Swissgrid:** Receives 'Consignes de puissance 1.5/2.4/3.5' and 'Courbes de charge au % d'heure' from the SEY Energy Data Management (EDM).
- Swissgrid:** Sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).

SEY (EAE) and SEY (GRD) Sections:

- SEY (EAE):**
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Consigne de puissance 1.3' and sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).
 - SEY Energy Data Management (EDM):** Receives 'Fourniture énergie Locale' and sends 'Fourniture énergie Locale' to the SEY Energy Data Management (EDM).
- SEY (GRD):**
 - SEY Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD):** Receives 'Consigne de puissance 3.2' and sends 'Tarification timbre local N7' to the SEY Head-End System (HES).
 - SEY Head-End System (HES):** Receives 'Consigne de puissance 3.2' and sends 'Consigne de puissance 3.1' to the SEY SmartMeters (SM).
 - SEY SmartMeters (SM):** Receives 'Consigne de puissance 3.1' and sends 'Données SmartMeters' to the SEY Meter Data Management (MDM).

Figure 17 - modélisation des flux de données



Concernant les consignes de puissances, la priorité est toujours donnée à la consigne la plus proche de la charge pilotable. Par exemple la consigne 1.1 sera prioritaire sur la consigne 1.2 qui sera elle-même prioritaire sur la consigne 1.3, etc. Parmi les consignes, il faut distinguer les trois catégories suivantes :

- **Consignes 1.1 à 1.5** : permet la gestion des IRVE en fonction du choix de tarification de l'utilisateur, de la charge de la sous station et des demandes du marché de la flexibilité SwissGrid.
- **Consignes 2.1 à 2.4** : permet la gestion de charges pilotables diverses en fonction du paramétrage de la charge par le client, de la charge de la sous station et des demandes du marché de la flexibilité SwissGrid.
- **Consignes 3.1 à 3.5** : permet la gestion de charges pilotables en fonction du choix de tarification de l'utilisateur, en fonction du paramétrage de la charge par le EMS du MicroGrid, de la charge de la sous station et des demandes du marché de la flexibilité SwissGrid.

4.1.6 Méthodologie de comptage pour les CA et RCP avec solution de stockage

Dans le cadre du Mantelerlass détaillé au point 4.2.1, la modification de la LApEI, art. 14, al. 4, let. a, permet aux exploitants de solution de stockage de demander au GRD un remboursement du timbre réseau pour la quantité d'énergie réinjectée dans le réseau après avoir été soutirée de celui-ci. Si la mise en place de ce modèle est relativement simple en l'absence de production propre traitée par la LApEI, art. 14, al. 1, let. b, il devient complexe dans le cadre d'une CA ou RCP. Dans ces cas de figure, il est nécessaire de différencier l'énergie stockée issue de la production propre à celle soutirée du réseau. Pour y parvenir, il faut premièrement mettre en place un compteur bidirectionnel propre aux solutions de stockage, que celui-ci soit installé par le GRD dans le cadre d'une CA ou l'EMS dans le cadre d'une RCP. Deuxièmement, il faut mettre en place un décompte de l'énergie soutirée du réseau pour alimenter la batterie et de celle soutirée de la batterie pour alimenter le réseau. Finalement, le timbre peut être remboursé pour la valeur minimale des deux valeurs. Le modèle de calcul proposé permet de garantir le remboursement du timbre uniquement pour la part d'énergie utilisée pour du service réseau et exclut un remboursement de l'énergie stockée pour l'autoconsommation PV ou injectée directement depuis la production PV (Figure 19). Par analogie, le modèle de calcul s'applique également à l'échelle du MicroGrid (Figure 20). À noter que ce modèle pourrait également être utilisé pour les GO issues des batteries.

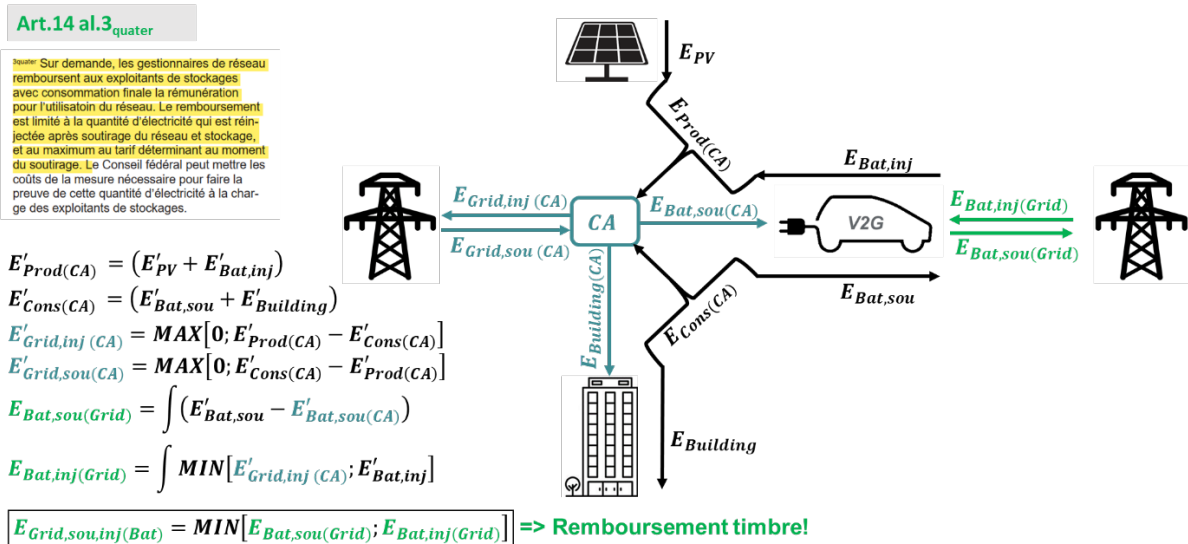


Figure 18 - modèle de calcul proposé pour le remboursement du timbre réseau au niveau "Building"



Art.14 al.3^{quater}

Sur demande, les gestionnaires de réseau remboursent aux exploitants de stockages avec consommation finale la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le remboursement est limité à la quantité d'électricité qui est réinjectée après soutirage du réseau et stockage, et au maximum au tarif déterminé au moment du soutirage. Le Conseil fédéral peut mettre les coûts de la mesure nécessaire pour faire la preuve de cette quantité d'électricité à la charge des exploitants de stockages.

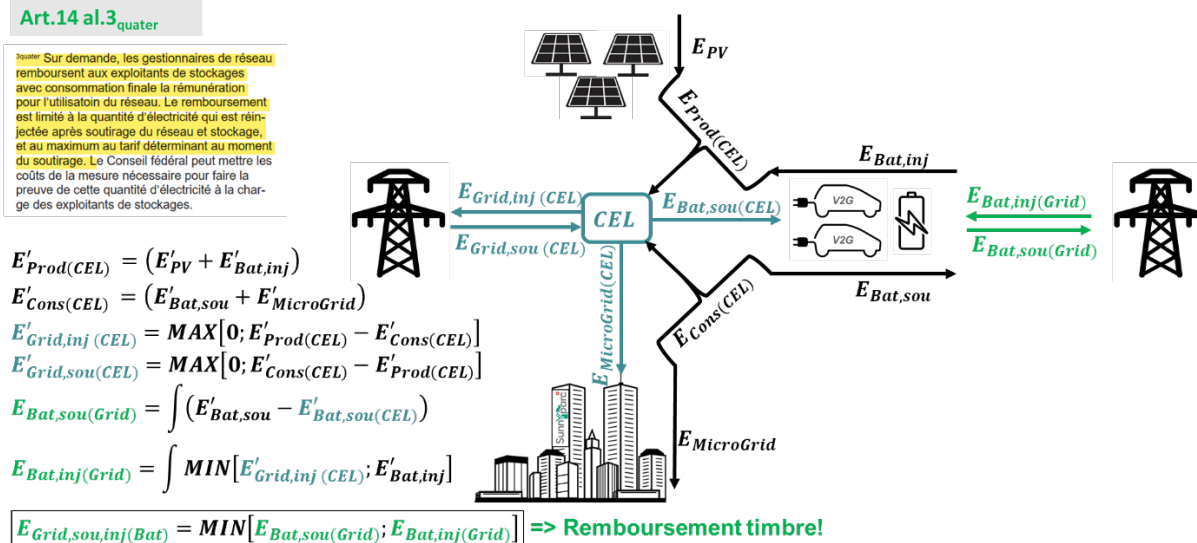


Figure 19 - modèle de calcul proposé pour le remboursement du timbre réseau au niveau "MicroGrid"

4.1.7 Mise à jour des bornes AC et communication bornes EATON - SEL

Fin avril, la mise à jour progressive des bornes s'est faite à distance. Début mai, les équipes SEL et EATON se sont retrouvées sur le site de SunnYparc pour effectuer les premiers tests de communication suivant cette mise à jour. Il a été nécessaire d'ajouter l'IP de l'EMS sur la WhiteList des chargeurs. Cette étape est indispensable pour des raisons de cybersécurité. Pour le reste, la communication s'effectue comme décrit dans la Modbus Map partagée dans le rapport précédent.

Cette mise à jour permet notamment quelques améliorations nécessaires au projet SunnYparc:

- amélioration de la stabilité et de l'intégration en réseau (jusqu'à 50 bornes)
- priorisation de la charge sur certains chargeurs (use case : service premium)
- support de la connexion avec l'EMS (Energy management system)
- load balancing pour équilibrer la charge entre différents véhicules selon l'énergie disponible
- Pilotage à distance facilité (remote shut-off, recovery en cas de coupure de courant, test de cybersécurité)
- Connexion Master / Node sans fil (limitation à 5 nodes en wifi)

4.1.8 Mise en place du protocole de communication SEL – VGT

La communication entre SEL et VGT se fait via une API :

- VGT a accès à l'API de SEL.
- Chaque point de mesure télélevé par SEL possède sa propre UUID (Universal Unique Identifier). Un point de mesure peut par exemple être un compteur électrique ou une borne de recharge.
- VGT peut avec cette UUID obtenir différentes valeurs associées au point de mesure afin de les intégrer dans leur application.

Avec cette méthode, VGT peut ainsi avoir une vision détaillée de l'état du microréseau.



4.1.9 Défis liés au déploiement du V2G

En général, la fonctionnalité V2X, ou BPT (transfert de puissance bidirectionnelle), se décline principalement en :

- V2L (vehicle to load)
- V2H (vehicle to home)
- V2G (vehicle to grid)

Dans le cadre de Sunnyparc, l'attention est portée à la déclinaison V2G, permettant de communiquer de l'énergie de la batterie d'un véhicule électrique vers le réseau. L'implémentation de cette fonctionnalité nécessite une communication entre l'infrastructure de recharge, la voiture, ainsi que le réseau. Ces interfaces de communications sont brièvement résumées dans le Tableau 2.

Interface entre l'infrastructure de recharge et ..	Interface de communication	Standard associé	Note
.. le réseau	Grid codes	EN-50549-1	Standard commun Europe. Addendum spécifique pour Allemagne, RU, International, etc..
.. le véhicule	CHAdeMO	CHAdeMO	Standard japonais, principalement présent en Suisse sur la Nissan Leaf
	CCS	ISO15118	Interface très majoritaire sur le marché Européen

Tableau 2 – résumé des interfaces de communication

Chacune des interfaces de communication avec le véhicule correspond à un développement spécifique. Le CHAdeMO a l'avantage de communiquer nativement avec la voiture (via CAN), rendant l'implémentation V2G plus simple. Une fois l'implémentation V2G CHAdeMO réalisée, celle-ci doit être certifiée pour ne pas rendre caduque la garantie des voitures l'utilisant. Malheureusement, la dynamique du CHAdeMO en Europe est à la décroissance, et les organismes aptes à effectuer cette certification sont rares. Cette interface tendant à s'effacer du paysage de l'électro mobilité Européen, les développements effectués sur cette technologie offrent un faible potentiel de réplication.

Bien que largement majoritaire sur le marché, le CCS nécessite de son côté l'implémentation du standard spécifique ISO15118-20 pour réaliser la fonctionnalité V2G. Via ce standard, la voiture communique en PLC (power line communication) avec l'infrastructure de recharge.

La voiture établit alors une connexion sécurisée communiquant des données cryptées (certificats d'identification, Smart Contract etc..) qui sont ensuite partagés avec une Public Key Infrastructure (PKI) qui vérifie l'intégrité et l'authenticité du véhicule et des messages qu'il transmet. Cette infrastructure en ligne demande une mise à niveau des différents acteurs de cet écosystème (véhicule, infrastructure de recharge, Backend), qui reste pour le moment au stade d'initiation.

Il est ainsi difficile encore aujourd'hui de trouver des véhicules/infrastructures de recharge/Backend capables de réaliser du V2G standardisé (ISO15118-20). Il ne semble pour le moment pas non plus exister à ce jour d'organisme capable de certifier ISO15118-20, le standard, bien que publié, ne faisant pas encore consensus et étant en cours d'amendement.

La généralisation de l'ISO15118-20 parmi les acteurs de cet écosystème prend donc du temps, et des démonstrations de V2G émergent parallèlement dans des écosystèmes fermés, souvent sur la base du standard ISO15118-2, customisé lors de partenariat exclusifs entre acteurs automobiles, de bornes de recharges, et de Backend. Ces démonstrations ne fonctionnent qu'avec les équipements des acteurs de ces partenariats, et la compatibilité est donc généralement non-standard et exclusive. À nouveau, ce type de démonstration offre un faible potentiel de réplication.



La flexibilité du Microgrid a été testée en utilisant le protocole CHAdEMO, qui est déjà disponible. Pendant le projet, des solutions de transition ont été explorées pour tester la bidirectionnalité avec CCS Combo, en attendant l'établissement des normes internationales pertinentes, notamment l'ISO 15118-20.

4.2 Economique et légal

4.2.1 Évolution du cadre légal

Le Mantelerlass a été accepté par le peuple en juin 2024, un premier paquet de modification des ordonnances de la LEne et de la LApEl est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2025, un second paquet d'ordonnances entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2026. Le projet SunnYparc se voulant répliquable, il a été jugé important de prendre en compte les nouveautés légales mises en places et attendues.

Cependant, les détails spécifiques définis dans les ordonnances sont parvenus au mois de novembre 2024 pour le premier paquet et au mois de février 2025 pour le second paquet. L'entrée en vigueur de ces modifications dans une phase avancée du projet a complexifié la vision stratégique du projet. Les modifications des ordonnances pourraient potentiellement simplifier ou complexifier ce qui était initialement prévu, nous avons identifié quelques changements clés qui pourraient impacter le projet SunnYparc tel qu'envisagé :

- Les tarifs d'utilisation du réseau devront encourager une exploitation stable et sûre du réseau, ce qui alignerait notre modèle de tarification avec ces nouvelles exigences ;
- La modification du système de tarification de reprise de l'énergie photovoltaïque, qui devrait provoquer une réduction importante du tarif de reprise par l'EAE et par conséquent encourager la mise en place de MicroGrid avec maximisation d'autoconsommation ;
- L'absence de rémunération pour l'utilisation du réseau pour les installations de stockage sans consommation finale devrait augmenter la rentabilité du stockage stationnaire et permettre une son intégration dans le modèle d'affaire envisagé ;
- Les remboursements possibles pour l'utilisation du réseau dans le cas des installations de stockage avec consommation finale pourraient augmenter la rentabilité de technologies telles que le V2G et les batteries stationnaires privées ;
- La possibilité pour les consommateurs finaux et les producteurs d'électricité renouvelable de se regrouper en RCPv au niveau du point de dérivation du réseau électrique devrait permettre d'étendre le périmètre des CA possibles dans le cadre du projet et permettre une meilleure rentabilité liée à la réduction des frais de réseau.
- La possibilité pour les consommateurs finaux et les producteurs d'électricité renouvelable de se regrouper en communautés électriques locales pourrait permettre la création d'une CEL au niveau de la zone de desserte de SunnYparc, sous réserve des conditions fixées par le Conseil fédéral.
- Les membres d'une communauté électrique locale pourraient bénéficier d'un tarif d'utilisation du réseau réduit, pouvant atteindre une réduction maximale de 40% des frais d'acheminement. Dans le cas de SunnYparc, la réduction du timbre réseau pourrait atteindre 20%.

Le nouveau cadre légal permettrait ainsi de mettre en place la structure de MicroGrid présentée à la Figure 21, composée de 4 CA élargies incluses dans une CEL de niveau 7.

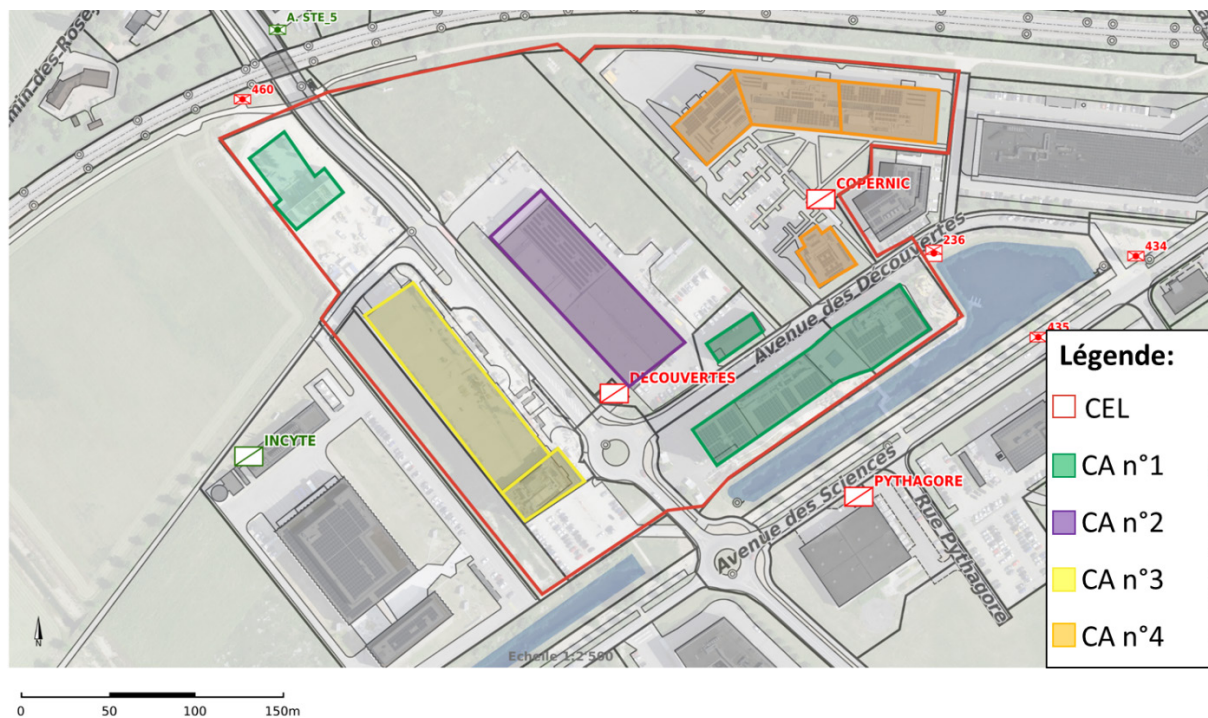


Figure 20 - adaptation du projet SunnYparc au nouveau cadre légal avec la possibilité de CA élargies et de CEL

4.2.2 Modèles de tarification

L'on retrouve trois niveaux au sein du MicroGrid, ces trois niveaux ont chacun leurs propres politiques de facturation :

1. **Building** : politique de facturation privée définie par la mise en place de RCPv ou CA élargie. Le réseau de distribution n'est pas utilisé.
2. **MicroGrid** : politique de facturation définie par l'EMS au niveau local (niveau 7) par la mise en place d'une CEL, un modèle de tarification dynamique est proposé dans le cadre du projet SunnYparc pour réduire les frais de renforcement du réseau en incitant à l'autoconsommation.
3. **Grid** : politique de facturation avec un tarif fixe définie par l'EAE locale chaque année.

Au niveau Building, il existe également des charges flexibles « Flex » qui se retrouvent aussi bien sous la forme de charges pilotables que de capacités de stockages. Ces charges flexibles peuvent participer à la fois au niveau de la stabilité du MicroGrid et au niveau du maintien du Grid par agrégation de charges. Par conséquent, il existe différents flux et catégories de producteur/consommateurs définis dans le cadre du projet (Figure 22).

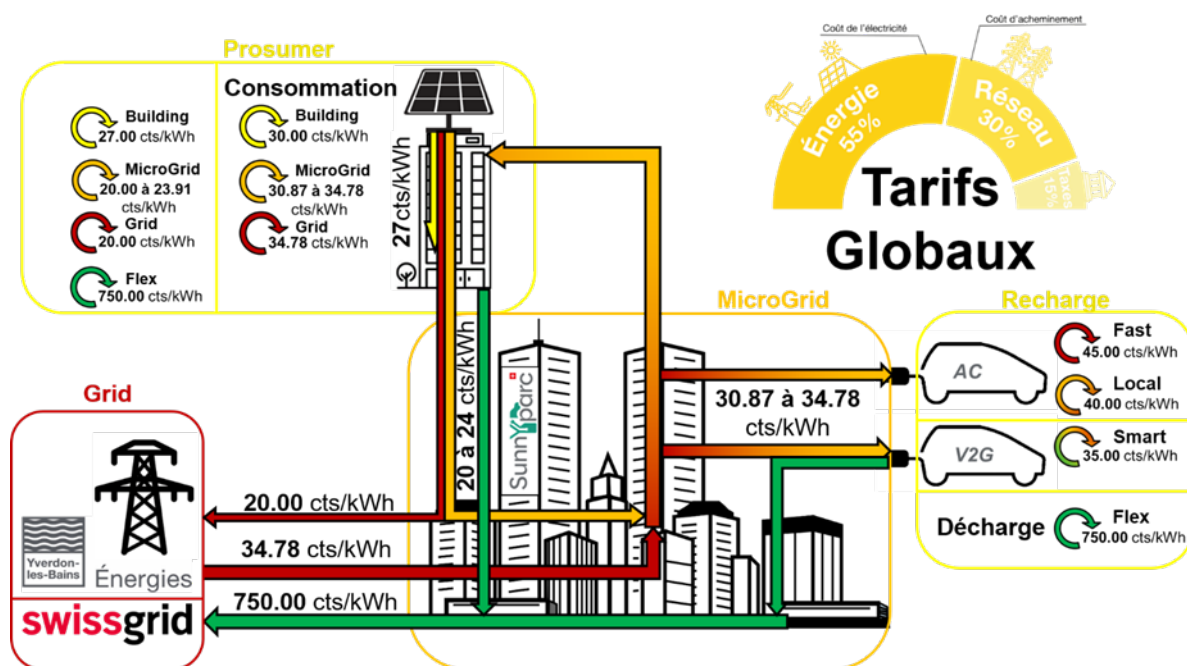


Figure 21 - flux et tarifs des différents niveaux du réseau

Le modèle de tarification du MicroGrid a été revu pour être en adéquation avec le cadre légal actuel, notamment celui du Mantelerlass et des SandBox réglementaires. La tarification dynamique, peut-être mise en place en rendant les frais de l'énergie et/ou du réseaux variables, les abonnements compteurs et les taxes sont quant à eux fixes (Figure 23).

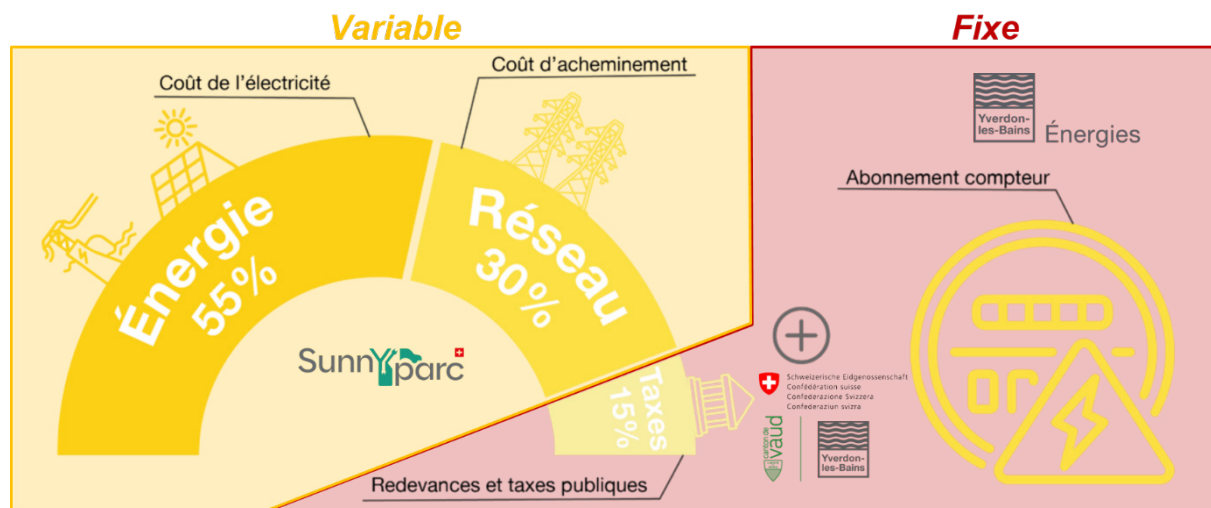


Figure 22 - composantes des frais d'approvisionnement en électricité

Il existe deux modèles de tarifications distincts en fonction du statut de producteur et/ou consommateur :

1. **Tarif de reprise** avec un tarif de revente minimal déterminé par le tarif de reprise de l'EAE. Ce tarif est composé uniquement du tarif de reprise de l'énergie.
2. **Tarif d'achat** avec un tarif d'approvisionnement maximal déterminé par le tarif d'achat auprès de l'EAE. Ce tarif est composé des différentes taxes sur l'électricité, des frais de gestion du MicroGrid, des frais de réseau de niveau 7 et de l'énergie au tarif de reprise.



Comme défini au point 4.1.3, la valeur de consigne est fixée sur le niveau de charge de la sous-station MT/BT. Dans un premier temps, il est envisagé de mettre en place une tarification dynamique uniquement pour l'énergie (Figure 24). Dans un deuxième temps, il serait envisageable de mettre en place une tarification dynamique du réseau. Les modalités précises pour ce faire restent encore à déterminer

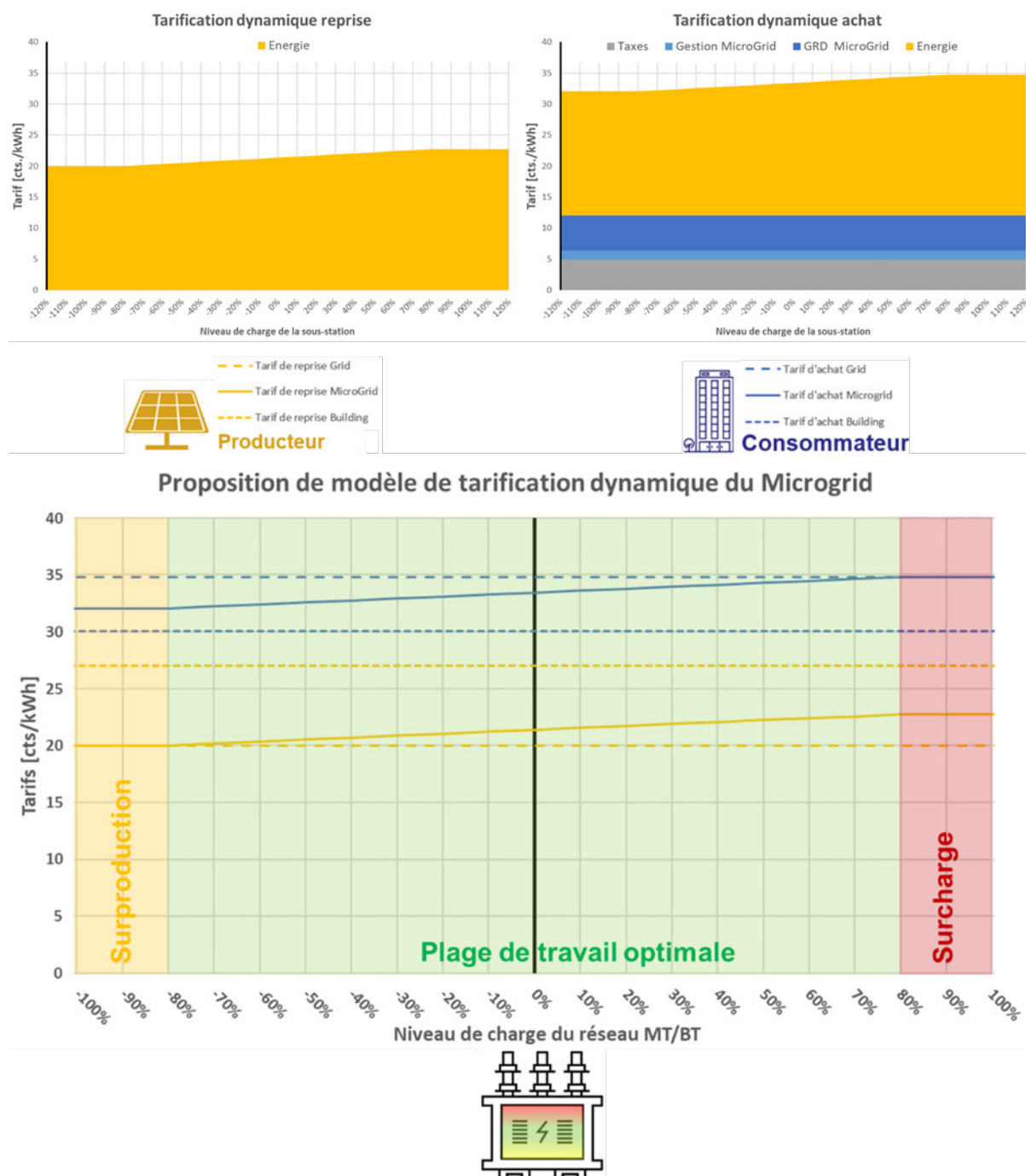


Figure 23 - modèle de tarification dynamique envisagé pour la tarification MicroGrid



4.2.3 Application du modèle de tarification

La sous-station MT/BT située sur le site de SunnYparc est capable de supporter 4'150[KVA], ce qui est actuellement suffisant pour assurer le fonctionnement du réseau. Toutefois, le parc industriel est en pleine expansion et la charge de la sous-station devrait passablement augmenter ces prochaines années avec la mise en exploitation d'un parking, d'un bâtiment multi usages (restauration, établissement médical, laboratoire et hôtel), d'une centrale de chauffage à distance et l'agrandissement de halles industrielles. L'IRVE planifiée dans le cadre du projet SunnYparc pourrait représenter à lui seul jusqu'à 27% de la charge du réseau. En attendant le développement du parc, il est envisagé de fixer les limites hautes et basses de la tarification dynamique à $\pm 5\%$ afin de rester dans la zone de travail actuelle de la sous-station (Figure 25) et de mesurer l'influence de cette incitation sur le niveau de charge du MicroGrid.

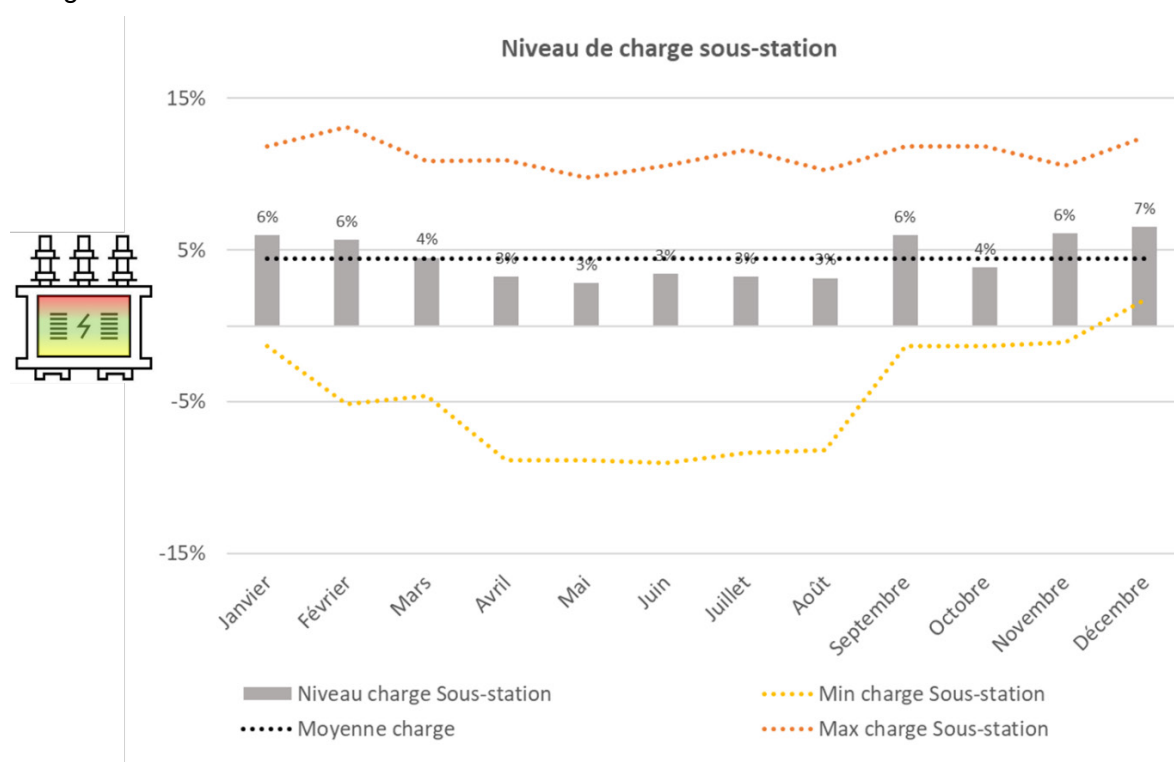


Figure 24 - niveau de charge actuel de la sous-station du MicroGrid

Actuellement, 80% de l'énergie produite est autoconsommée localement sur le site de SunnYparc dont 37% est autoconsommée au niveau Building. Les 43% d'autoconsommation locale sont actuellement revendus à l'EAE qui la revend à ses clients en appliquant l'entier des frais de réseau. Le projet SunnYparc, permettrait de valoriser ces 43% en réduisant les frais de réseau, quant aux 20% restants, ceux-ci pourraient être valorisés par le biais d'une augmentation de l'autoconsommation via de la gestion intelligente et des tarifs dynamiques incitatifs. Au final, le potentiel d'autarcie théorique de la zone est actuellement de 27% (Figure 26).

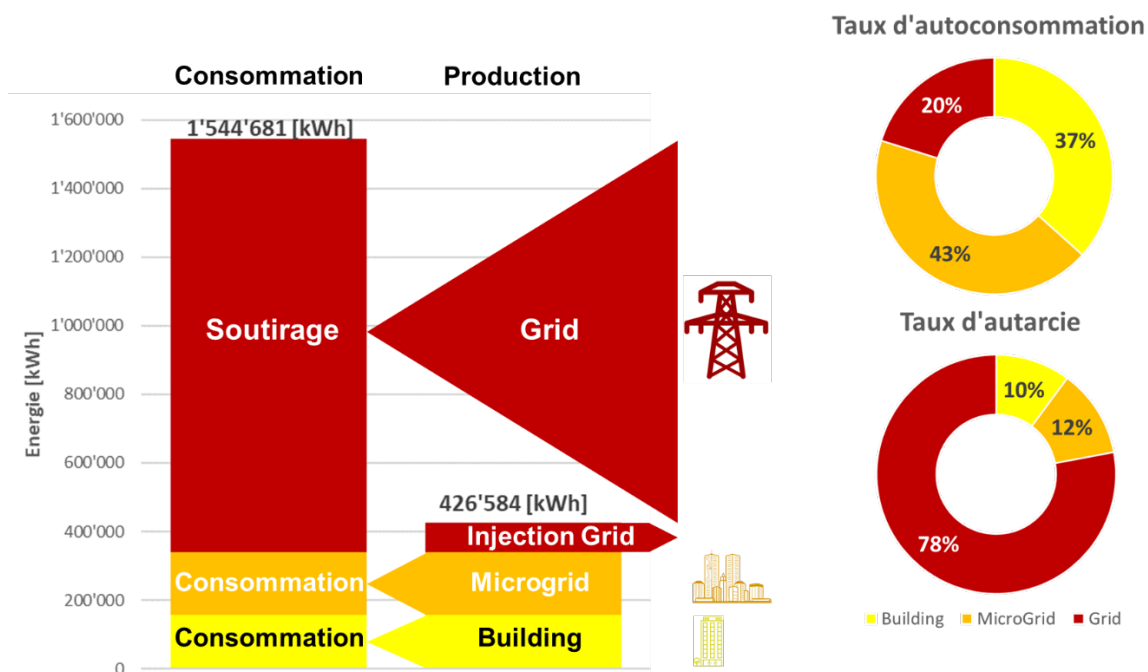


Figure 25 - taux d'autoconsommation et d'autarcie du MicroGrid en 2022

Economiquement parlant, la mise en place du MicroGrid pourrait représenter un gain moyen de 5% pour les producteurs et une réduction moyenne de 0.6% de la facture d'électricité des consommateurs. Ces valeurs pourraient évoluer à la hausse en cas d'augmentation de la part d'autoconsommation et d'augmentation de la part de production (Figure 27).

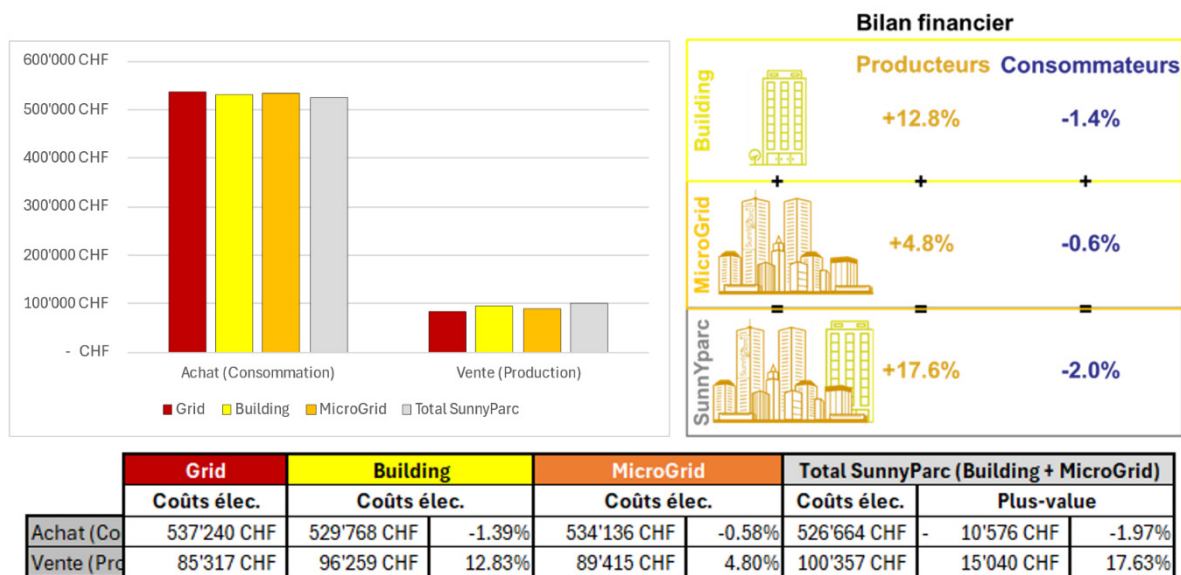


Figure 26: Evaluation de l'impact économique du MicroGrid en 2022



5 Évaluation des résultats obtenus

5.1 Suivi des utilisateurs

L'e-MSP permet au CPO de suivre l'utilisation de l'infrastructure de recharge. Un bilan a ainsi pu être obtenu pour la durée de fonctionnement de l'IRVE. Au total, c'est 617 utilisateurs différents qui ont sollicité l'infrastructure de recharge dont 35 l'ont utilisée plus de 10 fois en une année. Le bilan mensuel démontre qu'en moyenne 57 utilisateurs ont utilisés l'IRVE de manière mensuelle dont en moyenne 27 utilisateurs qui l'ont sollicitée plus d'une fois par mois (Figure 28).

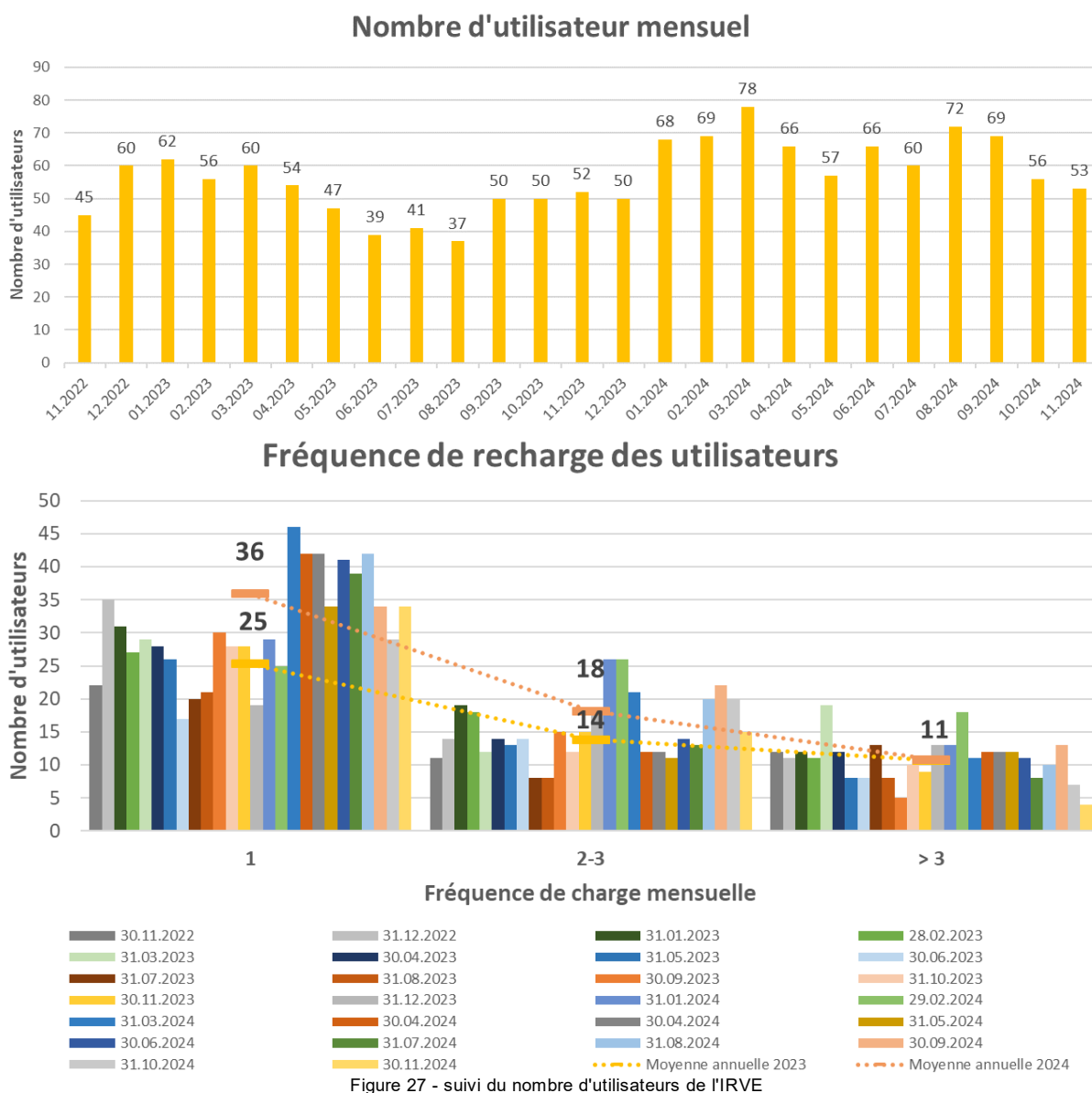


Figure 27 - suivi du nombre d'utilisateurs de l'IRVE

Le volume d'énergie distribuée est en moyenne de 3'310[kWh] par mois. Au mois de mai 2023, un creux de consommation a eu lieu en raison de l'augmentation du tarif de vente de l'électricité qui a passé de 35[cts./kWh] à 45[cts./kWh], cette augmentation était nécessaire en raison de l'augmentation des tarifs de l'électricité au 1^{er} janvier 2023.



Toutefois, le volume d'énergie distribué a retrouvé une tendance à la hausse avec 3'200[kWh] au mois d'octobre 2023. Si la recharge AC est sollicitée de manière stable avec en moyenne 42[kWh] délivrés quotidiennement en 2023, contre 51[kWh] en 2024, la recharge DC a subi une hausse en passant de d'une moyenne quotidienne de 62 à 113[kWh] en l'espace d'une année. Cela démontre la préférence des utilisateurs pour la recharge DC à tarif égal.

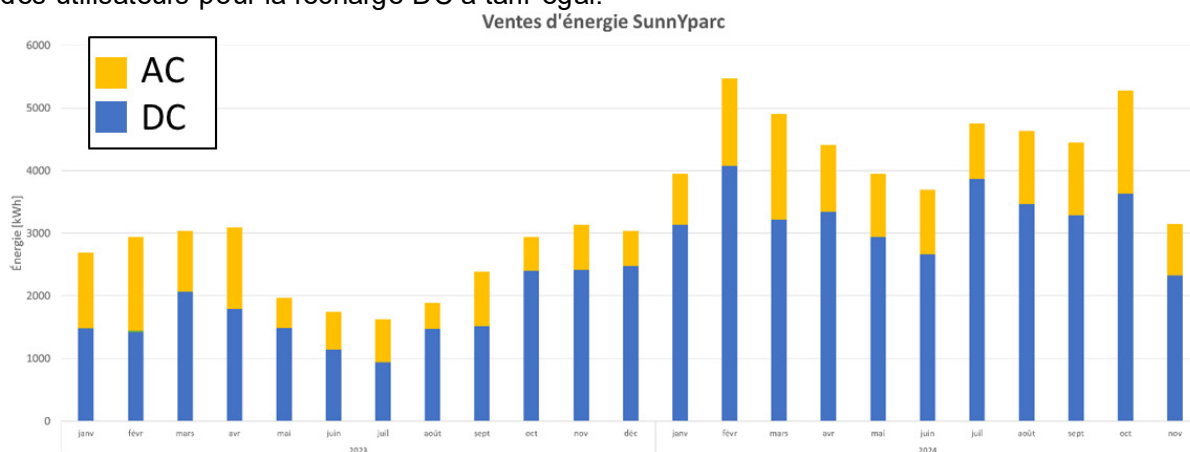


Figure 28 - évolution de la distribution d'énergie sur les bornes de recharge du projet SunnYparc

La courbe de charge moyenne de l'IRVE est présentée à la Figure 29. La consommation a principalement lieu en journée avec des pics de consommation entre 11h et 13h et entre 15h et 20h, cette courbe de charge est relativement en phase avec les pics de production des IPV, cela démontre le potentiel de flexibilité de l'IRVE.

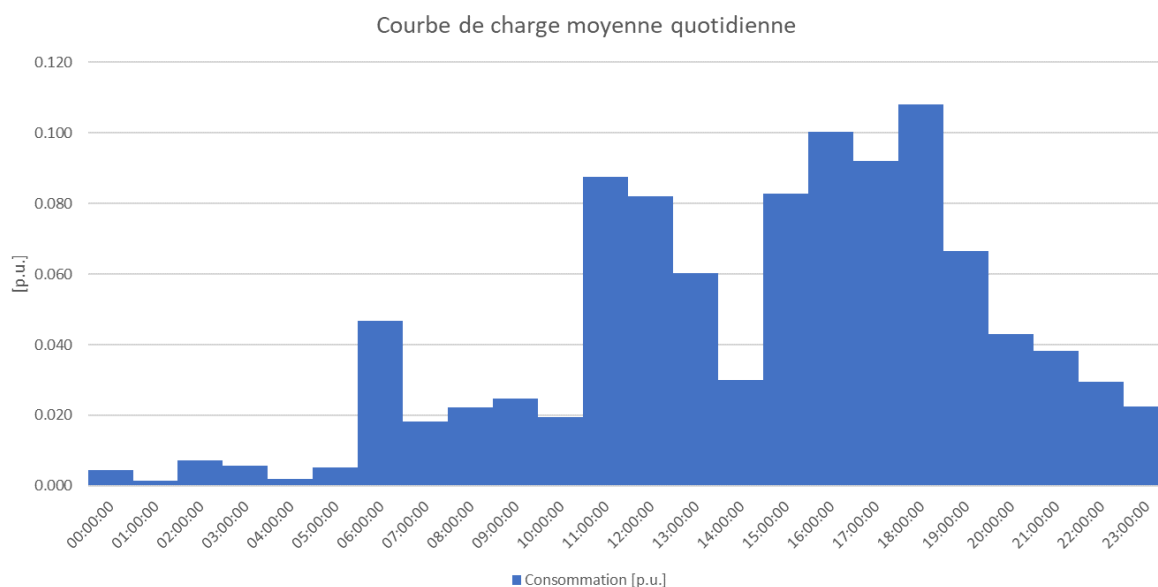


Figure 29 – courbe de charge moyenne de l'IRVE du projet SunnYparc



6 Perspectives suite à l'arrêt du projet

6.1 Réorientation du projet suite aux résultats de la 1ère phase

L'objectif initial du projet Sunnyparc visait à étudier la flexibilité offerte par le concept de V2G sur un site pilote. Dès le départ, des investissements ont été fait dans les infrastructures nécessaires, notamment des bornes DC compatibles avec le protocole CHAdeMO, qui était au démarrage du projet le seul permettant une communication bidirectionnelle. Cependant, des retards dans la normalisation de l'ISO 15118 ont freiné le développement d'une solution standardisée. Aujourd'hui, le protocole CHAdeMO est abandonné et les fournisseurs proposent uniquement des solutions propriétaires, limitant le potentiel d'analyses comparatives et standardisées.

Les perspectives d'études relatives au V2G semblent ainsi inappropriées à court terme. Une piste de continuation des travaux de ce projet seraient sur un autre aspect-clé de la mobilité électrique à savoir la flexibilité offerte par le pilotage des bornes de mobilité électrique. Ce pilotage offre un potentiel de flexibilité important pour une meilleure intégration des énergies renouvelables (EnR) dans le réseau.

Le refus de collaboration du propriétaire du parking Silo pose également un problème majeur pour l'augmentation du nombre de points de recharge sur le site d'Y-Parc.

Le SEY dispose toutefois d'un parc d'IRVE en pleine expansion, actuellement composé de 95 points de recharge répartis sur 12 emplacements au travers de la Ville. Ces infrastructures pourraient être intégrées dans plusieurs MicroGrid et permettraient de tester différents environnements adaptés à la flexibilité.

6.2 Problématique

Avec l'intégration massive du solaire, le pilotage du réseau électrique est devenu plus complexe pour les GRD. Aujourd'hui, lorsqu'il y a de fortes injections de production solaire sur le réseau, les prix deviennent négatifs sur le marché spot de l'électricité, et cette tendance ne cesse de s'accroître. Résultat, il y a une double pénalité, d'abord pour renforcer le réseau pour supporter les pics de puissance, puis pour utiliser l'électricité que personne ne consomme.

6.3 Opportunité

Les bornes de recharge représentent une opportunité actuellement non-exploitée pour fournir de la flexibilité et gérer les défis liés à l'intermittence des EnR. Pour illustration, à l'échelle du projet SunnYparc, le réseau des SEY délivre environ 1.2 [GWh/an], dont 50 [MWh/an] dédiés à l'IRVE, cela représente déjà 4% de la consommation du site industriel, ce qui est un potentiel important de flexibilité. Avec une intégration massive de la mobilité électrique, la charge des VE pourrait représenter à terme jusqu'à 1.2[GWh/an] soit l'équivalent de 70% du potentiel de production IPV de la zone.

Il serait pertinent d'évaluer de manière théorique et pratique le potentiel de flexibilité offert par le pilotage des bornes de recharge pour véhicules électriques, afin de contribuer à l'équilibrage du réseau électrique. L'objectif serait de produire un guide de recommandations pratiques et techniques destiné aux GRD, pour les aider à exploiter les bornes de recharge comme des outils de flexibilité et à mieux intégrer les énergies renouvelables (EnR).

Deux approches principales seraient étudiées :

- **Gestion centralisée** : Adaptation de la puissance maximale délivrée aux bornes en fonction des besoins du réseau.



- **Gestion décentralisée** : Introduction de tarifs dynamiques laissant aux utilisateurs le choix d'adopter une charge flexible en échange d'incitations financières.

6.4 Objectifs

Les objectifs détaillés seraient les suivants :

1. Analyse du niveau de monitoring et de pilotage actuel :
 - Évaluer les capacités existantes des infrastructures de recharge (smart metering) et du réseau électrique (smart grid) des SEY.
 - Identifier les limitations techniques et fonctionnelles.
 - Fournir une base de référence réutilisable par d'autres GRD.
2. Définition des contraintes techniques et mise en place d'un contrôle en temps réel :
 - Identifier les exigences et adaptations nécessaires pour assurer un pilotage en temps réel des bornes via une interface dédiée telle que la plateforme VGT.
 - Mise en place d'une infrastructure hardware pour permettre le contrôle des bornes via une interface software.
3. Simulations théoriques et scénarios :
 - Réaliser des simulations pour évaluer le potentiel de flexibilité dans divers contextes.
 - Définir des critères d'évaluation clairs permettant de comparer les différents scénarios de gestion et d'utilisation des bornes.
4. Optimisation énergétique et financière :
 - Identifier le point d'équilibre optimal ("sweet-spot") entre les exigences du réseau et la satisfaction des utilisateurs.
 - a. Garantir que les utilisateurs ne soient pas frustrés par des limitations excessives, comme une charge trop lente.
 - b. Assurer un niveau de flexibilité suffisant pour que le pilotage soit bénéfique pour le GRD.
5. Mise en place d'un outil de communication avec les utilisateurs, tel qu'une application accessible avec un QR code, permettant :
 - a. D'informer les utilisateurs sur les objectifs et les bénéfices du projet.
 - b. De recueillir leurs retours pour améliorer les solutions proposées.
 - c. D'interagir et proposer les tarifs dynamiques
6. Tester l'impact des tarifs dynamiques :
 - Évaluer comment les tarifs dynamiques influencent le comportement des utilisateurs.
 - Analyser leur disposition à accepter une charge flexible en échange d'avantages financiers.
7. Étude de cas approfondie sur le potentiel de flexibilité :
 - Analyser les impacts de divers paramètres sur la flexibilité des bornes :
 - a. Configuration du parking : Profil des usagers, durée de stationnement, tarification.



- b. Infrastructures disponibles : Nombre et type de bornes, connexion réseau.
- c. Besoins du gestionnaire : Flexibilité requise pour le réseau.
 - Proposer des outils pratiques permettant à d'autres propriétaires de bornes d'estimer le potentiel de flexibilité de leurs installations.

6.5 Conclusion

La deuxième phase du projet telle qu'envisagée viserait à démontrer comment des bornes de recharge pour véhicules électriques peuvent jouer un rôle actif dans l'équilibrage énergétique d'un réseau intelligent grâce à leur pilotage et l'utilisation de tarifs dynamiques. En intégrant les aspects théoriques et pratiques, ainsi que des utilisateurs dans le processus de flexibilisation, cette initiative pourrait servir de référence pour d'autres gestionnaires souhaitant maximiser le potentiel de flexibilité de leurs infrastructures.

7 Conclusions et leçons apprises

7.1 Choix de modèles contractuels adaptés pour les communautés énergétiques locales

L'un des apports structurels majeurs du projet SunnYparc réside dans l'analyse comparative et expérimentale de différents modèles d'organisation de la gestion énergétique locale : Regroupement de Consommation Propre (RCP), Communauté d'Autoconsommation (CA) et Communauté Électrique Locale (CEL), en lien avec les nouvelles dispositions prévues dans le Mantelerlass.

Initialement, le projet envisageait la mise en place d'un RCP, modèle classique dans les premières expérimentations d'autoconsommation collective. Toutefois, l'analyse technico-économique effectuée dans le projet (voir chapitre 4.2.2) a mis en évidence plusieurs limites à ce modèle : nécessité d'une contractualisation rigide avec tous les consommateurs, accès obligatoire au marché libre (souvent peu avantageux en période de volatilité des prix), et contraintes fortes sur la gestion du réseau (mesure physique unique, location du réseau au GRD, etc.).

En revanche, le modèle de Communauté d'Autoconsommation (CA) s'est révélé bien plus souple et opérationnel dans le contexte du site d'Y-PARC. Il permet une agrégation virtuelle des consommations, sans remise en cause de la propriété du réseau, et autorise les participants à rejoindre ou quitter la communauté librement. De plus, le projet a démontré la faisabilité de mettre en œuvre un système de répartition des flux via un « timbre local de niveau 7 », permettant de financer l'usage du réseau à l'échelle locale, tout en facilitant la mutualisation de la production photovoltaïque.

Ce modèle de CA pourrait être rapidement inclus dans une CEL (Communauté Électrique Locale. Cette extension ouvrirait la porte à une valorisation tarifaire supplémentaire (réduction sur les frais d'acheminement) et permettrait d'introduire une gouvernance locale participative.

Leçon positive : Le projet a validé que les modèles CA/CEL sont plus adaptés que le modèle RCP pour des projets de flexibilité à gouvernance ouverte. Ils offrent une modularité technique, une souplesse juridique, et une compatibilité accrue avec les attentes des gestionnaires de réseau et des usagers. Cette leçon est particulièrement pertinente pour le déploiement futur de MicroGrid industriels ou de quartiers intelligents en Suisse. Elle montre aussi qu'un projet peut s'adapter de manière agile à l'évolution réglementaire, en intégrant de manière proactive les outils juridiques en cours d'introduction dans la législation fédérale.

7.2 Interfaçage réussi entre bornes de recharge et systèmes de gestion de l'énergie



Un autre point fort du projet SunnYparc réside dans le développement et la validation d'une architecture de communication et de pilotage entre les infrastructures de recharge (bornes AC et DC EATON) et les systèmes de gestion de l'énergie (SEL) du MicroGrid. Dès la première année, une interface robuste a été mise en place entre les différents niveaux de consigne de puissance (1.1 à 1.3), le CNM (Charging Network Manager) d'EATON, le serveur EMS de SEL, ainsi que les plateformes de visualisation des flux (VGT).

Les bornes AC ont été configurées avec des limitations de puissance par grappe (par exemple, 80 A pour les grappes 1 à 10) via le CNM. Les bornes DC bidirectionnelles, quant à elles, ont permis un pilotage de la puissance de charge et de décharge (jusqu'à 22 kW / 10 kW) pour les véhicules CHAdeMO compatibles. L'ensemble du système a pu être commandé via des consignes dynamiques transmises par API.

Cette interopérabilité a permis de tester en conditions réelles un pilotage dynamique selon différents scénarios tarifaires et de charge du réseau, avec une logique de gestion hiérarchisée : limitation physique locale (1.1), consigne de charge réseau locale (1.2), puis consigne en fonction du niveau de charge du microgrid (1.3).

Leçon positive : Cette expérience a démontré la faisabilité technique et la fiabilité d'un pilotage multi-niveaux de l'infrastructure de recharge, à l'échelle d'un parc industriel. Le système mis en place est répliquable, modulaire et prêt à intégrer des services réseau à l'échelle nationale (via Swissgrid), une fois les couches logicielles de flexibilité (comme le module VGT) pleinement activées. Ce retour d'expérience constitue une base précieuse pour les futurs projets souhaitant articuler recharge intelligente, gestion locale de l'énergie et services de flexibilisation.

7.3 Amélioration significative de l'autoconsommation grâce au couplage production-consommation

Un autre résultat notable du projet SunnYparc a été la démonstration du potentiel d'augmentation de l'autoconsommation sur un parc industriel, grâce à une meilleure coordination entre production photovoltaïque et consommation via les infrastructures de recharge.

L'analyse énergétique détaillée (voir chapitre 4.1.1) a montré qu'en l'absence de MicroGrid, le taux de consommation propre sur la zone de desserte atteignait seulement 17 %. Grâce à l'agrégation locale des données de consommation, à la mise en réseau des bâtiments et à l'optimisation des flux entre les points de recharge et la production PV, il a été montré que ce taux aurait pu être augmenté jusqu'à 41% en fonctionnement actuel. Ces résultats s'appuient sur un monitoring en temps réel de la production et de la consommation, avec une résolution horaire et saisonnière (cf. Figures 9 à 12 du rapport), confirmant la pertinence d'une logique de pilotage local.

De plus, les simulations effectuées sur la flexibilité offerte par les véhicules électriques (même sans bidirectionnalité) montrent qu'il existe une marge importante d'amélioration supplémentaire, notamment en décalant les recharges vers les périodes d'excédents de production solaire.

Leçon positive : Le projet a confirmé que la mise en œuvre d'un MicroGrid permet une augmentation directe du taux d'autoconsommation locale, renforçant l'autonomie énergétique d'un site industriel. Cette capacité à synchroniser les profils de charge (IRVE, bureaux, ateliers) avec les pics de production solaire constitue un levier puissant de transition énergétique, même sans stockage stationnaire. L'analyse détaillée des flux énergétiques sur SunnYparc offre ainsi une base robuste pour dimensionner les futures infrastructures et affiner les modèles économiques locaux.

7.4 Implication indispensable des propriétaires du parking dès le départ



L'une des principales difficultés rencontrées par le projet SunnYparc concerne l'absence d'engagement formel des propriétaires du parking principal, qui constituait un élément central du déploiement des infrastructures de recharge

Le projet reposait sur le déploiement de 250 points de recharge pour véhicules électriques, dont la majorité devait être installée dans un parking Silo en construction sur le site d'Y-PARC. Cependant, dès le lancement du projet, des incertitudes ont pesé sur ce site, notamment en raison d'une opposition déposée en 2020 par une association locale, retardant la délivrance et la stabilisation du permis de construire. Bien que ce recours ait été levé en 2022, une autre difficulté majeure est ensuite apparue : le désaccord persistant avec les propriétaires du parking et la commune d'Yverdon-les-Bains, qui n'ont finalement pas permis de signer de convention autorisant l'installation des bornes sur leur infrastructure, malgré des signaux positifs à plusieurs moments du processus.

Cette situation a durablement fragilisé la stratégie de déploiement du projet :

- Les 25 premières bornes ont dû être installées dans un parking provisoire, générant un surcoût,
- Le déplacement de ces bornes vers le parking définitif n'a jamais pu être réalisé,
- Le déploiement des bornes prévu en phases 2 et 3 du projet n'a pas pu être effectué faute de site d'accueil identifié.

En l'absence d'accord contractuel avec le propriétaire du site principal, la continuité du projet ne pouvait être garantie dans des conditions acceptables, tant en termes de délais que de résultats. Cette situation a conduit à l'arrêt du projet avant la réalisation des phases clés prévues initialement, et à la résiliation anticipée du contrat de subvention.

Leçon clé : Dans tout projet comportant une infrastructure reposant sur un site tiers, il est indispensable d'obtenir un engagement contractuel du propriétaire du site avant le dépôt de la demande de subvention. Cet engagement devrait être une condition sine qua non du démarrage du projet, et figurer explicitement dans les annexes contractuelles signées avec l'OFEN. Une lettre d'intention ou une adhésion verbale ne suffisent pas. Cette exigence est d'autant plus critique lorsque le site en question conditionne l'atteinte des objectifs quantitatifs et qualitatifs du projet (nombre de bornes installées, accès au public, dimension démonstrative, etc.).

Par ailleurs, dans le cadre d'un démonstrateur, il convient de prévoir dès le début un plan de secours opérationnel, incluant une alternative crédible de site (backup site) en cas de blocage foncier. Ce plan B, validé par l'ensemble des partenaires du projet et par l'OFEN, permettrait d'assurer une continuité minimale des activités, sans dépendre d'un seul acteur externe au consortium.

7.5 Retards normatifs et verrouillage du marché V2G

La deuxième difficulté structurante rencontrée dans le cadre de SunnYparc concerne les retards importants dans le processus de normalisation des technologies V2G, qui ont directement impacté la faisabilité technique et la portée du démonstrateur.

Dès sa conception, le projet visait à tester, en conditions réelles, l'apport des véhicules électriques bidirectionnels à l'équilibrage d'un MicroGrid industriel. À cette fin, des bornes de recharge DC bidirectionnelles EATON ont été déployées dès 2022, avec des connecteurs CHAdeMO et CCS Combo. Cependant, en pratique, seule l'interface CHAdeMO permettait à ce moment-là une communication bidirectionnelle fonctionnelle, et donc des tests V2G. Ce standard étant désormais en voie d'abandon en Europe, les tests se sont limités à un petit nombre de Nissan Leaf compatibles, avec peu de perspectives de réplification à plus grande échelle.

Quant à l'interface CCS, largement majoritaire en Europe, elle repose sur le protocole ISO15118-20 pour les fonctions V2G. Or, ce protocole, bien que publié, n'est toujours pas opérationnel dans un cadre interopérable :

- Aucun constructeur automobile ne propose encore de véhicules CCS réellement compatibles avec un V2G standardisé.



- Les fournisseurs de bornes ne disposent pas encore de certifications leur permettant d'implémenter ce standard sans risque pour la garantie du constructeur automobile.

Conséquence directe : les démonstrations V2G réalisées sur le site SunnYparc ont été limitées à quelques cas d'usage fermés, sans valeur de démonstration généralisable. Le marché du V2G n'a pas émergé à la vitesse escomptée au moment du dépôt du projet, et l'infrastructure V2G du site reste aujourd'hui partiellement inutilisée, en attente de véhicules compatibles et de normes stabilisées.

Leçon clé : Lorsqu'un projet repose sur une technologie émergente en phase de pré-normalisation, il est indispensable d'évaluer avec rigueur la maturité du marché et du cadre réglementaire. Il aurait été judicieux de conditionner la démonstration V2G à l'existence de normes effectivement applicables et à la disponibilité de véhicules compatibles. À défaut, un partenariat avec un constructeur automobile aurait permis de réaliser des tests V2G. Un partenaire était intéressé mais le retard et blocage du projet a fini par le décourager.

De manière plus large, cela met en évidence la nécessité d'aligner les calendriers technologiques et réglementaires avec les objectifs des projets démonstrateurs. Un suivi régulier de la normalisation, associé à une feuille de route technique adaptable, permettrait d'éviter les impasses liées à des dépendances techniques trop fortes. Enfin, il serait opportun de renforcer les liens entre les porteurs de projets et les instances de standardisation (IEC, ISO, Swiss Electrosuisse, etc.), afin de remonter les retours de terrain et d'adapter les priorités normatives à la réalité du terrain.

7.6 Conjoncture de marché défavorable à l'atteinte des objectifs quantitatifs

Enfin, un autre facteur contextuel, mais non négligeable, a pesé sur le potentiel de réalisation des objectifs initiaux du projet : le ralentissement du marché suisse des véhicules électriques en 2024. Alors que le projet tablait sur une croissance soutenue du parc de VE avec un objectif de 375 véhicules électriques, dont 75 bidirectionnels, connectés au MicroGrid en fin de projet, cette dynamique ne s'est pas concrétisée à la hauteur des prévisions.

Plusieurs indicateurs montrent une stagnation, voire une baisse, des ventes de véhicules électriques en Suisse. Les ventes de voitures électriques en Suisse sont passées de 30% à 28% entre 2023 et 2024. Les objectifs de la Feuille de route sur la mobilité électrique prévoyaient des ventes de voitures électriques atteignant 50% des nouvelles immatriculations en 2025, cet objectif aujourd'hui semble inatteignable illustrant ainsi un marché de la mobilité électrique en deçà des prévisions de 2020. Cette baisse pourrait être liée à certaines conditions cadres :

- Levée de l'exonération de la taxe d'importation des véhicules électrique au 1^{er} janvier 2024 par le Conseil fédéral impactant de 4% en moyenne à la hausse le prix de vente des véhicules électriques neufs,
- Les quotas de CO2 appliqués aux importateurs de véhicules électriques ont stagné en 2024 depuis 2020,
- L'absence d'une subvention fédérale pour l'achat de bornes de recharge (mesure biffée par le Conseils des Etats lors de la révision de la Loi CO2 en 2024),
- Un avis de rejet du « Droit à la prise » par le Conseil fédéral en 2023,
- La fin de certaines incitations dont des impôts préférentiels pour les véhicules électriques de certains cantons,
- Le manque de mesures politique contraignantes pour l'adoption de la mobilité électrique en Suisse.

Ces mesures pourraient avoir envoyé des signaux négatifs et ainsi renforcer les doutes d'une partie de la population encore hésitante à passer à l'électrique. Ceci peut avoir freiné l'adhésion des potentiels utilisateurs, dont les usagers d'Y-PARC. Pour inciter le passage à l'électriques, plusieurs actions avaient été envisagées dans le cadre du projet :



- Des conditions préférentielles d'achat de véhicules électriques avaient été négociées avec certains constructeurs partenaires,
- Une campagne de communication ciblée auprès des entreprises d'Y-PARC était en préparation, visant à sensibiliser les usagers à l'intérêt d'acquérir un VE compatible avec les fonctionnalités du MicroGrid.

Toutefois, même avec ces mesures incitatives, l'atteinte des objectifs en matière de participation et de masse critique de véhicules électriques aurait été difficile, compte tenu du contexte de marché.

Leçon clé : Lorsque les résultats d'un projet reposent fortement sur l'évolution d'un marché en transition, il est essentiel d'intégrer des scénarios prudents dans la planification et de prévoir des mécanismes d'ajustement si les hypothèses de croissance ne se vérifient pas. Cela peut passer par un élargissement du périmètre de recrutement (ex. : autres sites, autres cantons), ou par une concentration des efforts sur les fonctionnalités disponibles indépendamment de la masse critique (smart charging, tarification dynamique, etc.).

8 Coopération nationale et internationale

- Une collaboration a eu lieu pour utiliser le site de SunnYparc comme démonstrateur dans le cadre d'un projet européen qui était porté par EATON. Malheureusement, le projet n'a pas été retenu dans un appel à projets européen très compétitif.
- Une discussion a également eu lieu avec la BFH pour tester un algorithme de V2G sur le site dans le cadre d'un travail de master. Malheureusement le projet n'a pas abouti en raison de démontage de l'infrastructure suite au refus du propriétaire du parking Silo.

9 Communication

Différentes actions de communications ont été mises en œuvre durant cette première phase afin de faire connaître et promouvoir le projet SunnYparc et de nouer des partenariats avec les acteurs de la mobilité en suisse. L'incertitude quant au déplacement des bornes dans le parking silo a néanmoins empêcher de concrétiser les différentes études:

- Présentations et discussions aux conférences ou workshop :
 - EATON Summit, mercredi 26 avril 2023
 - Conférence suisse de la mobilité électrique - 13 juin 2023 à Berne
 - SWEET Conference le 06 septembre 2023 à Berne
 - Mobility Research and Innovation in Switzerland, le 12 septembre 2023
- Articles de presse
 - Article La recharge intelligente comme solution de flexibilité à l'échelle du microréseau dans la revue de l'AES
 - Article Un aperçu de l'avenir dans le Bulletin d'Electrosuisse