



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral des transports OFT

Programme Stratégie énergétique 2050 des transports publics
(SETP 2050)

PV en autoconsommation sur la ligne de contact

Saignelégier, réseau des Chemins de fer du Jura

Rapport final

Nelson Koch, CSEM SA

Rue Jacquet-Droz 1, 2002 Neuchâtel, nelson.koch@csem.ch, www.csem.ch

Philippe Barrade, HES-SO Valais/Wallis

Institut des Systèmes Industriels,
HES-SO Valais/Wallis, Rte du Rawil 47, CP, 1950 Sion, philippe.barrade@hevs.ch, www.hevs.ch/isi

Richard Zuber, Chemins de fer du Jura

Rue de la Gare 23, 2720 Tavannes, richard.zuber@les-cj.ch, www.les-cj.ch

Groupe d'accompagnement

Rui Sabala, La Goule SA

Mentions légales

Éditeur:

Office fédéral des transports OFT

Programme : Stratégie Énergétique 2050 dans les transports publics (SETP 2050)

CH-3003 Berne

Conduite du programme

Tristan Chevroulet, OFT

Numéro de projet: 090

Source

Accessible gratuitement par Internet

www.bav.admin.ch/energie2050

Seul l'auteur (e) ou les auteurs (es) sont responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Berne, le 10.10.2020

Contenu

| | |
|------------------------------------------------------------------|----|
| Executive Summary en allemand | 2 |
| Executive Summary dans une seconde langue nationale..... | 2 |
| Executive Summary en anglais | 2 |
| Résumé en allemand..... | 3 |
| Résumé dans une seconde langue nationale | 6 |
| 1. Situation de départ | 9 |
| 2. Objectifs du travail..... | 11 |
| 3. Approche adoptée et état des connaissances actuelles | 12 |
| 4. Résultats..... | 32 |
| 5. Discussion | 42 |
| 6. Conclusions et recommandations | 43 |

Executive Summary en allemand

Die Chemins de fer du Jura (CJ) möchten die Oberfläche der Saignelégier-Depots nutzen, um mit Photovoltaik-Modulen Strom zu erzeugen und ihn selbst zu verbrauchen, indem sie ihn direkt in die 1500Vdc Fahrleitung der CJ einspeisen. Die Spannung kann je nach Verkehr zwischen 1000 VDC und 1800 VDC variieren. Der Schienenverkehr ist gemischt. Von Montag bis Freitag sorgen Güterzüge für einen Spitzenverbrauch.

Die Studie plant daher, den Eigenverbrauch von lokal erzeugtem Strom zu optimieren und Leistungs spitzen mit möglicherweise einer 50kW Batterie zu reduzieren.

Executive Summary dans une seconde langue nationale

Les Chemins de fer du Jura souhaitent utiliser la surface des dépôts de Saignelégier pour produire de l'électricité grâce à des panneaux photovoltaïques, et de l'autoconsommer en l'injectant directement dans la ligne de contact 1500Vdc des Chemins de fer du Jura. La tension peut varier entre 1000Vdc et 1800Vdc en fonction du trafic. Le trafic ferroviaire des CJ est mixte. Du lundi au vendredi, des trains marchandises créent une pointe de consommation importante.

L'étude prévoit donc d'optimiser l'autoconsommation de l'électricité produite localement et de diminuer les pics de puissance avec éventuellement une batterie de 50kW.

Executive Summary en anglais

The Chemins de fer du Jura (Jura Railways) wish to use the surface of the Saignelégier depots to produce electricity using photovoltaic panels, and to self-consume it by injecting it directly into the 1500Vdc contact line of the Jura Railways. The voltage can vary between 1000Vdc and 1800Vdc depending on the traffic. CJ rail traffic is mixed. From Monday to Friday, freight trains create a peak in consumption.

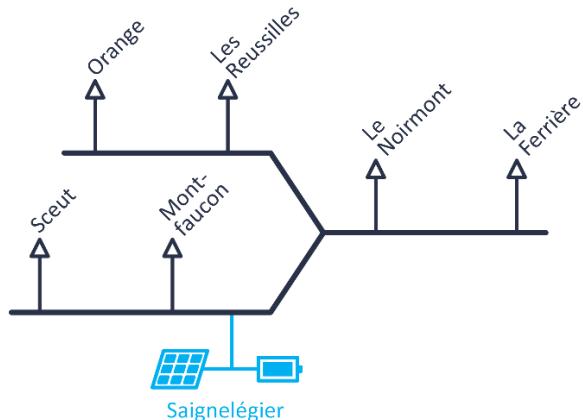
The study therefore plans to optimize the self-consumption of locally produced electricity and reduce power peaks with possibly a 50kW battery.

Résumé en allemand

Die Chemins de fer du Jura (Jura Bahnen) wollen die Oberfläche der Saignelégier-Depots nutzen, um mit Solarstrom zu erzeugen und ihn selbst zu verbrauchen, indem sie ihn direkt in die 1500Vdc Fahrleitung einspeisen.

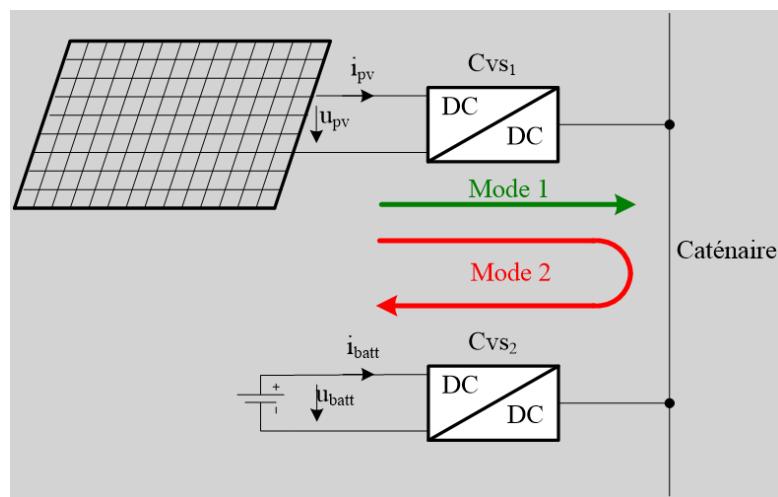
Der Bahnhof Saignelégier befindet zwischen zwei Umspannwerken (Le Noirmont und Pré-Petitjean). Die Fahrleitungsspannung in Saignelégier schwankt von 1000Vdc bis 1800Vdc, aufgrund der betriebenen Züge (3 Güterzüge zu Beginn des Tages, 5 Personenzüge gemäß dem Fahrplan):

- Die Spannungsspitzen, die niedriger als die Nennspannung sind, sind mit Zugbeschleunigungen verbunden.
- Spannungsspitzen, die größer als die Nennspannung sind, sind mit regenerativem Bremsen verbunden.



Darstellung der Umspannwerke im CJ Netz sowie die PV Anlage in Saignelégier

Das Solarkraftwerk ist über einen Umformer Cvs_1 an der Fahrleitung angeschlossen.



Für eine bestimmte installierte Photovoltaikleistung hat der Konverter Cvs_1 zwei Funktionen:

- Gewährleistet die Nivellierung von Spannung u_{pv} und die Fahrleitungsspannung.
- Durch seine Steuerung muss der Konverter die Extraktion der maximalen Leistung ermöglichen, die die PVs liefern können (MPPT). Es versteht sich von selbst, dass diese PMPPT-Leistung mit Ausnahme des Wirkungsgrads des Umformers diejenige ist, die in die Oberleitung eingespeist werden kann.

Die Hauptschwierigkeit hängt mit der Verwaltung von PVs unter MPPT zusammen. Damit diese Eigenschaft erfüllt werden kann, muss die Oberleitung diese Leistung aufnehmen können. Dies ist nur dann der Fall, wenn die auf der Strecke verkehrenden Züge einen Strombedarf haben (herkömmliche Umspannwerke sind nicht umkehrbar).

Wenn kein Zug auf der Strecke verbraucht oder wenn der Verbrauch geringer als PMPPT ist, ist die Betriebsart unter MPPT nicht mehr unbedingt möglich. In diesem Fall muss die von den PVs gelieferte Leistung auf einen Wert unter PMPPT (im schlimmsten Fall Null) herabgesetzt werden.

Die Betriebsart (ohne Batterie) ist wie folgt:

- Die von den PVs eingespeiste Leistung entspricht der vom MPPT definierten Leistung, solange die Oberleitung empfänglich ist. Wenn die Oberleitungsspannung unter 1700Vdc liegt, ist die Einspeisung unter MPPT zulässig.
- Die von den PVs eingespeiste Leistung wird beeinträchtigt oder sogar aufgehoben, wenn die Oberleitung die maximale Leistung nicht mehr aufnehmen kann. Dies hängt von der Anzahl der im Netz verkehrenden Züge sowie deren Betriebsart ab (mögliche Bremsung durch erneutes Einspritzen in die Oberleitung). Jenseits von 1700V ist die effektive Leistungsinjektion im Vergleich zum MPPT verschlechtert. Nach 1800V ist die Einspeisung verboten.

Die folgenden Überlegungen werden vom Simulator ebenfalls berücksichtigt:

- PVs liefern eine maximale Leistung von 280 kW. Wir betrachten das MPPT-Suchproblem als gelöst. Es gibt keine Wolken, ideales Wetter, auf einem "Sommerplan".
- Die gesamte Zugflotte ist in Betrieb (3 Güterzüge und 5 Personenzüge).

Unter diesen Bedingungen führen die vom entwickelten Simulator gelieferten Ergebnisse zunächst zur Analyse der Entwicklung der Oberleitungsspannung; in Abbildung 9 für drei verschiedene Fälle dargestellt:

Sous ces conditions, Les résultats fournis par le simulateur développé conduisent en premier lieu à l'analyse de l'évolution de la tension caténaire ; fournie à la Figure 10 pour trois cas différents :

- Aktuelle Situation (blau).
- Hinzufügen von PVs (rot): Modus 1, Steuerung des Kraftwerks ohne Batterie.
- Hinzufügen von PVs und Batterie (grün): Modus 2, Steuereinheit mit Batterien.

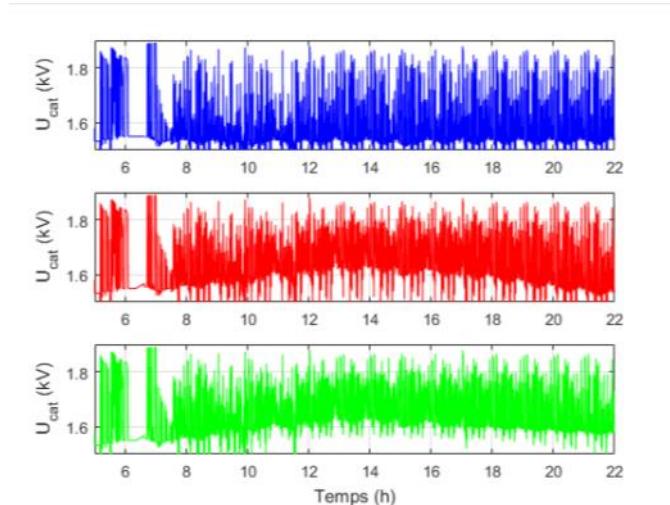
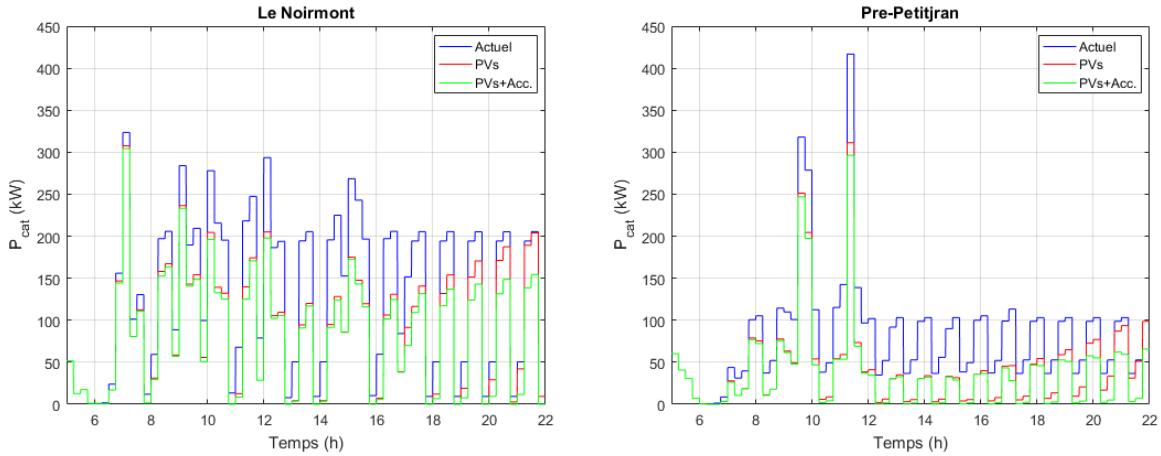


Abbildung 9 : Oberleitungsspannung in Saignelégier

Im Vergleich zum Referenzfall (blau) sehen wir, dass der Durchschnittswert der Oberleitungsspannung bei den PVs notiert wird (maximale Verformung um 14:00 Uhr).

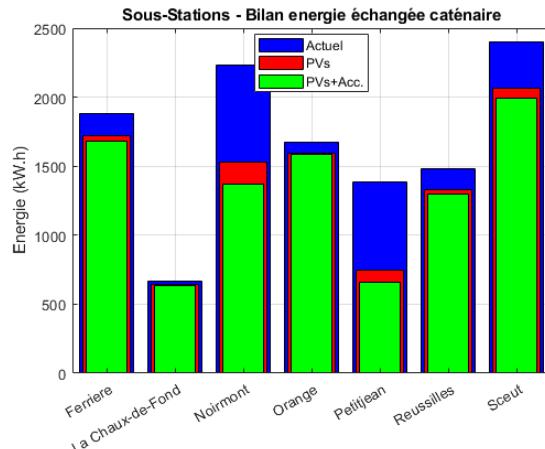
Die Photovoltaikanlage wirkt sich auf die Umspannwerke aus. Die folgende Grafik zeigt die zeitliche Entwicklung der bei 15 Minuten gemittelten Leistungen für die Umspannwerke Le Noirmont und Pré-Petitjean. Wir haben diese Unterstationen ausgewählt, weil sie sich in unmittelbarer Nähe von Saignelégier befinden.



Wir werden einen signifikanten Rückgang der Spitzenleistungen feststellen:

- Mitten am Tag dank der PVs. Dies natürlich im Zusammenhang mit idealem Sonnenschein.
- Am Ende des Tages dank der Batterien (falls vorhanden), die die verbleibende gespeicherte Energie wiederherstellen.

In der folgenden Grafik sind die Energiebilanzen aufgeführt, die von den Umspannwerken über einen Betriebstag geliefert wurden.



Alle Umspannwerke waren positiv betroffen, insbesondere Pré-Petitjean und Le Noirmont, was angesichts der Nähe dieser Umspannwerke in der Nähe von Saignelégier logisch erscheint.

Aus heutiger Sicht und angesichts der für eine Photovoltaikanlage am Bahnhof Saignelégier vorgesehenen Spitzenleistungen zeigt die Verhaltensanalyse des CJ-Netzes, dass das Hinzufügen von Akkubatterien keinen größeren Gewinn bietet, weshalb welche ihre Umsetzung nicht empfohlen wird.

Basierend auf der Analyse der Oberleitungsspannung am Einspritzpunkt wird vorgeschlagen, die Einspeisung von Photovoltaikleistung nach Modi zu ermöglichen, die denen ähneln, die beim Bremsen von Zügen durch Wiedereinspritzung implementiert werden. Wenn die Leitung nicht empfänglich ist, ist die Folge die Verschlechterung des MPPT-Modus, was jedoch zu einem geringen Gewinnverlust im Vergleich zum Fall der Injektion unter strenger MPPT führt.

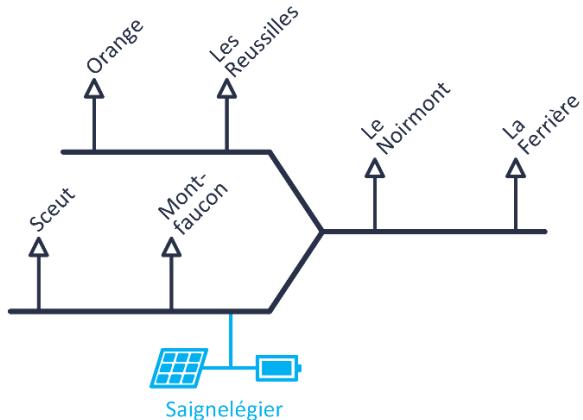
Ein solcher Steuermodus ermöglicht es auch, die Verschlechterung der Leistung der Züge während des Bremsens zu begrenzen und gleichzeitig einen geringen Einfluss auf die Streckenverluste zu haben.

Résumé dans une seconde langue nationale

Les Chemins de fer du Jura souhaitent utiliser la surface des dépôts de Saignelégier pour produire de l'électricité grâce à des panneaux photovoltaïques, et de l'autoconsommer en l'injectant directement dans la ligne de contact 1500Vdc des Chemins de fer du Jura.

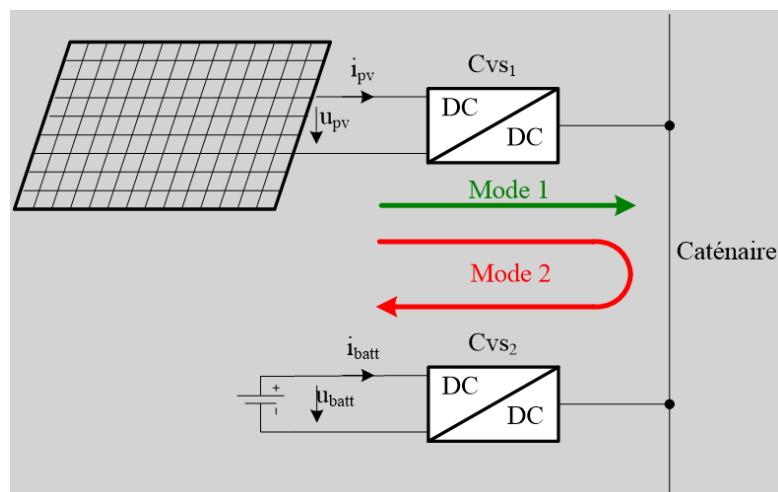
La gare de Saignelégier est comprise entre deux sous-stations d'alimentation (Le Noirmont et Pré-Petitjean). La tension caténaire vue à Saignelégier est fortement bruitée, (1000 à 1800Vdc), autour de sa valeur nominale, ce qui est dû aux trains opérés (3 trains marchandise en début de journée, 5 trains passagers selon horaires cadencés) :

- Les pics de tensions inférieurs à la tension nominale sont liés aux accélérations de trains.
- Les pics de tension supérieurs à la tension nominale sont liés aux freinages par récupération.



Représentation schématique des sous-stations dans le réseau des CJ et installation PV et système de stockage prévues à la gare de Saignelégier

L'organe principal de la centrale photovoltaïque prévu à Saignelégier est un champ de panneaux solaires (PVs), connectés à la caténaire via un convertisseur d'interface Cvs1.



Connexion de PVs et batteries à la caténaire

Pour une puissance photovoltaïque installée donnée, le rôle du convertisseur Cvs1 est double :

- Assure la mise à niveaux des tension u_{pv} et tension caténaire.
- Par son contrôle, le convertisseur doit permettre l'extraction du maximum de puissance que les PVs peuvent fournir (MPPT). Il va de soi qu'au rendement du convertisseur près, cette puissance PMPPT est celle qui doit pouvoir être injectée à la caténaire.

La principale difficulté rencontrée est liée à la gestion des PVs sous MPPT. Pour que cette propriété puisse être satisfait, il faut que la ligne caténaire soit apte à absorber cette puissance. Cela n'est le cas que si les trains en opération sur la ligne ont des besoins en puissance (les sous-stations d'alimentation conventionnelles ne sont pas réversibles).

Si aucun train sur la ligne n'est consommateur, ou si la consommation est inférieure à PMPPT, le mode de fonctionnement sous MPPT n'est plus strictement possible. Dans ce cas, on devra dégrader la puissance fournie par les PVs, à une valeur inférieure à PMPPT (nulle dans le pire des cas).

Le mode de fonctionnement (sans batterie) est le suivant :

- La puissance injectée par les PVs est celle définie par le MPPT tant que la caténaire est réceptive. Lorsque la tension caténaire inférieure à 1700V, l'injection de puissance sous MPPT est autorisée
- La puissance injectée par les PVs est dégradée voire annulée si la caténaire n'est plus à même d'absorber la puissance maximale. Cela dépend du nombre de trains opérés sur le réseau, ainsi que de leur mode de fonctionnement (potentiels freinages par réinjection à la caténaire). Au-delà de 1700V, l'injection de puissance effective est dégradée par rapport au MPPT. Passé 1800V, l'injection de puissance est interdite

Les considérations suivantes sont également prises par le simulateur:

- Les PVs délivrent une puissance maximale de 280kW. On considère la problématique de recherche MPPT comme résolue. Il n'y a pas de nuages, météo idéale, selon un « horaire d'été ».
- Toute la flotte de trains est en service (3 trains marchandise et 5 trains passagers).

Sous ces conditions, Les résultats fournis par le simulateur développé conduisent en premier lieu à l'analyse de l'évolution de la tension caténaire ; fournie à la Figure 10 pour trois cas différents :

- Situation actuelle (bleu).
- Ajout des PVs (rouge) : Mode 1, pilotage de la centrale sans batterie.
- Ajout des PVs et batterie (vert) : Mode 2, centrale avec batteries.

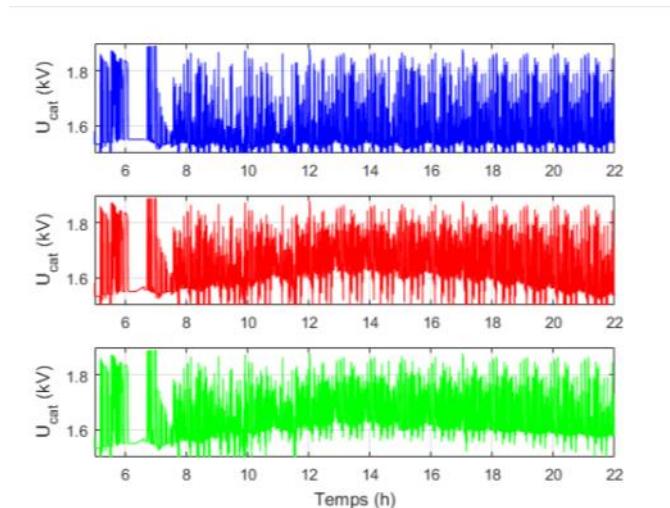
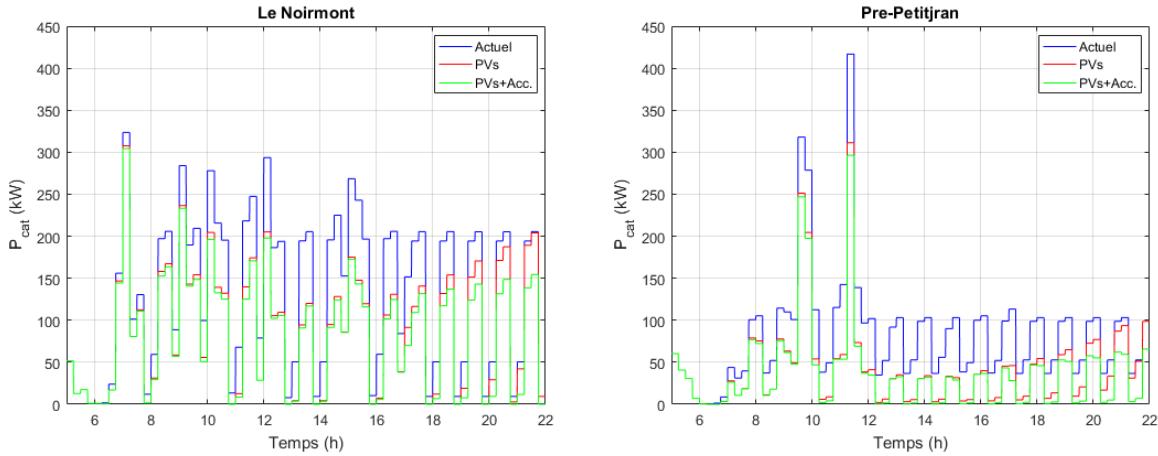


Figure 1 : Tension caténaire à Saignelégier

Par rapport au cas de référence (bleu), on constate effectivement que la valeur moyenne de la tension caténaire est relevée dans le cas des PVs (maximum de déformation à 14h00).

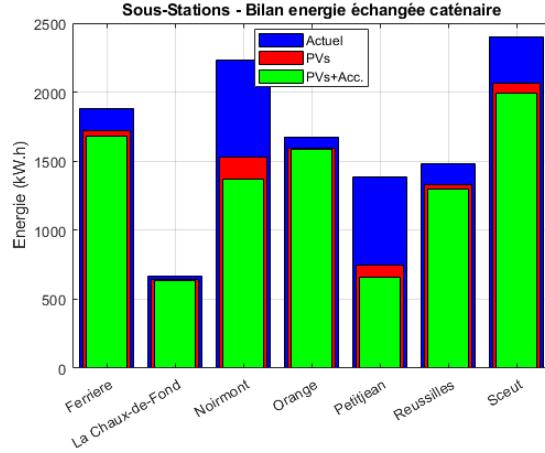
La centrale photovoltaïque impacte les sous-stations d'alimentation. Le graphique ci-dessous donne l'évolution temporelle des puissances moyennées à 15min pour les sous-stations Le Noirmont et Pré-Petitjean. Nous avons choisi ces sous-stations car ce sont elles qui sont à proximité directe de Saignelégier.



On notera une diminution non-négligeable des puissances crêtes :

- En milieu de journée grâce au PVs. Ceci bien évidemment dans le contexte d'un ensoleillement idéal.
- En fin de journée grâce aux batteries (si elles sont présentes) qui restituent le reliquat d'énergie stocké.

Ci-dessous, le graphique donne les bilans d'énergie fournie par les sous-stations sur une journée d'exploitation.



Toutes les sous-stations sont impactées favorablement, avec une mention particulière pour Pré-Petitjean et le Noirmont, ce qui semble logique vu que ces sous-stations sont voisines de Saignelégier.

En l'état, et vu les niveaux de puissance crête envisagés pour une centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier, l'analyse comportementale du réseau des CJ montre que *l'ajout de batteries d'accumulateurs n'offre pas de gain majeur*, raison pour laquelle leur implémentation n'est pas recommandée.

Basée sur l'analyse de la tension caténaire au point d'injection, il est proposé de permettre l'injection de puissance photovoltaïque selon des modes proches de ceux mis en œuvre lors des freinages des trains par réinjection. Lorsque la ligne n'est pas réceptive, la conséquence est la dégradation du mode MPPT, ce qui n'entraîne cependant que peu de manque à gagner par rapport à cas d'injection sous strict MPPT.

Un tel mode de pilotage permet en outre de limiter la dégradation de performance des trains lors de leurs freinage, tout en ayant un impact faible sur les pertes en ligne.

1. Situation de départ

Le problème à résoudre est comment alimenter, de manière efficace et économique, les lignes de contact des chemins de fer du Jura à partir de sources d'énergie renouvelables. Plus particulièrement, il s'agit d'alimenter des lignes de tractions en courant continu, dont la tension varie en fonction de la circulation entre 1000V et 1800V. L'autre élément particulier est le caractère intermittent de la circulation des trains typique des lignes régionales rurales et de montagne, qui résulte en une consommation d'électricité très piquée. En pratique, la source d'énergie renouvelable qui peut être installée à proximité des installations ferroviaires est le solaire photovoltaïque (PV). En effet, toutes les compagnies de transport ferroviaire disposent de surfaces importantes, notamment les toits des dépôts, qui se prêtent avantageusement à la production d'électricité photovoltaïque.

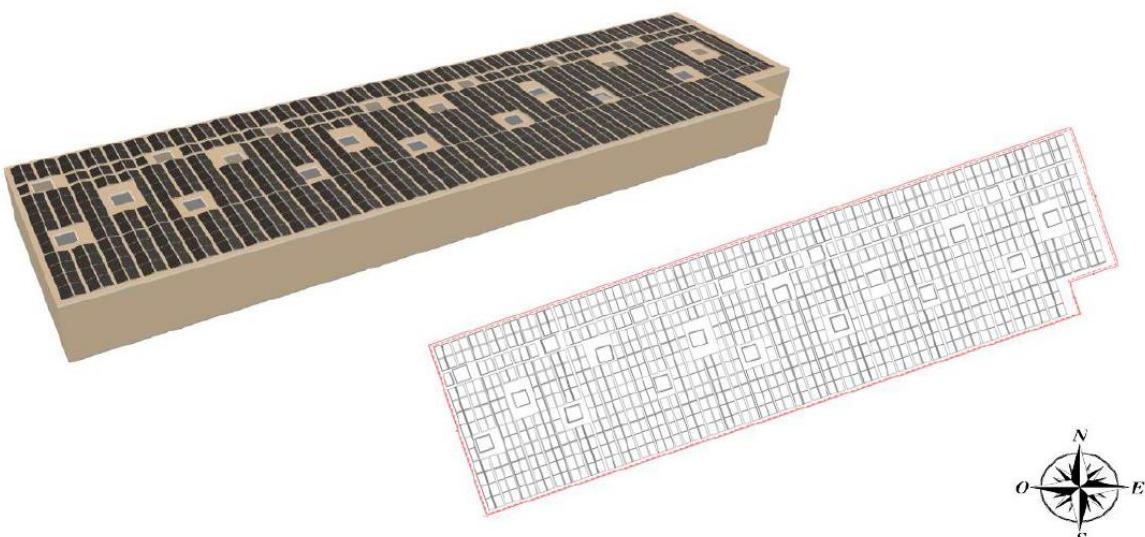
D'un point de vue économique, l'objectif est de réduire la facture d'électricité des opérateurs ferroviaires, en particulier la composante en puissance.

La pratique actuelle consiste à convertir l'électricité photovoltaïque, intrinsèquement produite en courant continu, en courant alternatif à 50Hz pour l'ajouter à l'électricité soutirée du réseau public de distribution. Le couplage avec un éventuel système de stockage d'électricité par batteries se fait également en courant alternatif dans la plupart des cas. Le courant à 50 Hz est ensuite redressé ou converti en fréquence pour l'adapter aux caractéristiques d'alimentation de la ligne de transport.

Pour simplifier la chaîne de conversion, économiser les coûts d'utilisation du réseau et réduire les pertes de conversion, la conversion directe de l'électricité photovoltaïque à des niveaux de tension et de fréquence correspondant à l'alimentation de la ligne de transport est envisagée.

La société La Goule a développé une offre de « contracting » pour faciliter l'installation de systèmes photovoltaïques chez leurs clients. Dans cette offre, La Goule dimensionne, installe, finance et exploite la centrale photovoltaïque en fonction de la consommation du client. En contrepartie, celui-ci s'engage à racheter le courant autoconsommé à un prix donné, participe au financement initial à hauteur de 15% à 20% et reçoit de La Goule un revenu pour la location de la toiture. De plus, à l'issue de la période de « contracting » de 25 ans, la centrale est cédée au client pour un franc symbolique. Si le client le souhaite, La Goule intègre également dans l'offre un système de stockage de l'électricité par batteries.

Les CJ ont déjà souscrit à cette offre pour créer une centrale PV qui alimente les installations de sécurité de la gare du Noirmont. Par ailleurs, les CJ envisagent de souscrire à cette offre pour une centrale de 238kWc (836 modules d'une puissance nominale de 285Wc chacun) qui serait installée sur le dépôt de Saignelégier.



Modélisation de la centrale PV à Saignelégier

Avant que de procéder, il y a cependant lieu de s'assurer de la faisabilité et validité d'un tel concept, ce qui justifie la présente étude, portée par deux partenaires :

- Dans le cadre du projet 074 porté par les Chemins de fer du Jura et financé par l'OFT, le groupe du Pr. Barrade (HES-SO VS) a effectué une modélisation électrique du réseau des CJ et de leur consommation afin d'étudier la pertinence d'embarquer des batteries sur les trains, ou encore de placer des systèmes de stockage à des nœuds clefs du réseau des CJ. Ce modèle sera réutilisé dans le cadre du projet proposé ici.
- Le CSEM est le centre de compétence national pour le photovoltaïque en Suisse. Le projet s'inscrit parfaitement dans son activité de R&D sur l'intégration au système énergétique (micro-réseaux, distribution en courant continu, stockage de l'énergie intermittente). En particulier, le CSEM conduit actuellement un projet pilote et démonstration pour un micro-réseau en courant continu à basse tension (400 V) pour des applications industrielles, co-financé par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) dans le cadre de la coopération européenne DCSMART. Dans ce cadre, le CSEM a notamment développé une architecture de contrôle pour laquelle une demande de brevet a été déposée.

2. Objectifs du travail

Analyse comportementale de l'insertion d'une centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier

L'étude de l'insertion d'une centrale de production photovoltaïque en gare de Saignelégier ne saurait être entreprise sans prendre en compte les spécificités du comportement du réseau d'alimentation de trains régionaux sous tension continue. En effet, et de manière conventionnelle :

- Les sous-stations d'alimentation du réseau sont des sous-stations non-réversible en puissance, qui délivrent les besoins en énergie « à la demande ».
- D'autres sources d'alimentation sont les trains eux-mêmes en phase de réinjection d'énergie lors des freinages, pour autant que des trains voisins soient en situation d'absorber cette énergie. On notera de plus que cette possibilité d'alimentation n'est possible que si les trains en situation de réinjection d'énergie disposent de réserves issues au préalable des sous-stations d'alimentation.

For de ces considérations préalables, on peut envisager une centrale de production photovoltaïque comme une source d'énergie hybride :

- A l'instar d'une sous-station conventionnelle, la centrale photovoltaïque injecte sur le réseau une énergie exogène (source externe). Cependant, l'énergie n'est pas fournie « à la demande » mais injectée dans le réseau. Ce dernier doit donc être réceptif.
- A l'instar de trains, on peut voir la centrale photovoltaïque comme un train, de position fixe, en situation permanente de réinjection d'énergie selon les conditions d'ensoleillement.

Cette dernière propriété est fondamentale. Puisque la centrale photovoltaïque envisagée doit « forcer » l'injection d'énergie, cela ne peut se faire que si la ligne est réceptive. C'est-à-dire uniquement si des trains sur le réseau demandent de l'alimentation. De fait, on pourrait très bien mettre à contribution les principes et techniques des smart-grids, où une communication entre trains et centrale photovoltaïque conduirait à piloter cette dernière pour injecter quand nécessaire, le surplus étant stocké dans des accumulateurs.

L'approche proposée ici consiste à ne pas mettre en œuvre de telles techniques, se basant sur le fait que la centrale est assimilable à un train en situation de freinage par récupération. Les stratégies qui permettent cela sont basées sur l'analyse par de tels trains de la tension caténaire : tant que celle-ci est inférieure à un certain seuil, le freinage par récupération est autorisé (tout ou partie). Dans le cas contraire, le freinage est dissipatif. Ces techniques peuvent être extrapolées à une centrale de production photovoltaïque, en considérant que :

- Tant que la tension caténaire vue par la centrale est inférieure à un seuil défini, l'injection d'énergie sous Maximum Power Point Tracking (MPPT) est autorisée.
- Au-delà d'un certain seuil, le fonctionnement sous MPPT est dégradé, ou bien un accumulateur se voit sollicité.

De fait, l'analyse réalisée dans le présent projet, ainsi que les résultats présentés ont été obtenus à partir de l'outil de simulation du réseau des CJ développé dans le cadre du projet SETP 2050 N°074 [1], de manière à obtenir une image aussi précise que possible de la tension caténaire au point de connexion de la centrale photovoltaïque à Saignelégier, et d'en déduire les stratégies de conduite de cette centrale.

Cet outil a été repris en l'état, et deux activités ont été menées afin de s'assurer de la cohérence de la connexion d'une centrale de production photovoltaïque :

- Analyse de la cohérence des résultats délivrés par ce simulateur, afin d'avoir la garantie que les résultats proposés ont un fondement.
- Insertion d'une centrale de production photovoltaïque, avec possibilité d'y associer un accumulateur. L'analyse des gains en énergie et puissances crêtes fournies par les sous-stations conventionnelles est réalisée, de même que la faisabilité des stratégies de gestion d'une telle centrale.

Système de stockage

Un autre objectif de ce travail est d'évaluer l'attrait de l'ajout d'un système de stockage à l'emplacement de la centrale photovoltaïque (PV) prévue à Saignelégier. Lors d'un mauvais alignement entre production et consommation locale, un tel système permet d'augmenter le taux d'autoconsommation de la centrale PV en utilisant la capacité de stockage comme tampon d'énergie, la batterie étant chargé en cas de surproduction et déchargé en cas de sous-production. De plus, un système de stockage permet également de fournir des services réseaux comme le maintien de tension sur les lignes de tractions ou l'écrêtage des pics de puissances soutirées aux sous-stations.

Sur la base de ces éléments, l'objectif est de quantifier les éventuels bénéfices économiques et techniques d'une telle solution, prenant en compte la dégradation du système de stockage ainsi que les dépenses liées à l'investissement et l'exploitation du système complet. Ainsi, l'objectif est de suggérer un dimensionnement optimal de la capacité de stockage.

3. Approche adoptée et état des connaissances actuelles

Outils d'analyse du comportement du réseau des CJ

Analyse de la consistance des résultats fournis par le simulateur de réseau des CJ

La présente étude est basée sur l'exploitation de l'outil de simulation du réseau des Chemins de Fer du Jura (CJ), tel que développé dans le cadre du projet SETP 2050 N°074. Nous rappelons pour mémoire que cet outil prend en compte les spécificités du réseau des CJ en termes de topographie, horaires et nature du matériel roulant. Une modélisation fine de la topologie électrique de la caténaire a également été entreprise.

Cependant, par manque de données disponibles, il n'a pas été possible de comparer les résultats fournis par ce simulateur à des mesures réalisées sur le réseau modélisé. La validité des résultats obtenus reste donc une question en suspens, quand bien même l'expérience des CJ quant au comportement de leur réseau permettait de s'assurer du bien-fondé des résultats obtenus. Par ailleurs, des indicateurs sur l'analyse de factures adressées par le fournisseur d'énergie des CJ en regard de celles établies de manière virtuelle par simulation ont également permis de s'assurer de la validité des résultats obtenus.

Cependant, en préambule de ce présent projet, les CJ ont procédés et mis à disposition un ensemble de relevés sur leur réseau. Ces relevés ont été réalisés entre les gares de Saignelégier et Glovelier, pour deux trains (services 213 et 232 selon l'horaire 2018-2019). Ils comprennent les vitesses de ces deux rames, la tension caténaire vue par ces rames, ainsi que les courants et puissances échangés à la caténaire.

La comparaison de ces données avec celles issues de l'outil de simulation développé a mis en évidence que certaines adaptations devaient être réalisées. Elles portent essentiellement sur la prise en compte d'arrêts facultatifs ainsi que sur des portions de limitation de vitesse initialement non implémentées. Le solveur principal n'a en revanche pas été modifié. Les résultats de simulation ont été comparés avec ceux obtenus par mesure. Nous donnons les résultats principaux pour le train 232 à titre d'illustration à la Figure 2.

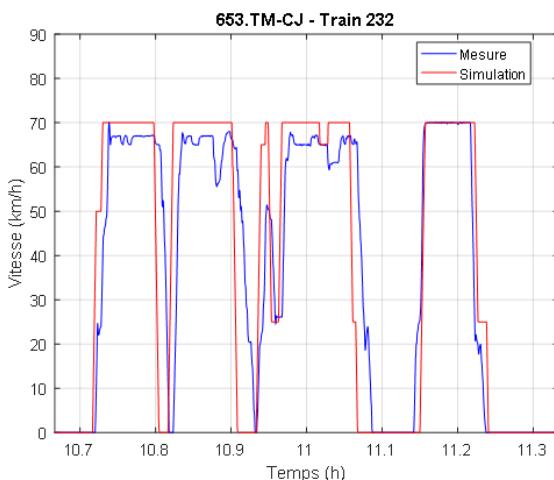


Figure 2(a) : Vitesse

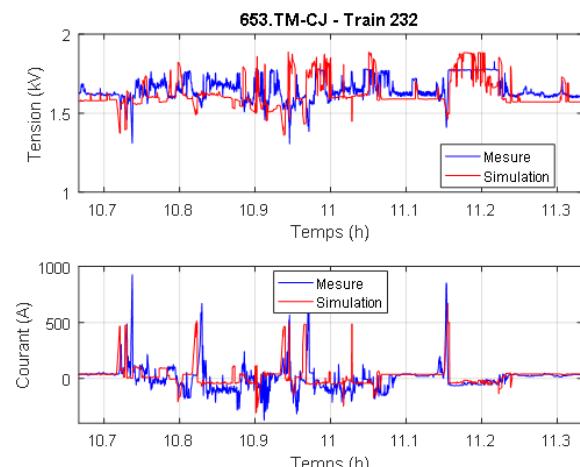


Figure 2(b) : Tension/courant caténaire

Figure 2 : Train 232

Les profils s'avèrent concordants, du moins dans l'allure générale, tant pour la vitesse que pour les profils de tension/courant caténaire :

- Profils de vitesse : alors que l'outil de simulation considère la vitesse maximale admissible pour le tronçon considéré, la vitesse réelle affichée par le conducteur est moindre, ce qui justifie également le décalage temporel entre les deux courbes. Quand bien même, les deux profils peuvent être considérés comme proches.
 - Profils de tension/courant caténaire : on notera une tension moyenne caténaire sous-évaluée pour la simulation. Ceci est à mettre sur le compte d'une sous-évaluation de la tension caténaire à vide pour la simulation (1500Vdc), alors qu'elle est fixée à 1650Vdc par l'opérateur des CJ. De plus, les excursions de cette même tension sont plus grandes en simulation. Ceci est expliqué par le fait que les gammes de tension qui définissent le freinage par récupération/dissipation considérées en simulation (définies selon les données trouvées dans la littérature) diffèrent par rapport à celles réellement implémentées.
- Cela étant, les profils de courant montrent une cohérence entre les résultats issus de simulation et ceux issus de mesures.

Nous donnons en complément sur la Figure 2 le profil de puissance échangée à la caténaire, toujours pour le train 232

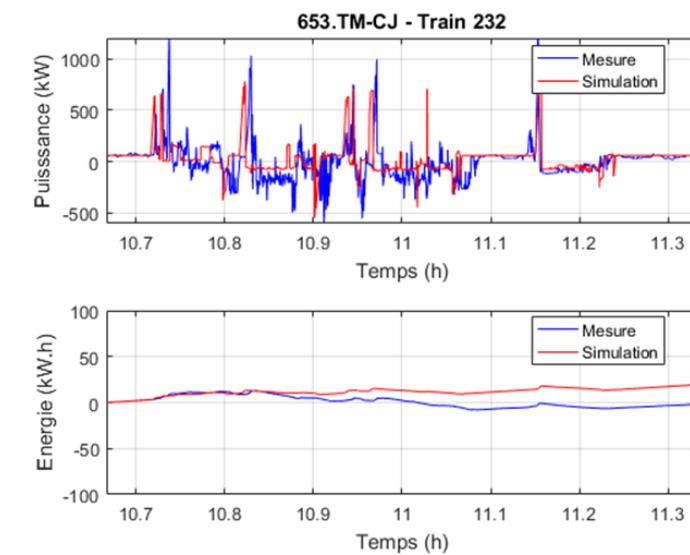


Figure 3 : Profils de puissance/énergie échangées à la caténaire

Les allures générales sont également conservées, si l'on exclue les décalages temporels dus à des vitesses véhicules différentes entre simulation et réalité. On notera cependant que le simulateur sous-estime les puissances réinjectées à la caténaire lors des freinages. Au final, alors que les mesures montrent un bilan énergétique quasiment nul sur l'horizon temporel considéré, la simulation montre un besoin global en énergie positif.

Si la concordance entre simulation et comportement du réseau des CJ semble ainsi validée, on devra cependant retenir que la simulation surestime les besoins en énergie des trains, ou encore sous-estime l'énergie restituée au freinage. Une analyse plus fine du relevé proposé à la Figure 2 montre que c'est cette dernière possibilité qui est en cause. Cependant, les tendances générales sont conservées, et compatible avec l'exploitation d'un tel outil pour la présente étude.

Insertion d'une centrale de production photovoltaïque

Définition topologique.

La centrale de production photovoltaïque est destinée à être implantée en gare de Saignelégier sur le dépôt II. Nous donnons à la Figure 4 la description topologique d'implantation de cette centrale, à partir d'une partie du schéma électrique de lignes de contact du réseau des CJ.

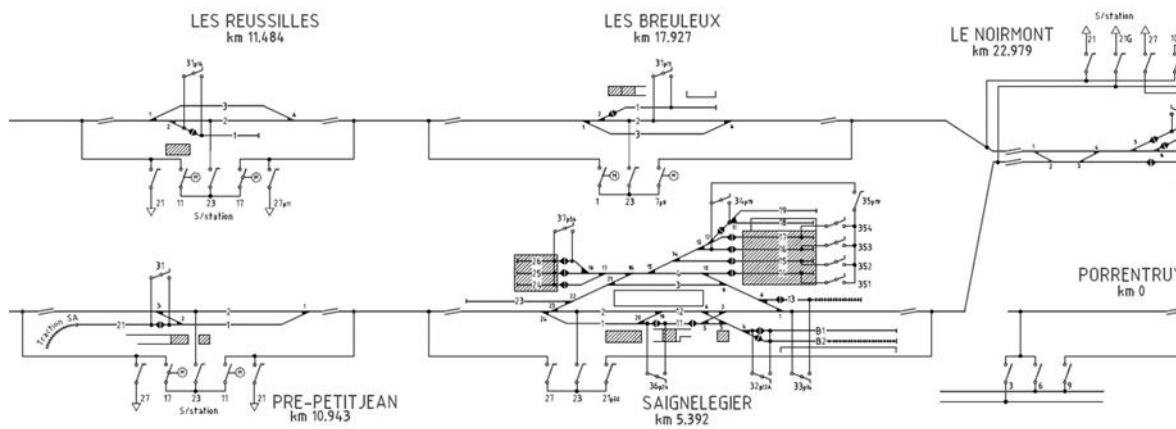


Figure 4 : Implantation de la centrale photovoltaïque

On notera que du point de vue électrique, l'insertion d'une production photovoltaïque en gare de Saignelégier complète l'alimentation fournie principalement par les sous-stations « Le Noirmont » et « Pré-Petitjean », qui en sont les plus proches.

Le réseau tel que présenté en Figure 4 a déjà été modélisé dans le cadre du projet SETP 2050 N°074. L'outil de simulation développé comporte non-seulement la modélisation de l'alimentation électrique, mais également le comportement dynamique des trains qui sont opérés : horaire, profils de vitesse, impact de la tension caténaire sur la gestion du processus de freinage, etc...

Une particularité du simulateur développé est qu'il permet, pour chaque et sous-station du réseau, l'ajout d'un accumulateur vu comme une sous-station additionnelle, en vue de l'étude de l'impact d'un tel dispositif sur la gestion correcte de la tension caténaire, tout en limitant les puissances crêtes que les sous-stations doivent fournir au réseau.

Ce principe a été retenu dans le cadre de ce présent projet. L'insertion d'une centrale photovoltaïque a repris la même implémentation qu'une sous-station à batteries, en substituant au modèle comportemental de batteries celui d'une centrale solaire.

Pour mémoire, nous rappelons en Figure 4 le modèle d'interconnexion entre une sous-station à batteries et le modèle comportemental de la caténaire [2] [3].

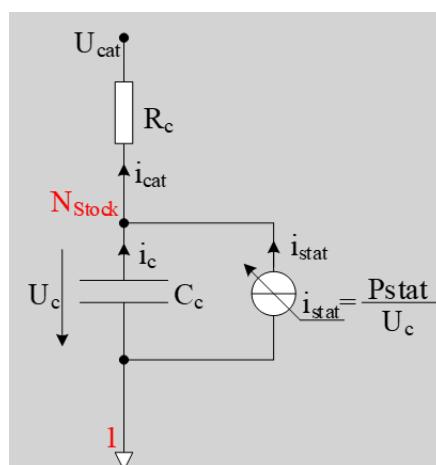


Figure 5 : Modélisation d'une sous-station additionnelle en gare de Saignelégier

Le point de connexion de la sous-station additionnelle à la caténaire est noté par le nœud Ucat. Depuis ce nœud, les éléments suivants sont implémentés :

- Résistance R_c : représente la résistance série liée à la connexion non-idiéale entre sous-station et caténaire.
- Condensateur C_c : représente la capacité de sortie de tout élément de conversion connecté sur un bus DC. De manière strictement théorique, ce condensateur n'aurait pas à être pris en compte. Il est cependant maintenu, comme pour tous les autres dispositifs connectés à la caténaire pour deux raisons :
 - o Il permet de prendre en compte l'énergie stockée dans les inductances de ligne, sans avoir à modéliser ces dernières. L'ordre du système à résoudre est ainsi réduit, de même que la durée de simulation.
 - o Le maintien de ces condensateurs permet de limiter la dynamique de variation de la tension caténaire, ce qui permet de relâcher des contraintes sur le solveur du simulateur.
- Source de courant commandée i_{stat} , qui représente le courant injecté à la caténaire par la sous-station additionnelle. Ce courant est déterminé à partir de la puissance P_{stat} échangée par la sous-station avec la caténaire, suivant la relation:

$$i_{stat} = \frac{P_{stat}}{U_c}$$

Dans le contexte d'une sous-station additionnelle à batteries, la puissance P_{stat} est déterminée par la nature de la batterie étudiée (capacité énergétique, état de charge), ainsi que par les stratégies de gestion de l'état de charge de cette dernière.

Stratégies pour l'échange de puissance entre centrale photovoltaïque et caténaire.

L'organe principale de la centrale photovoltaïque est un champ de panneaux solaires (PVs), connectés à la caténaire via un convertisseur d'interface Cvs1 selon la Figure 6.

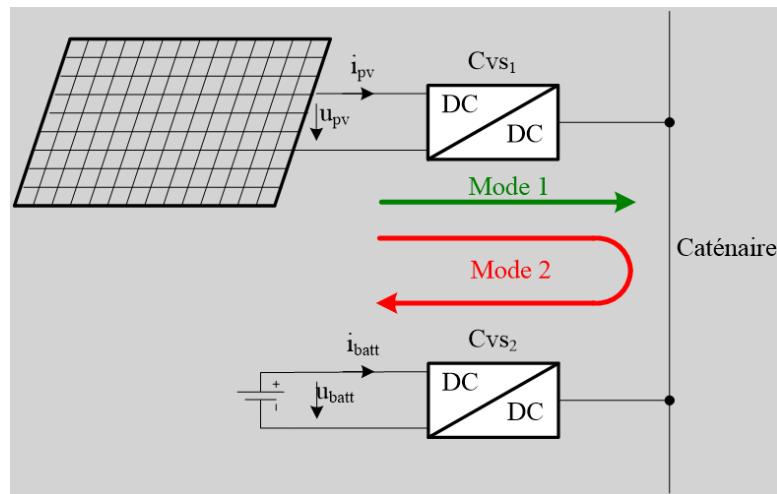


Figure 6 : Connexion de PVs et batteries à la caténaire

Pour une puissance photovoltaïque installée donnée, le rôle du convertisseur Cvs1 est double :

- Assure la mise à niveaux des tension u_{pv} et tension caténaire.
- Par son contrôle, le convertisseur doit permettre l'extraction du maximum de puissance que les PVs peuvent fournir (MPPT). Il va de soi qu'au rendement du convertisseur près, cette puissance PMPPT est celle qui doit pouvoir être injectée à la caténaire.

Dans le contexte de ce projet la principale difficulté rencontrée est liée à la gestion des PVs sous MPPT. Pour que cette propriété puisse être satisfaite, il faut que la ligne caténaire soit apte à absorber cette puissance. Cela n'est le cas que si les trains en opération sur la ligne ont des besoins en puissance (les sous-stations d'alimentation conventionnelles ne sont pas réversibles).

Si aucun train sur la ligne n'est consommateur, ou si la consommation est inférieure à PMPPT, le mode de fonctionnement sous MPPT n'est plus strictement possible. Face à ce constat, deux solutions sont envisageables :

- Ou bien la centrale photovoltaïque ne doit pas être complexifiée (pas de système additionnel). Dans ce cas, on devra dégrader la puissance fournie par les PVs, à une valeur inférieure à PMPPT (nulle dans le pire des cas).
- Ou bien on ajoute une batterie d'accumulateurs et son interface de puissance Cvs2 selon la Figure 6. Dans ce cas, la batterie doit pouvoir absorber la différence entre la puissance sous MPPT fournie par les PVs et celle réellement absorbée par la caténaire. Elle doit restituer l'énergie associée dès que la caténaire le permet.

C'est la raison pour laquelle le schéma de principe de la Figure 6 fait apparaître deux modes de fonctionnement distincts :

- Mode 1 : seul mode possible lorsque les batteries ne sont pas sollicitées (ou non implantées). Dans ce mode :
 - o La puissance injectée par les PVs est celle définie par le MPPT tant que la caténaire est réceptive.
 - o La puissance injectée par les PVs est dégradée voire annulée si la caténaire n'est plus à même d'absorber la puissance maximale. Cela dépend du nombre de trains opérés sur le réseau, ainsi que de leur mode de fonctionnement (potentiels freinages par réinjection à la caténaire).
- Mode 2 : mode exploité lorsque les batteries sont sollicitées. Dans ce mode :
 - o La puissance injectée par les PVs est celle définie par le MPPT dans tous les cas
 - o La puissance absorbée par les accumulateurs devient d'autant plus grande que la caténaire n'est plus à même d'absorber la puissance des PVs sous MPPT.
 - o La puissance absorbée par les accumulateurs doit égaler la puissance des PVs sous MPPT dans le cas où aucun consommateur n'est présent sur la caténaire.
 - o La puissance injectée par les accumulateurs est autorisée si et seulement si la caténaire est à même d'absorber non seulement la puissance des PVs sous MPPT plus celle restituée par les batteries.

Il va de soi que la présente étude se focalisant sur une centrale de production photovoltaïque, il n'est pas envisagé du superposer à la stratégie de gestion de la charge/décharge des batteries une seconde stratégie visant à utiliser les batteries comme éléments de stockage lors du freinage des trains. Cette propriété a déjà fait l'objet de l'étude SETP 2050 N°074., et ne sera pas abordée ici à nouveau.

Implémentation de stratégies.

Quels que soient les modes de fonctionnement envisagés (Mode 1 ou Mode 2), leur mise en œuvre ne peut être réalisée que si l'identification de la réceptivité en puissance de la caténaire est possible. Cette réceptivité en puissance dépend bien évidemment des besoins en puissance des trains opérés. Deux possibilités sont à priori envisageables :

- De manière purement théorique, on pourrait lier par réseau de communication ces trains entre eux pour identifier leurs besoins en puissance. Connecté à ce réseau, la centrale photovoltaïque dispose des informations nécessaires pour décider de l'injection de puissance sur la caténaire
- Une seconde possibilité réside dans une simple analyse de la tension caténaire au point d'injection. La tension caténaire est effet le reflet des flux de puissance sur le réseau. Si elle est plus faible que la tension à vide, alors des trains sont en phase d'absorption de puissance. Si elle est plus élevée, alors la capacité de la ligne à accepter la puissance photovoltaïque est réduite : trains en phase de freinage par réinjection, ou encore ne demandant que peu de puissance par rapport à la puissance injectée.

Pour des raisons de pragmatisme et de simplicité, c'est cette seconde technique qui est envisagée dans la présente étude. Ceci d'autant plus que cette technique est bien connue et déjà implémentée pour ce qui est des stratégies de pilotage des trains. A titre d'illustration de ce principe nous donnons l'évolution temporelle simulée de la tension caténaire en gare de Saignelégier à la Figure 7.

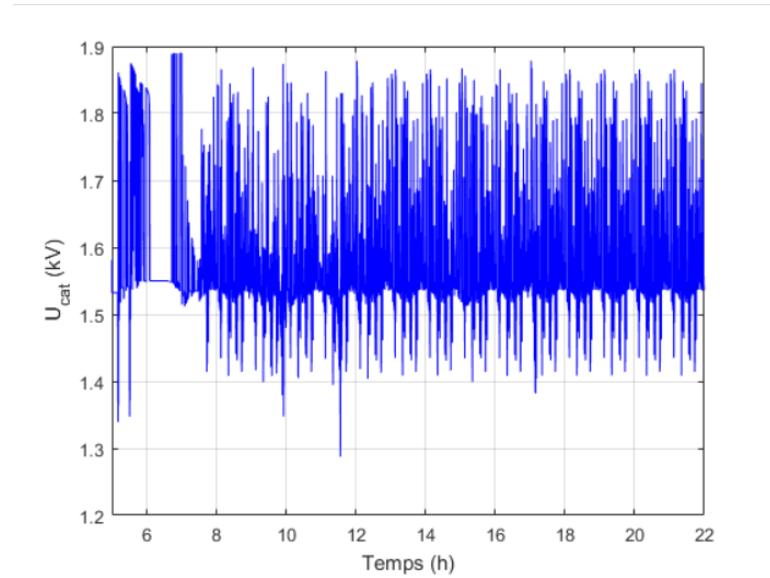


Figure 7 : Tension caténaire à Saignelégier

Nous rappelons que la gare de Saignelégier est comprise entre deux sous-stations d'alimentation (Le Noirmont et Pré-Petitjean). La tension caténaire vue à Saignelégier est fortement bruitée autour de sa valeur nominale, ce qui est dû aux trains opérés (3 trains marchandise en début de journée, 5 trains passagers selon horaires cadencés) :

- Les pics de tensions inférieurs à la tension nominale sont liés aux accélérations de trains.
- Les pics de tension supérieurs à la tension nominale sont liés aux freinages par récupération.

Par ailleurs, le mode de fonctionnement des trains est basé sur l'analyse de la tension caténaire :

- En dessous d'un certain seuil de tension, les propriétés d'accélération des trains est automatiquement dégradée.
- Au-dessus d'un second seuil de tension, les propriétés de freinage par réinjection à la caténaire sont également dégradées, jusqu'à être finalement annulées (freinage par dissipation).

L'analyse de la tension caténaire permet donc une analyse très précise de la réceptivité de la ligne en puissance injectée, et il semble judicieux de « caler » le mode de fonctionnement de la centrale photovoltaïque sur celui des trains, selon les mêmes stratégies d'injection selon les valeurs prises par la tension caténaire. Cela revient de fait à considérer la centrale photovoltaïque comme un train virtuel fixe, en situation de freinage par réinjection selon les conditions d'ensoleillement.

On doit noter cependant que l'injection de puissance par la centrale PVs va augmenter le bruit de tension vue sur la tension caténaire, en relevant notamment la valeur moyenne de la tension caténaire lors d'injection de puissance, avec un ensemble de conséquences :

- Si la ligne est peu réceptive, la tension caténaire peut monter à des valeurs sollicitant les protections.
- La stratégie de gestion de freinage des trains est basée sur l'analyse de la tension caténaire. Si elle dépasse un seuil, le freinage par dissipation est enclenché, ce qui nuit au rendement global de l'installation.

Le principe de gestion des PVs (associé ou non à des accumulateurs) qui a été mis en œuvre pour la présente étude est ainsi le suivant : dans tous les cas, l'injection de puissance à la caténaire est conditionnée par le niveau de tension de la caténaire :

- Tant que la tension caténaire reste en dessous de la tension de déclenchement de freinage par dissipation des trains, l'injection de puissance par le système PVs sous MPPT est autorisée.
- Si la tension caténaire se rapproche de la tension de déclenchement de freinage par dissipation des trains, l'injection de puissance par le système PVs est dégradée.
- Si la tension caténaire est égale ou supérieure de la tension de déclenchement de freinage par dissipation des trains, l'injection de puissance par le système PVs est interdite.

Nous donnons ainsi à la Figure 8 les différents seuils implémentés pour les simulations effectuées, basés sur l'analyse du diagramme de limitation de la puissance des motrices ABe 2/6 (GTW) tel qu'identifié dans la littérature.

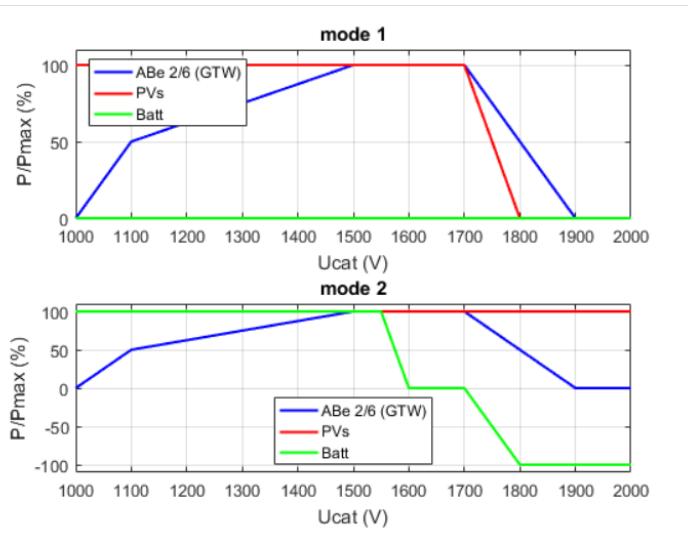


Figure 8: Seuils de gestion des échanges de puissance à la caténaire

Selon les deux modes de fonctionnement tels que déjà introduits :

- Mode 1 : centrale photovoltaïque sans batteries.
 - o Tant que la tension caténaire lue au point d'injection est inférieure à 1700V, l'injection de puissance sous MPPT est autorisée.
 - o Au-delà, l'injection de puissance effective est dégradée par rapport au MPPT. Passé 1800V, l'injection de puissance est interdite.
- Mode 2 : centrale photovoltaïque avec batteries. Dans tous les cas, les panneaux photovoltaïques sont pilotés sous MPPT. L'arbitrage est réalisé par les batteries d'accumulateurs:
 - o Tant que la tension caténaire reste comprise entre 1600V et 1700V, les batteries ne sont pas sollicitées. Toute la puissance fournie par les panneaux est délivrée à la caténaire.
 - o Au-delà de 1700V, la ligne étant moins réceptive, la puissance batteries est affichée négative (recharge par convention). Une partie de la puissance photovoltaïque est donc injectée dans ces batteries. Au-dessus de 1800V, la ligne étant considérée comme non réceptive, toute la puissance photovoltaïque est injectée dans les batteries.
 - o Au-dessous de 1600V, la ligne étant considérée comme fortement réceptive, la décharge des batteries est autorisée, jusqu'à doubler la puissance photovoltaïque fournie à la caténaire pour une tension inférieure à 1550V. La puissance fournie par les batteries se conjugue en effet à celle délivrée par les panneaux photovoltaïques.

Résultats préliminaires en gare de Saignelégier

Ces modes de fonctionnement ont été implémentés dans le simulateur développé dans le cadre du projet SETP 2050 N°074. Le modèle d'une centrale photovoltaïque tel que présenté à la Figure 5 a été inséré au nœud du réseau modélisant la gare de Saignelégier. La puissance P_{stat} échangé à la caténaire est la somme des puissance photovoltaïque et batteries (quand présentes), selon les modes de fonctionnement décrits précédemment (Mode 1 et Mode 2).

Pour la centrale de production photovoltaïque, la puissance maximale qui peut être fournie était initialement définie à 250kW. Pour placer le système en butte, nous avons considéré 280kW de puissance maximale pour identifier les limites des principes décrits. Nous avons considéré de plus pour les simulations l'horaire d'été. L'évolution idéale de la puissance photovoltaïque sous MPPT et ensoleillement maximal est donnée à la Figure 9.

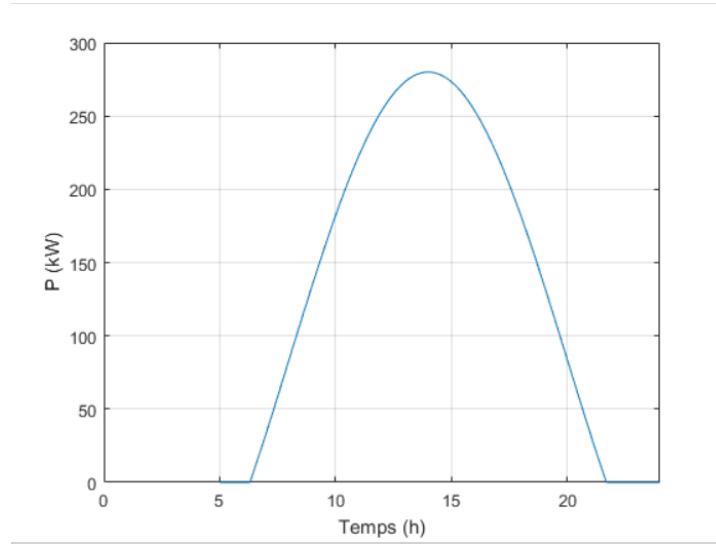


Figure 9 : Production PVs

Les considérations suivantes sont également faites :

- Le rendement des convertisseurs d'interface n'est pas pris en compte. Cela ne sera également pas pris en compte dans la suite de cette étude, les pertes engendrées par le dispositif de conversion n'ayant que peu d'influence sur les bilans d'énergie globaux.
- Un système d'accumulation est associé aux PVs. Il peut être activé ou désactivé. Il est non dimensionné initialement, et modélisé comme une source de puissance réversible. Dans le cas où l'accumulateur est activé, les résultats de simulation doivent permettre son dimensionnement.
- Les PVs délivrent une puissance maximale de 280kW. On considère la problématique de recherche MPPT comme résolue. Il n'y a pas de nuages, météo idéale, selon un « horaire d'été ».
- Toute la flotte de trains est en service (3 trains marchandise et 5 trains passagers).

Sous ces conditions, les résultats fournis par le simulateur développé conduisent en premier lieu à l'analyse de l'évolution de la tension caténaire ; fournie à la Figure 10 pour trois cas différents :

- Situation actuelle (bleu).
- Ajout des PVs (rouge) : Mode 1, pilotage de la centrale sans batterie.
- Ajout des PVs et batterie (vert) : Mode 2, centrale avec batteries.

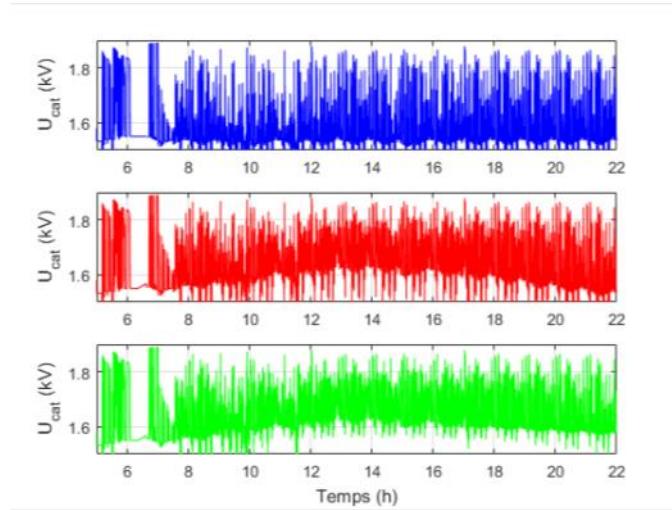


Figure 10 : Tension caténaire à Saignelégier

Par rapport au cas de référence (bleu), déjà présenté à la Figure 7, on constate effectivement que la valeur moyenne de la tension caténaire est relevée dans le cas des PVs seuls ou des PVs et batterie, à l'image de la puissance qu'ils injectent (maximum de déformation à 14h00). Toutefois, l'ajout des batteries (courbe verte) permet de limiter cette déformation additionnelle de la tension caténaire.

L'analyse des puissances échangées à la caténaire en gare de Saignelégier est donnée à la Figure 11.

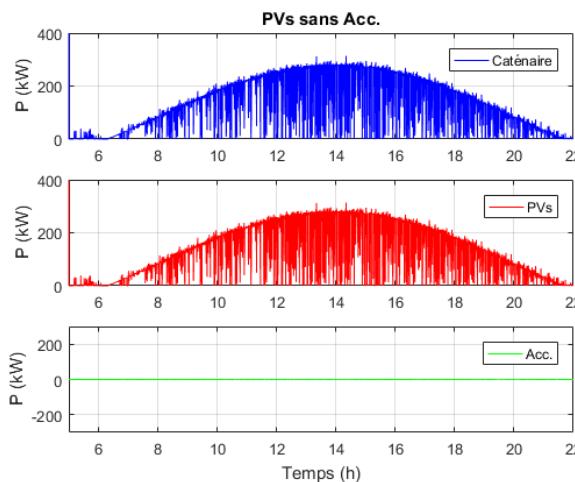


Figure 11(a) : PVs sans Acc, Mode 1

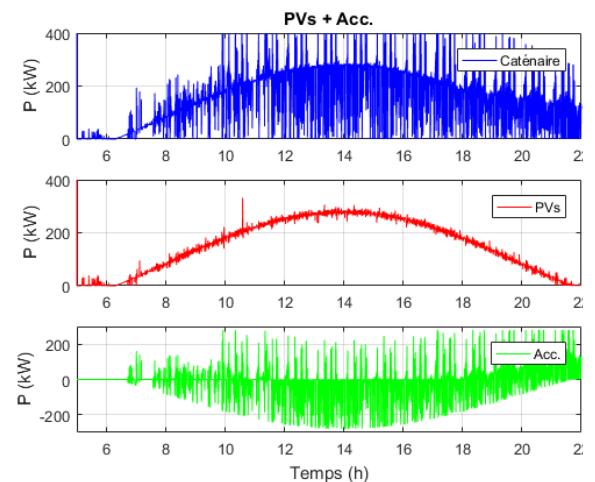


Figure 11(b) : PVs avec Acc., Mode 2

Figure 11 : Puissance injectée à la caténaire

Dans le cas sans batteries présenté à la Figure 11(a) (Mode 1), la puissance injectée à la caténaire vaut strictement celle fournie par les PVs. A cause des seuils de tension définis précédemment, le mode MPPT ne peut pas être strictement maintenu. Il y a donc un « manque à gagner » par rapport à ce qui pourrait théoriquement être injecté.

Dans le cas avec batteries présenté à la Figure 11(b) (Mode 2), la puissance fournie par les PVs peut rester strictement dans les conditions du MPPT, les batteries assurent le complément pour :

- Permettre le fonctionnement des PVs sous MPPT.
- Assurer l'injection de puissance uniquement si la caténaire est réceptive. Dans ce dernier cas, observé lorsque la tension caténaire est en dessous de sa valeur nominale, observe que la centrale photovoltaïque délivre une puissance à la caténaire qui excède largement la puissance fournie par les panneaux sous MPPT.

Dans tous les cas, quel que soit le mode de fonctionnement, on doit tenir compte du fait que la puissance injectée par la centrale est fortement discontinue. Il n'y a rien à faire contre cela, cela ne dépend que du comportement du matériel roulant en opération.

Ces profils de puissance sont complétés par l'analyse des énergies échangées entre la centrale photovoltaïque et la caténaire, selon que le réseau des CJ n'opère que des trains passagers (Figure 12(a)), ou l'intégralité de sa flotte (Figure 12(b)). Pour ces deux cas, les deux Modes 1 et 2 sont considérés.

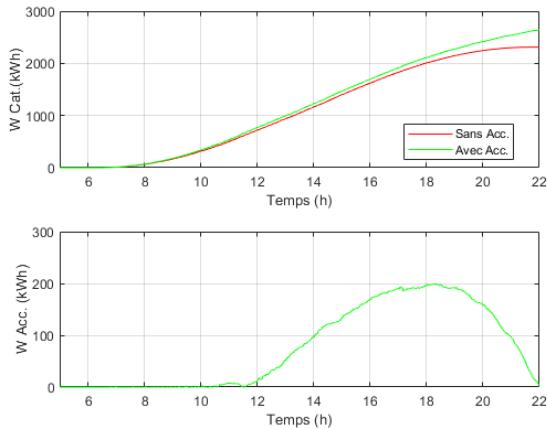


Figure 12(a) : Trains passagers et marchandises

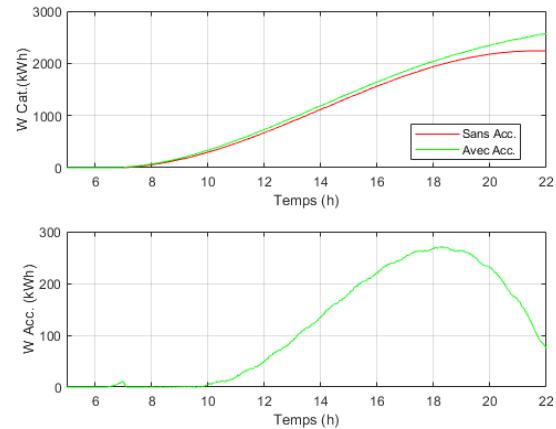


Figure 12(b) : Trains passagers

Figure 12 : Energies échangées

Dans le cas avec batteries, il faudra que ces dernières soient en mesure d'échanger au moins 200kWh avec le système dans le cas où toute la flotte est opérée. Sans les trains marchandises, ces batteries doivent pouvoir échanger 280kWh. Ceci est dû au fait que le retrait de trains marchandises ôte des consommateurs d'énergie potentiels.

D'autre part, les mêmes lois de gestion de la tension caténaire ont été appliquées pour les cas avec/sans trains marchandises, en Mode 2. Avec une différence majeure : alors que le bilan énergétique est nul pour les batteries sur une journée où toute la flotte de trains est opérée, il est largement positif lorsque seuls les trains passagers circulent. Cela signifie que la loi de gestion de la tension caténaire doit être adaptative selon les rames en circulation sur une journée.

Si on analyse enfin l'énergie fournie à la caténaire, celle-ci présente un gain 14.5% lorsque les batteries sont mises en œuvre par rapport au cas sans batterie. Ce gain monte à 18% lorsque le réseau est opéré sans train marchandise. Cela signifie que l'ajout de batteries 200/280kWh ne permet que 14.5% de gain dans le pire des cas sur l'énergie qui est injectée à la caténaire par rapport au cas sans batterie.

Ceci introduit un potentiel désintérêt à l'utilisation de batteries.

Indépendamment du comportement de cette centrale photovoltaïque elle-même, un certain nombre d'autres éléments doivent être analysés, ne serait-ce que pour vérifier l'impact de cette centrale sur le réseau lui-même. A commencer par le bilan d'énergie échangée entre les trains et la caténaire.

Cette analyse est proposée à la Fig. 12 à l'issue d'une journée d'exploitation du réseau pour toute la flotte de trains.

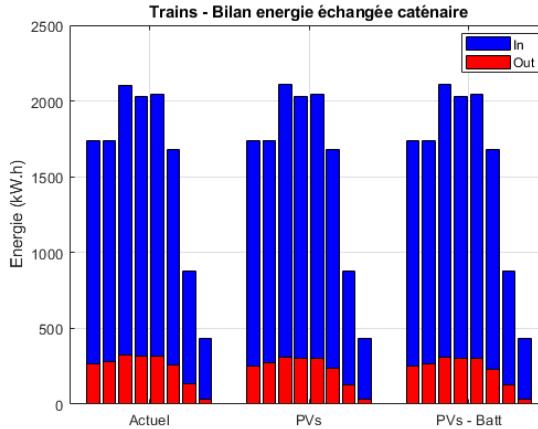


Figure 13(a) : Trains passagers et marchandises

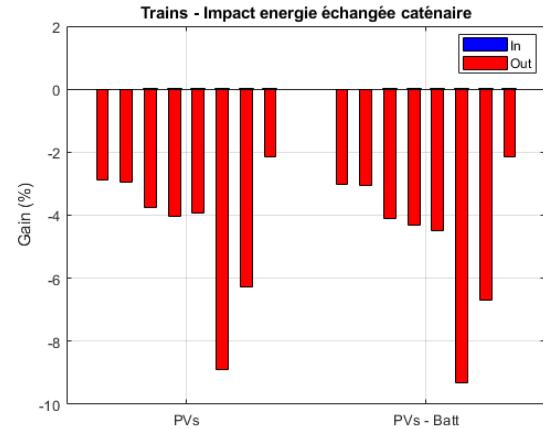


Figure 13(b) : Gains sur les énergies échangées

Figure 13 : Energies échangées entre trains et caténaire

L'analyse des valeurs absolues des énergies échangées avec la caténaire proposée en Figure 13 montre les énergie « achetées » à la caténaire (In), par rapport aux énergies réinjectées lors de freinages par récupération (Out). Quel que soit le cas considéré (pas de centrale, panneaux photovoltaïques ou panneaux et batteries), le comportement des trains ne semble pas vraiment modifié.

Cependant, si l'on regarde les valeurs relatives de ces mêmes énergies en Figure 13(b):

- Les énergies achetées restent inchangées (pas de modification) : cela semble logique puisque la centrale photovoltaïque relève la tension caténaire, il n'y a pas de raison d'observer une dégradation des mises en vitesse des véhicules.
- Les niveaux d'énergie réinjectées sont réduits de 3% à 4% pour les trains passagers. Ils sont également réduits de 2% à 9% pour les trains marchandises. Cela est également logique : l'appoint en énergie de la centrale photovoltaïque rend la ligne moins réceptive lorsque des trains sont en situation de freinage par réinjection. Le freinage par dissipation est donc plus souvent sollicité.

Outre la flotte de trains sur la ligne, il est également intéressant d'identifier l'impact de la centrale photovoltaïque sur les contraintes auxquelles doivent répondre les sous-stations d'alimentation. Nous donnons en premier lieu à la Figure 14 l'évolution temporelle des puissances moyennées à 15min pour les sous-stations Le Noirmont et Pré-Petitjean. Nous avons choisi ces sous-stations car ce sont elles qui sont à proximité directe de Saignelégier.

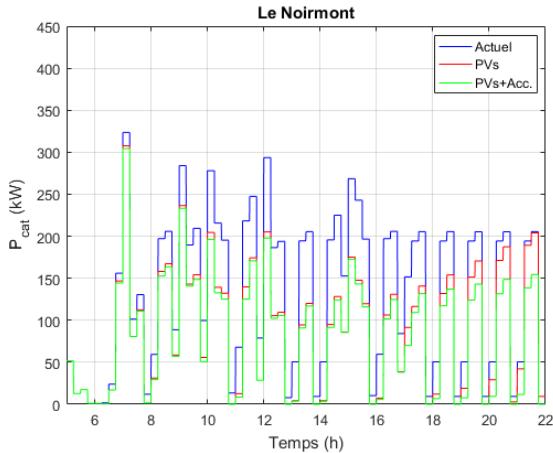


Figure 14(a) : Trains passagers et marchandises

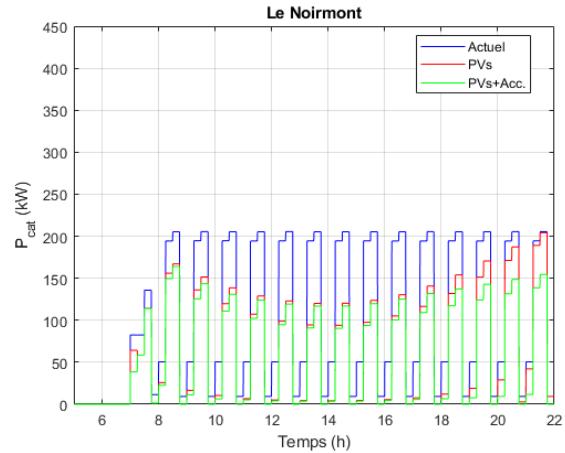


Figure 14(b) : Trains passagers

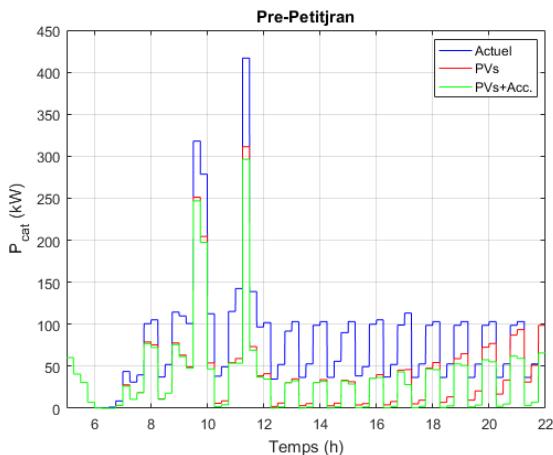


Figure 14(c) : Trains passagers et marchandises

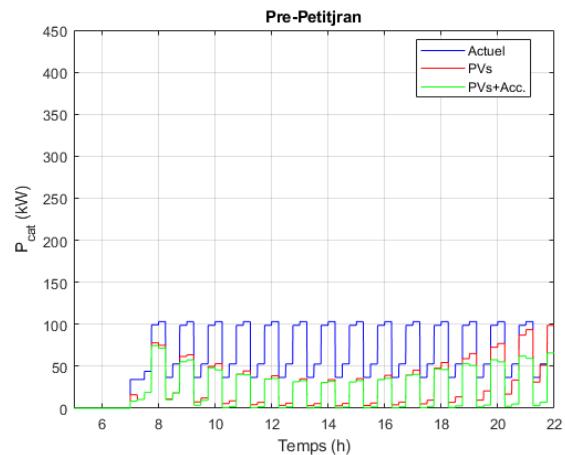


Figure 14(d) : Trains passagers

Figure 14 : Sous-stations : puissance moyennes @15min

On notera une diminution non-négligeable de ces puissances crêtes :

- En milieu de journée grâce au PVs. Ceci bien évidemment dans le contexte d'un ensoleillement idéal.
- En fin de journée grâce aux batteries (si elles sont présentes) qui restituent le reliquat d'énergie stocké.

Dans tous les cas, la tendance actuelle est conservée : la valeur de puissance maximale fournie par les sous-stations est fixée principalement par la circulation de trains marchandises. Même si l'ajout d'une centrale photovoltaïque réduit ces valeurs de puissances maximales (avec ou sans batteries), cette tendance reste.

Nous donnons ensuite à la Figure 15 les valeurs maximales de ces puissances sur une journée (déterminant pour la facturation BKW), pour toutes les sous-stations.

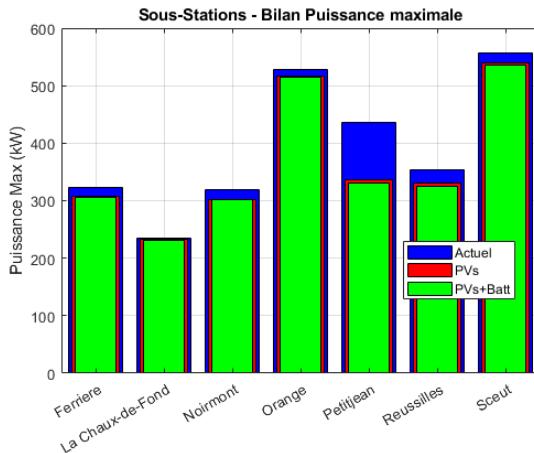


Figure 15(a) : Trains passagers et marchandises

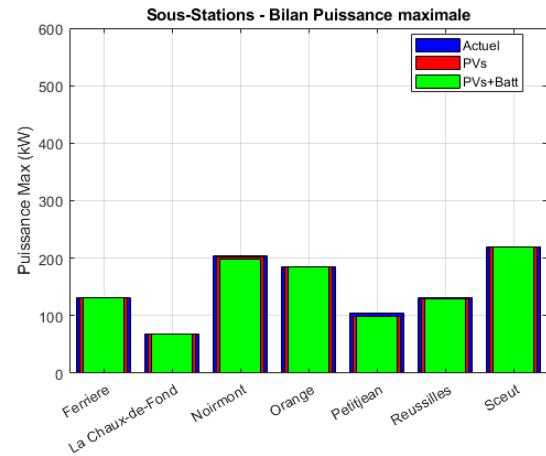


Figure 15(b) : Trains passagers

Figure 15 : Sous-stations : puissance moyennes @15min, valeur max journalière

Hors La Chaux-de-Fonds, toutes les sous-stations sont impactées favorablement, avec une mention particulière pour Pré-Petitjean dans le cas où toute la flotte de trains est opérée, et dans le cas d'un ensoleillement optimal. On doit cependant pondérer ce résultat lorsque seuls les trains marchandises circulent : la centrale photovoltaïque n'amène pas nécessairement de gain notable sur les puissances crêtes, avec ou sans batteries.

Un autre élément remarquable est que l'utilisation des batteries n'a en revanche que peu d'impact sur cette diminution de puissance crête. C'est, pour une seconde mention, une confirmation pour un potentiel désintérêt à l'utilisation de batteries.

En complément de ces bilans de puissances crêtes, nous donnons à la Figure 16 les bilans d'énergie fournie par l'ensemble de ces sous-stations sur une journée d'exploitation.

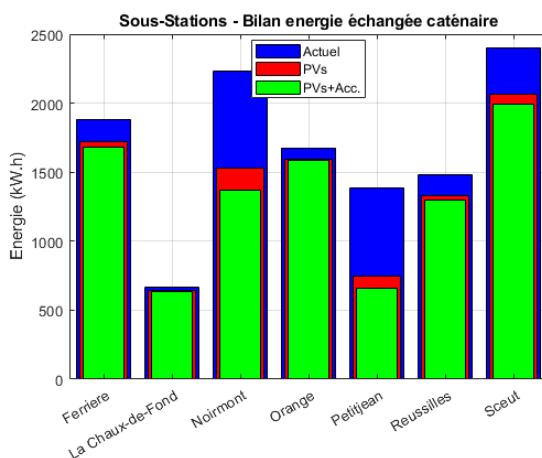


Figure 16(a) - Trains passagers et marchandises

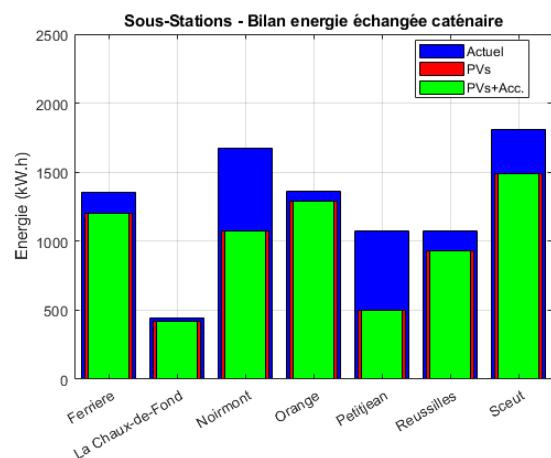


Figure 16(b) - Trains passagers

Figure 16 : Sous-stations - Bilan d'énergie

Hors La Chaux-de-Fonds, toutes les sous-stations sont impactées favorablement, avec une mention particulière pour Pré-Petitjean et le Noirmont, ce qui semble logique vu que ces sous-stations sont voisines de Saignelégier. On notera en complément que Sceut voit également une réduction significative de l'énergie fournie.

Comme pour le bilan de puissance, le bilan d'énergie montre également que l'ajout de batteries ne présente que peu d'impact sur le gain en énergie. C'est, pour la troisième fois, un commentaire qui vise à exclure de ce présent projet le recours à des batteries en complément d'une production photovoltaïque.

Synthèse sur résultats préliminaires

L'outil de simulation développé dans le cadre du projet SETP 2050 N°074 a été adapté, afin d'identifier le potentiel d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau des CJ, avec ou sans batteries.

Des modes de contrôle d'une telle centrale ont été définis, basés sur l'analyse de la tension caténaire à l'instar des stratégies de contrôle des trains.

A l'issue de la première analyse réalisée dans des conditions d'ensoleillement idéales, il s'avère que :

- L'ajout d'une centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier offre effectivement un gain non négligeable sur l'alimentation en énergie du réseau.
- Les modes de pilotages de cette centrale n'interfèrent que peu sur le comportement des trains opérés. Tout au plus, son insertion limite de maximum 10% l'énergie que ces trains réinjectent à la caténaire lors de leurs freinages.
- Le recours à des batteries additionnelles n'offre que peu de gain sur les niveaux de réduction des puissances crêtes fournies par les sous-stations d'alimentation. Il en est de même sur les niveaux d'énergie fournis par ces mêmes sous-stations. Il semble donc que l'intérêt de l'ajout de batteries semble extrêmement limité, et que les contraintes issues de leur insertion ne parviendront pas à combler le manque à gagner sur les panneaux photovoltaïques lorsqu'on doit dégrader le fonctionnement sous MPPT.

Système de stockage

Avant de présenter les hypothèses retenues et la méthodologie appliquée pour l'étude relative au système de stockage, une brève description du réseau des CJ est tout d'abord rappelé.

Description du système

Le réseau des CJ est composé d'une série de six sous-stations de traction de traction (Figure 17) alimentant en courant continu (CC) la caténaire. Ces sous-stations régulent localement la tension de la ligne en injectant à la caténaire de l'énergie provenant du réseau moyenne tension (MT), de manière unidirectionnelle. Elles ne permettent donc pas la réinjection d'énergie vers le réseau MT. D'un point de vue pratique, cela signifie que la tension peut être uniquement relevée par les sous-stations, et non pas abaissée. Dans cette étude, les flux de puissances échangés à certaines gares avec des réseaux ferroviaires voisins ne sont pas pris en compte.

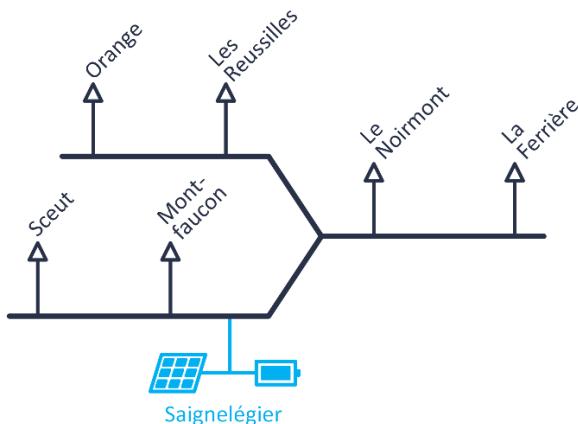


Figure 17 : Représentation schématique des sous-stations dans le réseau des CJ et installation PV et système de stockage prévues à la gare de Saignelégier

La tension du réseau est perturbée par la consommation et la production du matériel roulant, notamment lors des phases d'accélération et de décélération. La consommation par le matériel roulant aura pour impact que diminuer localement la tension alors que la production la fera augmenter. Afin d'éviter une

surtension, la réinjection d'énergie à la caténaire au freinage est désactivée lorsqu'un certain seuil de tension est atteint et un système dissipatif est alors utilisé. Ce dernier point est d'une importance significative pour ce qui est du rendement global du système. En effet, une mauvaise gestion de la tension peut engendrer des pertes d'énergie importantes.

Comme illustré sur la Figure 17, le projet vise à évaluer l'impact de l'ajout d'une installation PV et système de stockage, une batterie lithium-ion, à la gare de Saignelégier. L'installation n'étant pas située directement à une sous-station, son ajout impactera les flux de puissance et la tension du réseau localement. Afin de prendre en compte la dynamique du réseau et ces limitations, notamment en ce qui concerne les contraintes en tensions, l'utilisation du modèle de la HES-SO est indispensable. Cependant, ce modèle demandant des ressources calcule importantes, son utilisation pour une optimisation du système de stockage n'est donc pas appropriée.

Hypothèses retenues

Afin de surmonter cette difficulté, l'hypothèse simplificatrice suivante est adoptée. Comme présenté sur la Figure 18, l'installation PV et système de stockage est supposé localisé à l'emplacement exacte d'une sous-station.

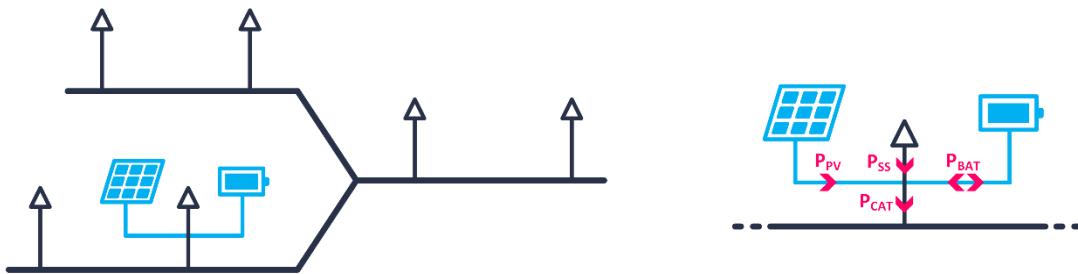


Figure 18 : Hypothèse simplification concernant la position de l'installation PV et système de stockage (gauche), et définition des flux de puissance au point de connexion du système (droite)

De cette manière, il est possible de définir les flux de puissance de la manière suivante :

- L'installation PV fournit une puissance P_{PV}
- Le système de stockage est chargé et déchargé par une puissance P_{BAT}
- La puissance injectée à la caténaire P_{CAT} est inchangée par rapport à la situation pré-intervention, la demande du matériel roulant étant identique.
- La puissance à la sous-station P_{SS} est ce qui résulte des 3 flux précédents.

On estime ainsi que cette installation n'a pas d'impact sur la puissance injectée à la caténaire, uniquement sur la puissance soutirée à la sous-station. Il est donc possible d'utiliser les courbes de charges mesurés à la sous-station avant l'intervention comme référence de puissance à la caténaire. La nouvelle puissance soutirée à la sous-station, et donc facturée au gestionnaire de réseau de distribution (GRD), dépendra de l'injection de l'installation PV et la puissance échangé avec le système de stockage.

Il est également supposé que le potentiel bénéfice de l'ajout d'une installation PV et système de stockage pour diminuer les frais d'exploitation d'une sous-station particulière est considéré comme maximal si le système est placé à cette sous-station. En d'autres termes, le fait de les placer entre deux sous-stations ne ferait qu'ajouter des contraintes (e.g. limites en tension) qui diminuerait le potentiel bénéfice individuel des sous-stations en question.

Méthodologie appliquée

Sur la base de ces constats, la méthodologie suivante est appliquée pour le dimensionnement optimal du système de stockage. Comme illustrée en Figure 19, l'installation PV et le système de stockage est déplacé d'une sous-station à l'autre et une évaluation économique et un dimensionnement optimal de la capacité de stockage est effectuée pour chacune d'elles. Cette approche générique permet d'obtenir une vue globale des potentiels bénéfices d'un tel système et de définir une capacité de stockage optimal global et/ou local (c.-à-d. voisin à certaines sous-stations).

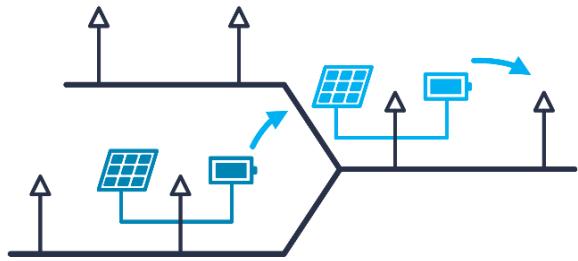


Figure 19 : Evaluation de l'impact de l'installation PV et système de stockage pour chaque sous-station individuellement

En plus d'évaluer l'impact de l'installation à chaque sous-station, deux types de contrôleur du système de stockage sont également testés. Comme présenté plus haut, les deux principaux intérêts d'un système de stockage et dans le but d'augmenter l'autoconsommation de l'installation PV et d'effectuer le l'écrêtage de puissance à la sous-station. Dans cette optique, les deux contrôleurs suivants sont évalués (Figure 20) :

- Augmentation d'autoconsommation : le système de stockage est utilisé comme tampon d'énergie. Il est chargé lors en cas de surproduction jusqu'à être plein et déchargé en cas de sous-production jusqu'à être vide. Dans ce cas, il est chargé uniquement par l'installation PV.
- Ecrêtage de puissance à la sous-station : le système de stockage est utilisé comme tampon de puissance. Il est gardé chargé jusqu'à l'apparition d'un pic de consommation. Il se décharge alors afin de fournir la puissance nécessaire pour gommer le pic de puissance du point de vue de la sous-station. Dans ce cas, le système de stockage est chargé par le réseau et par l'installation PV. Pour cette étude, il est considéré la situation idéale où le contrôleur a accès à une prévision de consommation et de production parfaite du lendemain.

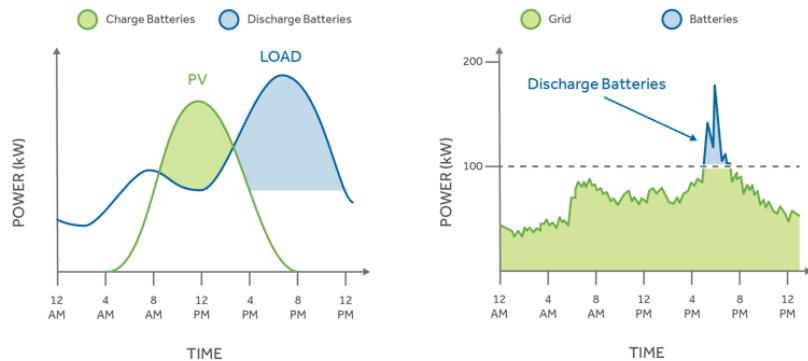


Figure 20 : Illustration des concepts de control d'un système de stockage pour l'augmentation d'autoconsommation (gauche) et l'écrêtage de puissance (droite) [Source : solarwaveenergy.ca]

Outil utilisé

Afin d'effectuer cette analyse, le logiciel *System Advisor Model (SAM)* [4] (version 2020.2.29 r1) a été utilisé. SAM est un logiciel libre développé par le *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, financé par le département de l'énergie des Etats-Unis. L'interface graphique du logiciel est illustrée sur la Figure 21.

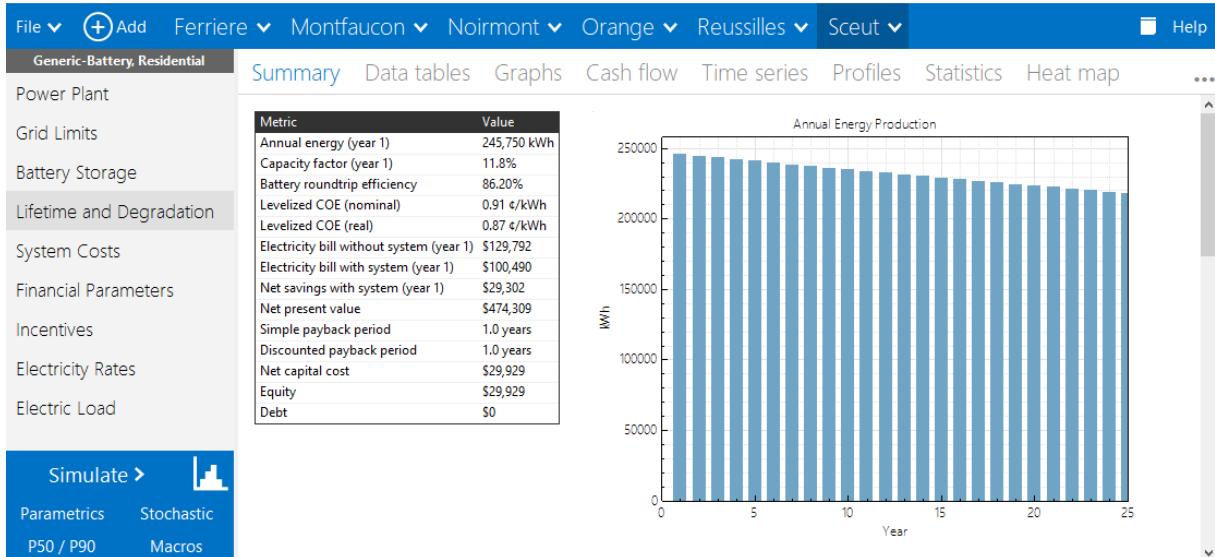


Figure 21 : Interface graphique du logiciel System Advisor Model (SAM)

SAM permet la simulation de systèmes énergétiques variés et inclus des outils d'analyses financières avancés appliqués sur la durée de vie du projet. Il inclut un grand nombre de modèles de composants physiques, prenant notamment en compte leur vieillissement. Il est ainsi possible de modéliser rapidement et précisément le comportement d'un système de stockage par batterie, son contrôleur ainsi que sa dégradation cyclique et calendaire [5]. SAM est un outil flexible, facilement scriptable et offrant des possibilités d'automatisation intéressantes grâce à son kit de développement logiciel fournis.

Paramètres sélectionnés

Pour obtenir des résultats de simulation réaliste, il est nécessaire de définir les différents paramètres des modèles de manière précise et pertinente. Les paramètres sélectionnés ainsi que les motivations de leurs choix sont présentés ci-dessous.

Tout d'abord, la période d'évaluation pour l'analyse financière est définie à 25 ans. Cette durée coïncide avec les standards de garantie d'une installation PV. Un taux d'inflation de 0.36%/an (moyenne suisse 2019) et un taux d'actualisation nominal de 4.00%/an (suggéré par les CJ) sont utilisés.

Le profil de production de l'installation PV utilisé pour cette analyse est le profil annuel simulé par le logiciel Polysun [6] illustré sur la Figure 22 et fournis par La Goule. Les détails de l'installation PV simulé est présenté dans le Tableau 1. Le profil est répété sur les 25 ans de la période d'évaluation avec un dégradation linéaire de 0.5%/an (valeur médiane observée dans [7]). D'une résolution temporelle initial de 1 heure, le profil a été linéairement interpolé pour obtenir une résolution temporelle de 15 minutes, utilisée comme référence pour la suite de l'étude.

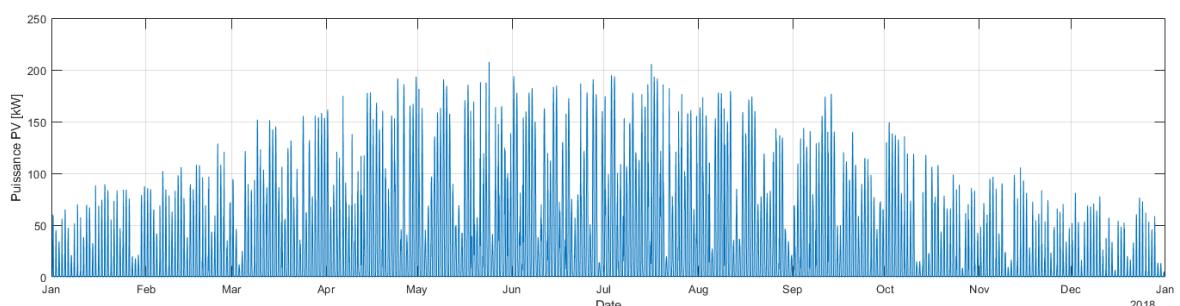


Figure 22 : Profil de production de l'installation PV simulé par Polysun

Tableau 1 : Details de l'installation PV

| | |
|-----------------|---------------------------------|
| Puissance crête | 238 kWc |
| Nombre modules | 768 |
| Onduleurs | 2xABB PVS-100 + 2xABB TRIO 27.6 |
| Orientation | Est-Ouest |
| Inclinaison | 15° |
| Lieu | Saignelégier |

Pour ce qui est des courbes de charges, les mesures effectués à 15 minutes aux sous-stations pour l'année 2018 sont utilisés (Figure 23). Les profils sont répétés de manière identique sur toute la période d'évaluation, sans croissance annuelle.

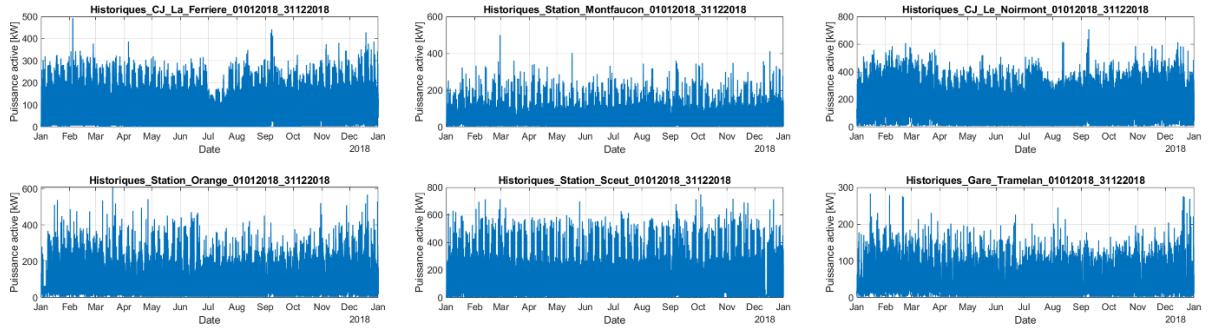


Figure 23 : Courbes de charges pour chaque sous-station du réseau de CJ mesurées en 2018

La manière dont sont définis les coûts d'investissement et d'exploitation du système a un impact déterminant sur l'analyse de performance économique. Il est donc primordial de les définir convenablement. Comme l'analyse se focalise sur l'impact de l'ajout d'un système de stockage, l'installation PV est considérée comme acquise et n'est pas incluse dans l'analyse financière. En d'autres termes, les coûts d'investissement et d'exploitation liés à l'installation PV sont considérés comme nuls. Les coûts utilisés relatifs à l'investissement pour une batterie lithium-ion sont basés sur les chiffres présentés dans [8] et illustrés sur la Figure 24. La rareté des données disponibles sur le coût d'un tel système a poussé à utiliser des chiffres correspondant à une installation considérablement plus grande (60 MW). Il est donc bon de garder en tête qu'ils peuvent être considérés comme optimistes, les économies d'échelles étant nécessairement réduites pour un système plus petit.

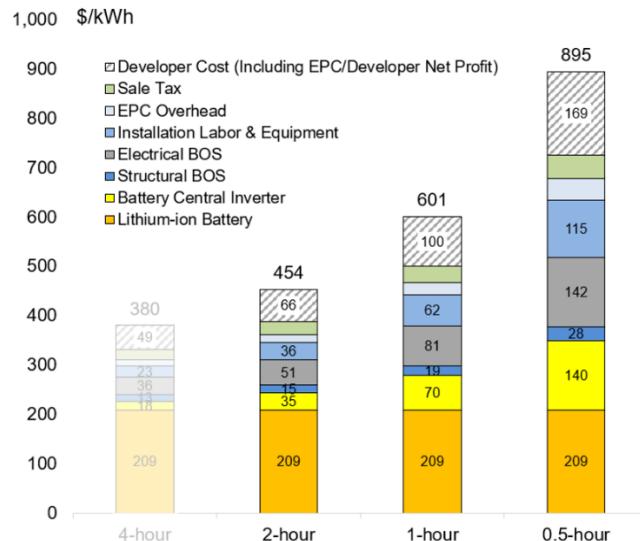


Figure 24 : Coûts du stockage au lithium-ion à l'échelle des services publics aux Etats-Unis en 2018 pour des durées de 0,5 à 4 heures (60 MW) [8]

Il peut être remarqué que le coût de système de stockage est proportionnel au C-rate. En effet, plus le C-rate est élevé, plus la batterie peut fournir une puissance élevée. Ceci a pour conséquence d'augmenter les coûts de l'onduleur, des auxiliaires, de l'installation électrique et du développement. Pour la suite, l'analyse se focalise uniquement sur les trois durées relevées dans le Tableau 2. Ainsi une batterie avec C-rate variant entre 0.5C, 1C et 2C sera évalué. Le coût lié au remplacement de la batterie est de 209 CHF/kWh, indépendamment du C-rate. Finalement, aucun frais de maintenance, taxe ou encouragement ne sont considérés et une diminution des coûts du stockage de 3%/an (moyenne pour 2018-2043 selon [9]) est appliquée.

Tableau 2 : Coût du stockage au lithium-ion en fonction de la durée et C-rate

| Coût [CHF/kWh] | Durée [h] | C-rate [C] |
|-------------------|--------------|---------------|
| 454 | 2 | 0.5 |
| 601 | 1 | 1 |
| 895 | 0.5 | 2 |

Pour ce qui est des coûts d'exploitation seul le coût de l'électricité consommée à la sous-station est pris en compte. Les tarifs utilisés sont ceux effectivement appliqués par BKW aux CJ en 2019, nommés *BKW Energy Relax*. Les tarifs détaillés sont présentés dans le Tableau 3. Ils sont affichés hors TVA et incluent coût de l'énergie, de l'utilisation du réseau et les redevances.

Tableau 3 : Détail des tarifs BKW Energy Relax en 2019

| | |
|------------|-------------------------------------------|
| Frais fixe | 120 CHF/mois |
| Energie | 14.06 ct./kWh (haut), 10.06 ct./kWh (bas) |
| Puissance | 3.65 CHF/kW/mois |

Ces tarifs facturent non seulement l'énergie consommée, mais également la puissance maximal consommée durant le mois. Comme la sous-station n'a pas la possibilité de réinjecter de l'énergie dans le réseau MT, aucune rétribution de réinjection n'est considérée. En cas de surproduction, l'énergie PV qui n'est pas absorbée par le système de stockage est perdue. Finalement, une augmentation de 1%/an des prix de l'électricité (moyenne Suisse en 2020 [10]) est appliquée sur la période d'évaluation de 25 ans.

Pour terminer la caractérisation du système, les paramètres utilisés pour le modèle de batterie sont maintenant présentés. SAM offre une grande flexibilité quant à la définition de la batterie, ce qui se traduit par un grand nombre de paramètres. Les paramètres principaux sont résumés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Résumé des paramètres principaux de la batterie

| | |
|----------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Chimie | NMC ¹ |
| Tension cellule nominale | 3.6V |
| Capacité cellule | 2.25Ah |
| Résistance interne cellule | 6mOhm |
| Capacité batterie | [10-500kWh] ² |
| Puissance | @0.5C, @1C et @2C |
| Rendement (aller-retour) | 88% (<i>Tesla Powerpack</i> [11]) |
| Etat de charge | 10% (<i>min.</i>), 100% (<i>max.</i>), 50% (<i>init.</i>) |
| Remplacement batterie | Etat de santé < 80% |
| Tension batterie | 760Vdc |

¹ Le choix initial d'une chimie Lithium-Nickel-Manganèse-Oxyde de Cobalt (NMC) est motivé par le fait qu'il s'agit à première vue de la technologie la plus adaptée à cette application.

² Plage de capacité de stockage de la batterie évaluée pour le dimensionnement optimal.

De plus, la Figure 25 présente les caractéristiques de dégradation cyclique (a) et calendaire (b) de la batterie. La dégradation cyclique est estimée en fonction du nombre de cycles effectués et de leur profondeur de décharge selon le principe du *comptage rainflow* [12]. Les mesures expérimentales de [13] ont été utilisées pour construire les courbes de référence apparaissant dans la Figure 25 (a). La dégradation calendaire dépend quant à elle du temps que passe la batterie est à un état de charge et une température donnée. Les courbes de référence de la Figure 25 (b) proviennent d'un modèle de dégradation calendaire de batterie lithium-ion développé par NREL [14]. La dégradation effective de la batterie est alors définie comme le maximum entre la dégradation cyclique et calendaire.

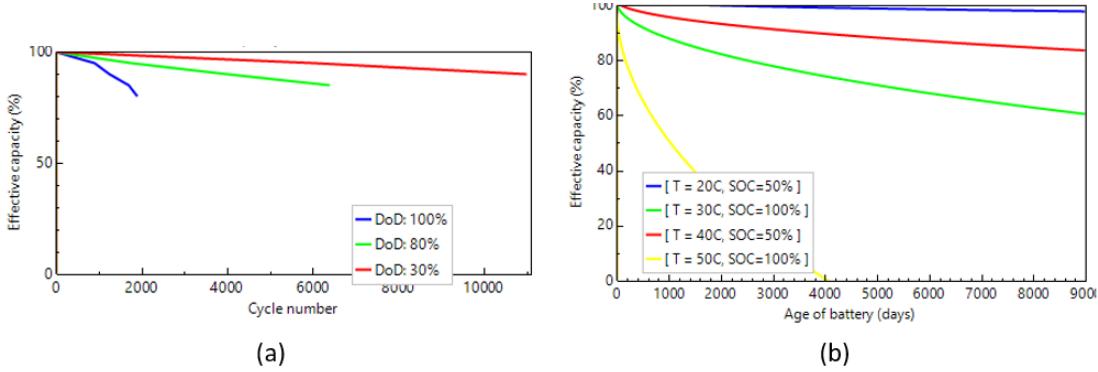


Figure 25 : Caractéristiques de dégradation cyclique (a) et calendaire (b) de la batterie

Indicateur clé de performance

Afin de juger efficacement de la performance d'un système, il est nécessaire de définir des indicateurs clé de performances (ICP). L'objectif étant le dimensionnement optimal du système de stockage, la valeur actuelle nette (VAN) générée par l'ajout d'une batterie au système est considéré comme premier ICP. La VAN est une mesure de la rentabilité d'un investissement sur une période d'évaluation calculée comme la somme des flux de trésorerie engendrés par cette opération, chacun étant actualisé de façon à réduire son importance dans cette somme à mesure de son éloignement dans le temps. Une VAN positive indique qu'un investissement est rentable, et plus la valeur est élevée, plus l'investissement est lucratif. A l'inverse, une VAN négative indique qu'un investissement est défavorable et qu'il engendrera une perte financière.

Un autre ICP intéressant pour évaluer la performance est l'indice de profitabilité, défini de la manière suivante :

$$\text{Indice de profitabilité} = 1 + \frac{\text{VAN}}{\text{Capital d'investissement}}$$

Cet ICP reflète la profitabilité de l'investissement fait dans la batterie. Ainsi à VAN identique, l'indice de profitabilité sera plus élevé pour une petite batterie (c.-à-d. petit investissement) que pour une grande. Lorsque l'indice de profitabilité est plus grand que 1, l'investissement est lucratif. Inversement, il est déficitaire lorsque cet indice est plus petit que 1. Comme l'analyse se concentre uniquement sur l'impact de l'ajout d'un système de stockage, les coûts liés à l'installation PV sont ignorés dans le calcul de ces ICP.

4. Résultats

Analyse annuelle de bilans énergétiques par centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier

Conditions d'analyse

A partir de l'étude de principe sur l'insertion d'une centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier, un modèle du réseau des CJ a été développé. Les résultats déjà fournis sont cependant préliminaires, obtenus sur une journée d'ensoleillement, dans des conditions optimales.

Afin d'être plus précis et de valider les concepts proposés, les BKW ainsi que la Société des Forces Electriques de La Goule ont mis à disposition un jeu de données annuelles, issues de mesures sur une station photovoltaïque localisée au Noirmont. Pour cette station, il est d'emblée à préciser que :

- Les niveaux de puissances ne sont évidemment pas à l'image de ceux relatifs à la centrale envisagée pour la gare de Saignelégier.
- Des problèmes de saturation/limitation sur divers onduleurs ne permet pas d'avoir une image précise des puissances fournies lors de journées avec plein ensoleillement.

Cependant, nous avons choisi d'exploiter ces relevés dans la mesure où ils donnent une image de la production photovoltaïque annuelle sur un système. Cela comprend évidemment les variations d'ensoleillement selon la saison et la météorologie, donc également en fonction de paramètres de type température.

Ce jeu de données a donc été intégré à l'outil de simulation développé pour le réseau des CJ, avec pour seule modification les valeurs des puissances crêtes maximales qui ont été mises à l'échelle pour correspondre à la puissance crête que la centrale de Saignelégier est censée délivrer. Nous avons encore une fois choisi 280kW de puissance crête pour raisonner sur un pire cas.

Les profils de puissance générés sont proposés à la Figure 26, pour les années 2017 et 2018.

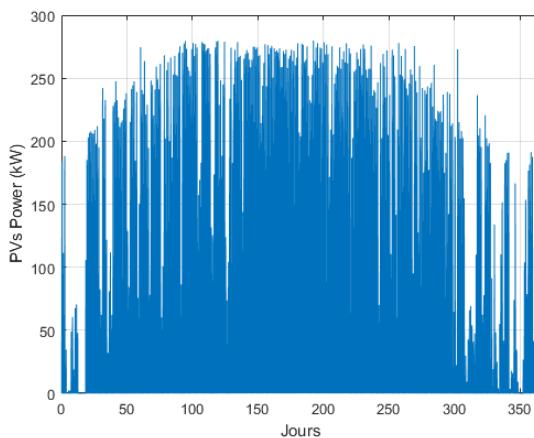


Figure 26(a) : 2017

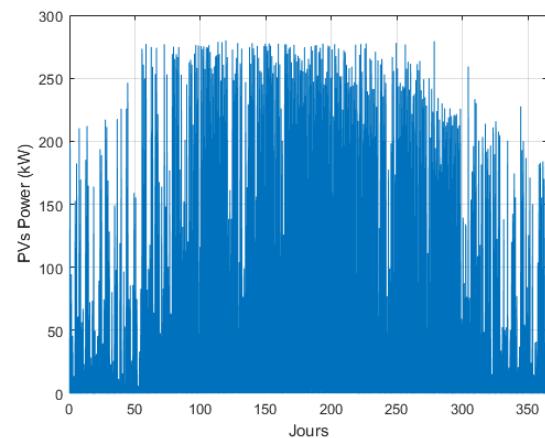


Figure 26(b) : 2018

Figure 26 : Production photovoltaïque sous MPPT

On y remarquera les problèmes de saturation de la puissance issue des données sources. Nous n'avons pas cherché à compenser ces limitations, qui consistent en fin de compte à mettre le système étudié en butée. Nous raisons donc décidément sur un pire cas.

Compte tenu de ces éléments, des simulations comportementales annuelles du réseau des CJ ont été réalisées avec le simulateur développé, selon les conditions suivantes :

- Nous n'avons pas pris en compte le fait que les trains marchandises ne circulent pas le week-end. De fait, tous les jours simulés (365 sur année) sont selon l'horaire « jours ouvrable ». Nous pouvons justifier ce choix sachant que les trains marchandises ne sont opérés qu'en début de journée, à des heures où l'ensoleillement est réduit. L'impact de la présence de trains marchandises sur le comportement de la centrale photovoltaïque est ainsi réduit.

- La pré-analyse a permis de montrer que le gain offert par l'utilisation de batteries est par trop limité en regard des contraintes dimensionnantes sur un tel système. C'est la raison pour laquelle tous les résultats proposés sont obtenus pour une centrale photovoltaïque à Saignelégier sans batteries. Cette centrale est pilotée selon le Mode 1 tel que décrit à la Figure 6 à la Figure 8.
- Parmi les critères de performance que nous avons analysés, nous avons d'emblée omis les puissances crêtes moyennées fournies par les sous-stations. Même si celles-ci sont déterminantes pour ce qui est du coût lié à l'alimentation du réseau des CJ, elles sont principalement définies par les trains marchandises. Ces derniers circulent à des heures où l'ensoleillement est réduit (tôt dans la matinée), et le fait que la centrale photovoltaïque puisse fournir, systématiquement, tous les jours d'un mois donné, la puissance requise pour alimenter tel ou tel train marchandise paraît vraiment trop hypothétique.
- Pour tous les résultats proposés, on comparera systématiquement le cas de figure où les PVs fonctionnent toujours systématiquement sous MPPT (noté « Strict MPPT ») au cas défini par le Mode 1 de fonctionnement (noté « Injected »), où le point de fonctionnement sous MPPT est dégradé suivant la valeur de tension caténaire.

Analyse comportementale d'une centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier

Un premier point remarquable est lié à l'analyse des puissances injectées au mois par la centrale photovoltaïque. Ce résultat est proposé en Figure 27 pour les puissances crêtes fournies dans un mois, sur une année.

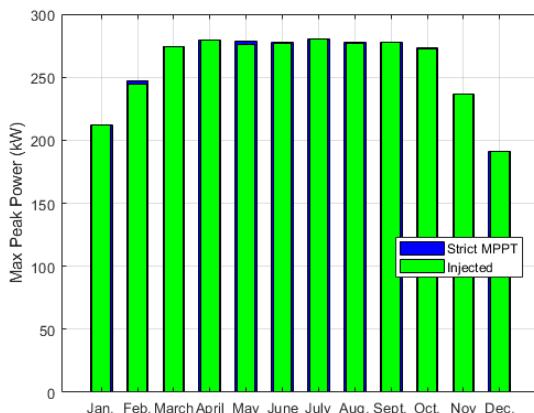


Figure 27(a) : 2017

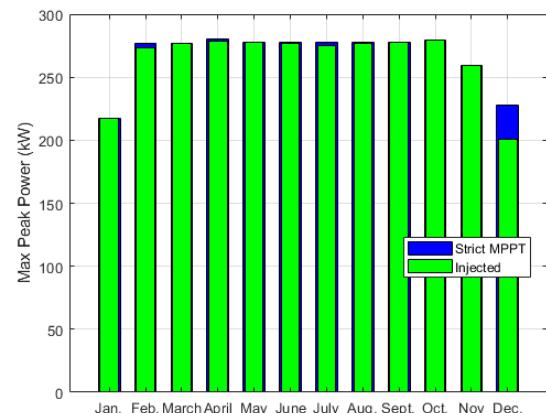


Figure 27(b) : 2018

Figure 27 : Puissance crête maximale fournie

En règle très générale, sur un mois complet, il y aura toujours un cas de figure où la puissance maximale injectée correspond à la même puissance sous strict MPPT. Cela signifie, qu'au moins une fois par mois, le fonctionnement sous MPPT pur et puissance PV maximale est possible.

Il y a cependant un cas particulier pour le mois de décembre 2018, où les conditions d'obtention de puissance maximale sous MPPT ne sont jamais possibles. Pour ce mois particulier, cela signifie qu'il n'y a jamais eu de moment où, sous puissance maximale, la ligne était réceptrice.

Ces résultats sont en fin de compte difficiles à interpréter, étant entendu qu'ils concernent des moments très ponctuels, sur un mois. Ceci confirme la difficulté de raisonner en termes de puissance.

Un premier moyen d'avoir une compréhension plus fine du comportement du système consiste à faire un pas vers la notion d'énergie en raisonnant sur la notion de puissance moyenne. Ceci est présenté à la Figure 28 où sont représentées les puissances moyennes mensuelles injectées par la centrale photovoltaïque. Afin de ne pas analyser de paramètres inutiles, le calcul de valeurs moyennes de puissances n'est valide chaque jour que de 8h00 à 20h00.

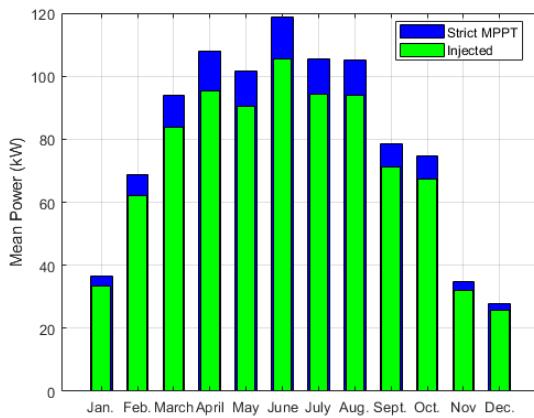


Figure 28(a) : 2017

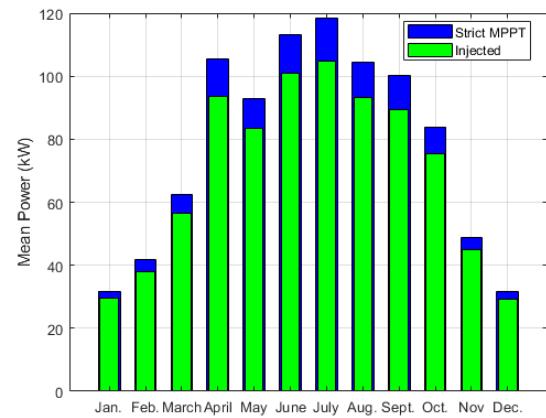


Figure 28(b) : 2018

Figure 28: Puissances moyennes journalières (8h00-20h00) par mois

De manière générale, pour les mois d'ensoleillement maximal, on notera que les puissances moyennes réellement injectées sont 12.5% inférieure à la puissance sous strict MPPT. Ceci est caractéristique du Mode 1 de fonctionnement du dispositif.

Cependant, cet écart se réduit dans les mois de plus faible ensoleillement. On justifie cela par le fait que les puissances injectées sont en valeur moyenne plus faible. Par rapport à ces valeurs, la ligne caténaire est nécessairement plus réceptive, et la proportion de cas où les PVs peuvent effectivement fonctionner sous MPPT est plus élevée.

C'est également une tendance qui se retrouve si on analyse l'énergie injectée à la caténaire par la centrale photovoltaïque comme proposé à la Figure 29.

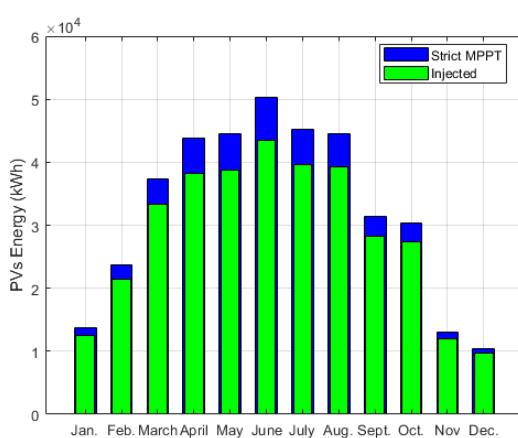


Figure 29(a) : 2017

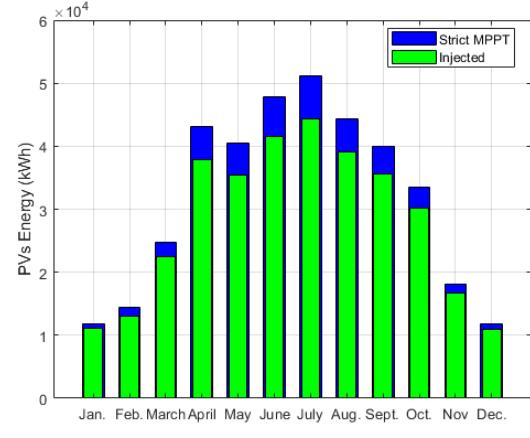


Figure 29(b) : 2018

Figure 29 : Injection d'énergie mensuelle

Dans les mois les plus ensoleillés, les quantités d'énergie injectées ne sont pas nécessairement compatibles avec celles que le réseau peut absorber. D'où une dégradation plus importante du point MPPT, qui se réduit normalement lors des mois de moindre ensoleillement.

Le lecteur pourra se référer aux annexes pour une granulométrie plus fine de ce résultat, où ces bilans énergétiques sont présentés par jours.

Ceci est confirmé par l'analyse de la pénalité en termes de dégradation du MPPT lorsque la ligne n'est pas réceptive, qui est donnée à la Figure 30.

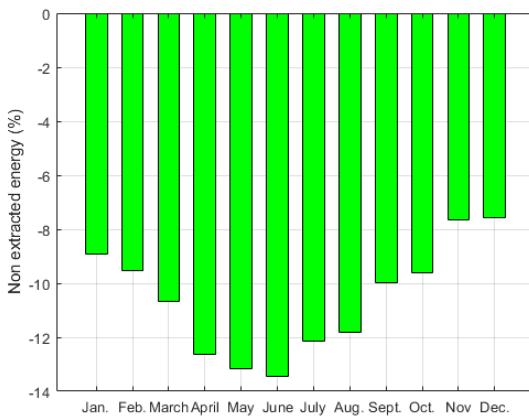


Figure 30(a) : 2017

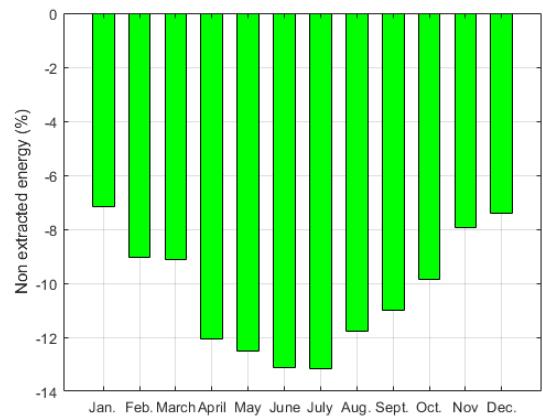


Figure 30(b) : 2018

Figure 30 : Energie non injectée par dégradation du fonctionnement sous MPPT

Dans les mois de plein ensoleillement, l'énergie injectée à la caténaire n'est réduite que de 13.5% dans le pire des cas, par rapport au cas où les PVs fonctionneraient strictement sous MPPT. Cet écart se réduit à 5% dans les mois d'hiver.

Nous déduisons de ces résultats une confirmation, ainsi que ce que nous pourrions qualifier de « règle d'or » :

- Le « manque à gagner » qui consiste à dégrader le fonctionnement des PVs sous MPPT plutôt qu'à utiliser des batteries comme éléments tampons semble justifiable, en regard ce que couterait la mise en œuvre de dispositifs d'accumulation (on rappelle que l'ordre de grandeur de sa capacité devrait être de 200-280kWh).
- Une telle propriété n'est valide que dès lors la puissance crête qui peut être injectée à la caténaire reste compatible avec la puissance qui peut être absorbée. De fait, on pourrait se poser la question du bien fondé d'augmenter les dimensions d'une centrale photovoltaïque par rapport à ce qui est envisagé à ce jour. Il semblerait plus judicieux de choisir un point d'injection déporté sur le réseau des CJ.

Il est à noter que telle que pré-dimensionnée, la centrale de Saignelégier correspond en termes de puissances crêtes injectées à un train qui freinerait par réinjection. Des études ultérieures devraient être entreprises pour déterminer si effectivement l'ordre de grandeur de puissance crêtes qui conditionne la connexion d'une centrale photovoltaïque ne devrait pas être la puissance crête délivrée par les trains opérés.

Il va de soi que les tendances observées sur l'énergie injectée à la caténaire par une centrale photovoltaïque à Saignelégier se retrouvent sur l'énergie fournie par les sous-stations.

Nous avons déjà montré dans la partie qui définit le principe de fonctionnement d'un tel dispositif que les principales sous-stations impactées par la centrale photovoltaïque sont principalement les sous-stations voisines du Noirmont et Pré-Petitjean, talonnées dans une moindre mesure par Sceut. De fait, nous proposons ici une vision globale du comportement de l'ensemble des sous-stations en faisant la somme mensuelle des énergies injectées par l'ensemble de ces sous-stations.

Le résultat est présenté à la Figure 31 selon deux comportements possibles : soit le réseau ne comprend pas de centrale photovoltaïque à Saignelégier (No PVs), soit la centrale est activée (en Mode 1).

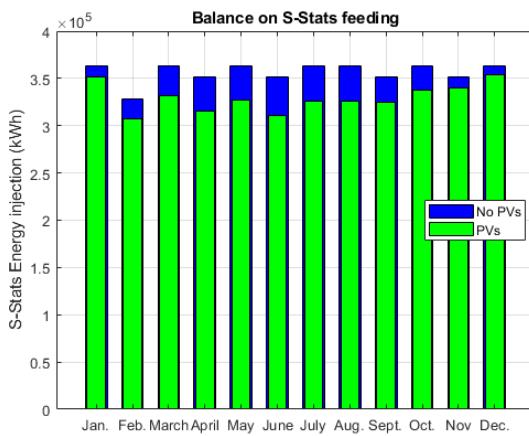


Figure 31(a) : 2017

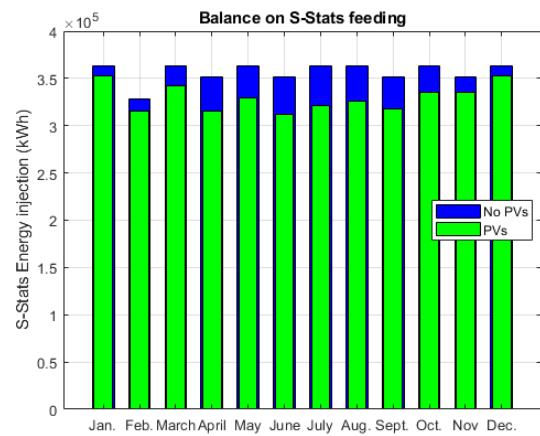


Figure 31(b) : 2018

Figure 31 : Energie injectée par l'ensemble des sous-stations – Bilan mensuel

Il va de soi que l'injection d'énergie photovoltaïque sur la ligne soulage l'ensembles sous-stations, qui voient diminuer leur fourniture en énergie, d'autant plus que les conditions d'ensoleillement sont favorables. Cependant, même dans les mois d'hiver, la présence de la centrale photovoltaïque reste notable.

Si on fait le rapport entre l'énergie injectée par l'ensemble des sous-stations dans le cas avec PVs et le cas sans, on identifie clairement les potentiels « d'autoconsommation » du dispositif, ainsi que présenté à la Figure 32.

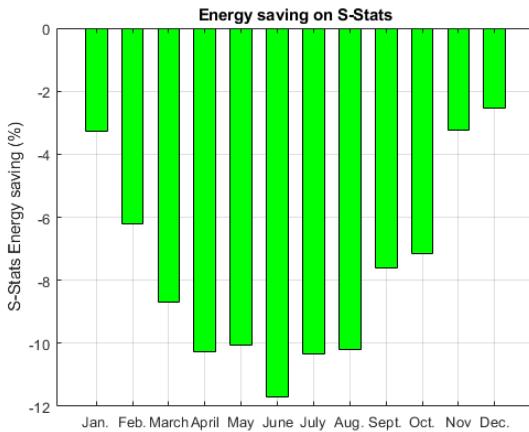


Figure 32(a) : 2017

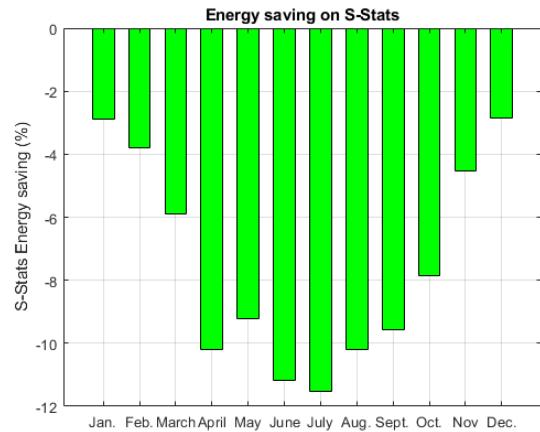


Figure 32(b) : 2018

Figure 32 : Gains sur énergie fournie par les sous-stations

Dans les mois les plus ensoleillés, les besoins en énergie assumés par les sous-stations diminuent entre 11% et 12%, ce qui est non-négligeable. Dans les mois d'hivers, cette diminution est de 2%, quand bien même les conditions d'ensoleillement restent limitées.

Enfin, un dernier résultat qui doit être mentionné concerne les pertes en ligne, que la centrale photovoltaïque pourrait engendrer par les courant injectés à la caténaire.

Nous définissons les pertes en ligne par la différence entre l'énergie consommée par les trains et l'énergie injectée par toutes les sources présentes sur le réseau (sous-stations, centrale photovoltaïque et trains lors de leur freinage).

Nous proposons à la Figure 33 un bilan de l'impact de la centrale photovoltaïque par le rapport entre les pertes en ligne avec PVs et les pertes sans PVs (situation actuelle).

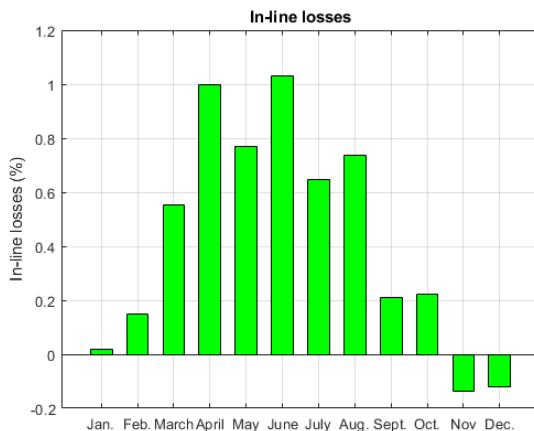


Figure 33(a) : 2017

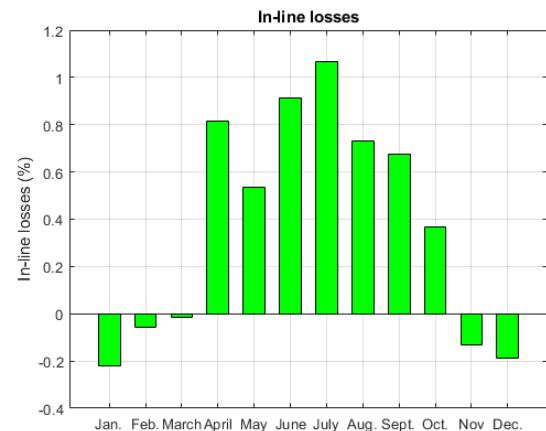


Figure 33(b) : 2018

Figure 33 : Bilan sur les pertes en lignes

On observe que dans le pire des cas les pertes en ligne sont augmentées entre 1% et 2%. On peut justifier cela par le fait que lors d'un ensoleillement maximal, la centrale photovoltaïque « pousse » sur la ligne et permet éventuellement l'alimentation d'un train qui en serait très éloigné. Ceci est au contraire des sous-stations conventionnelles, qui ne délivrent qu'à la demande.

En revanche, les mois d'hiver, on s'aperçoit que le rendement de ligne semble amélioré (pertes réduites). Vu les faibles niveaux de courant injectés, la consommation ne peut être locale. On peut donc voir dans ce cas la centrale photovoltaïque comme une sous-station additionnelle venant en soutien des sous-stations conventionnelles, permettant de renforcer la ligne sans ajouter de courants circulants inutile.

Système de stockage

Comme présenté plus haut, l'objectif de cette étude est le dimensionnement optimal du système de stockage. Le dimensionnement optimal est défini comme celui maximisant la VAN. L'analyse est effectuée pour chaque sous-station, pour une capacité de stockage variant de 10 à 500kWh et pour une capacité en puissance équivalente à 0.5C, 1C et 2C et pour les deux types contrôleur batterie : auto-consommation et écrêtage. Les deux ICP utilisés pour l'évaluation du système sont la VAN et l'indice de profitabilité.

Pour mieux comprendre les résultats qui vont suivre, il convient de présenter une première analyse de la facturation pour chaque sous-station en l'absence de système de stockage (PV uniquement). Sur la Figure 34 est représenté la répartition entre les sous-stations du coût d'électricité total d'électricité (gauche), de coût lié à l'énergie (milieu) et du coup lié à la puissance (droite). De plus, la Figure 35 illustre pour chaque sous-station la part des coûts lié à l'énergie et à la puissance.

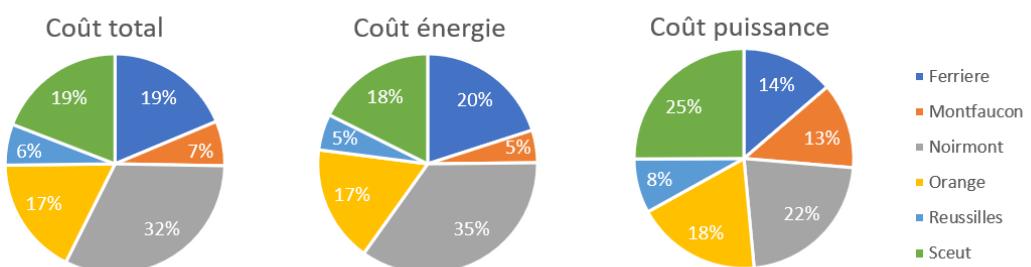


Figure 34 : Répartition entre les sous-stations du coût d'électricité total d'électricité (gauche), de coût lié à l'énergie (milieu) et du coup lié à la puissance (droite), avec PV et sans batterie

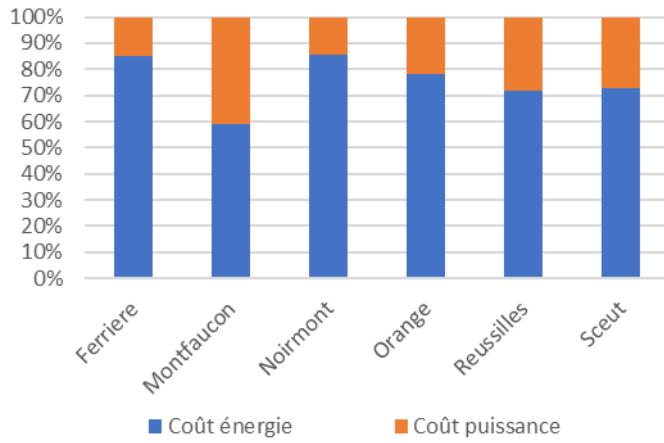


Figure 35 : Parts des coûts liés à l'énergie et à la puissance pour chaque sous-station, avec PV et sans batterie

Ces résultats soulignent tout d'abord les différences significatives en termes de coûts d'électricité totaux entre les sous-stations. La sous-station du Noirmont représente à elle seule un tiers des coûts d'exploitation totaux, alors que celles de la Ferrière et de Montfaucon que 6% et 7%, respectivement. La tendance est différente pour ce qui est des coûts liés à la puissance. Dans ce cas, la sous-station ayant la plus grande part des coûts de puissance totaux est celle de Sceut. Il est également intéressant de remarquer la variabilité des parts des coûts entre énergie et puissance pour chaque sous-station. En effet, 41% des coûts de la sous-station de Montfaucon sont liés à la puissance consommée alors que ce chiffre se monte qu'à 14% pour celle du Noirmont.

Passons tout d'abord à l'analyse des résultats pour le cas d'une batterie contrôlé de manière à augmenter l'autoconsommation. La Figure 36 présente la VAN sur la période d'évaluation en fonction de la capacité de stockage et du C-rate pour chaque sous-station, pour un contrôle en autoconsommation. La VAN maximum ainsi que la capacité de la batterie correspondante apparaissent dans les légendes pour chaque sous-station et C-rate. Pour plus de visibilité, ces VAN maximum sont reportées sur la Figure 37. De plus, le taux d'autoconsommation de l'installation PV en fonction de la capacité de stockage de la batterie pour chaque sous-station est illustré sur la Figure 38.

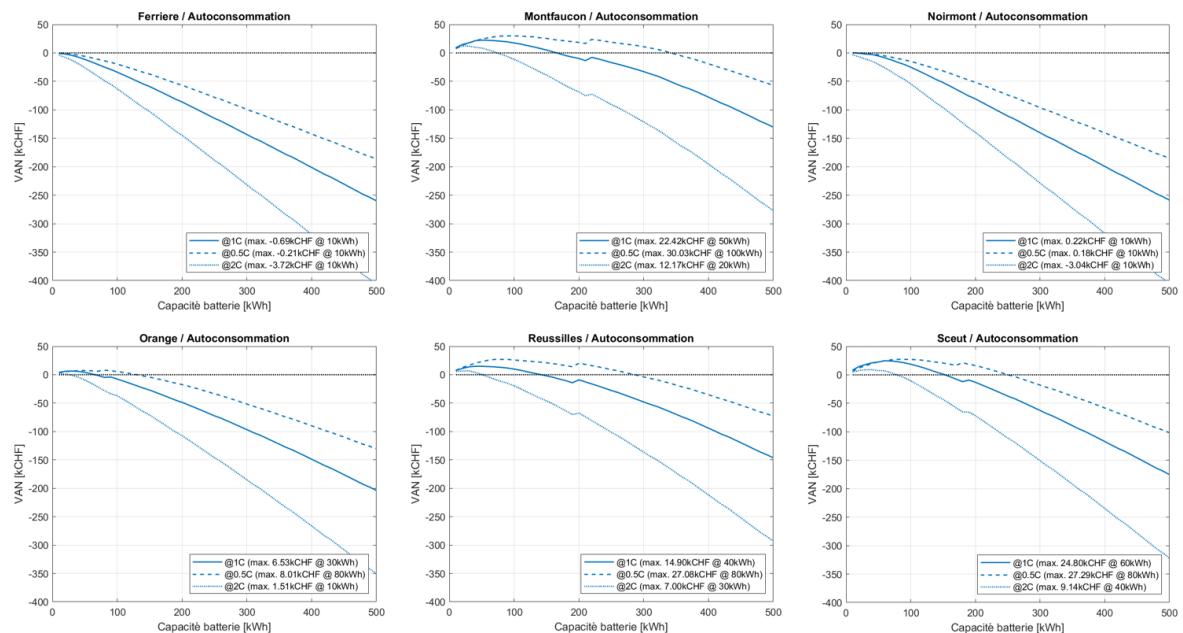


Figure 36 : VAN en fonction de la capacité de stockage et du C-rate pour chaque sous-station, pour un contrôle en autoconsommation

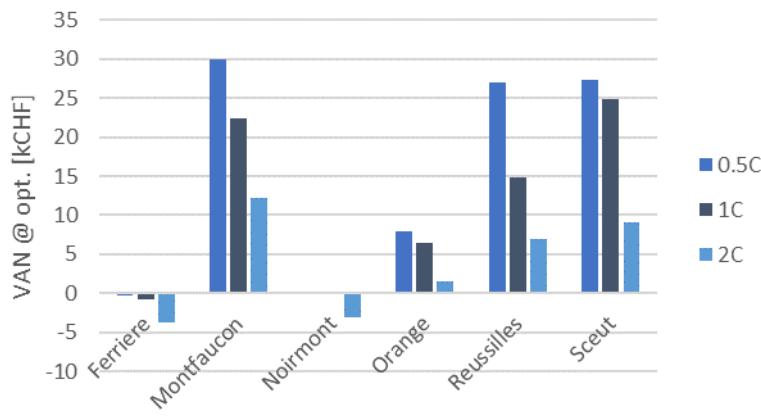


Figure 37 : VANs maximum pour chaque sous-station et C-rate obtenues à capacité de stockage optimum pour un contrôle en autoconsommation

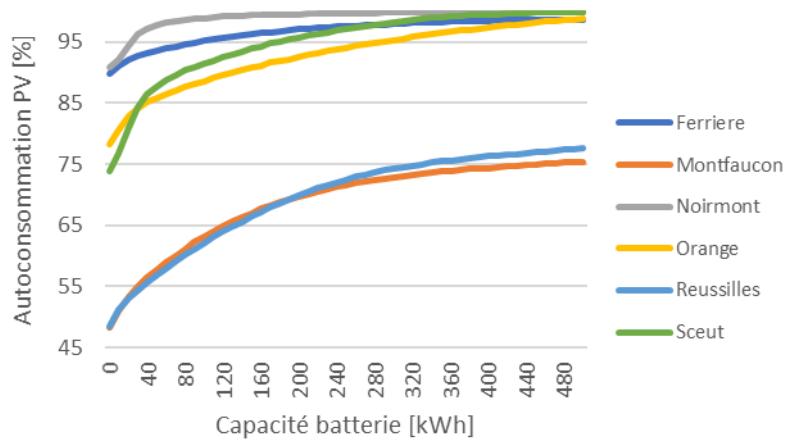


Figure 38 : Taux d'autoconsommation de l'installation PV en fonction de la capacité de stockage de la batterie pour chaque sous-station

Les observations suivantes peuvent être faites sur les résultats obtenus :

- D'une manière générale, les VAN partent de zéro, croissent jusqu'à un maximum puis décroissent. En effet, une batterie trop petite n'aura aucun impact et une batterie trop grande (c.-à-d. sous-exploitée) engendrera des frais supplémentaires liés à sa dégradation calendaire, sans augmenter d'avantage l'autoconsommation.
- Les VANs pour la Ferrière et le Noirmont sont systématiquement négatives, indépendamment de la capacité de stockage et du C-rate. Pour ces sous-stations, l'ajout d'une batterie pour augmenter l'autoconsommation est déficitaire.
- Pour l'ensemble des situations, un C-rate plus bas est plus intéressant financièrement car peu de besoin en puissance sont nécessaire pour augmenter d'autoconsommation.
- Les discontinuités observées sur les courbes sont dues à la transition entre 1 remplacement de batterie à 0 sur la période d'évaluation.
- La Figure 38 permet de mettre en évidence la relation entre le taux d'autoconsommation de l'installation PV et la VAN maximum atteignable. Lorsque ce taux est initialement haut pour un système sans batterie (p. ex. la Ferrière et le Noirmont), l'impact qu'a l'ajout d'une batterie sur la diminution des coûts d'électricité est faible. Comme l'énergie consommée par ces sous-stations est haute comparé à la production de l'installation PV, peu d'énergie est perdu par l'installation PV et donc le bénéfice apporté par une batterie est faible.
- Inversement, les VANs les plus importantes sont obtenues lorsque le taux d'autoconsommation est initialement faible (p. ex. Les Reussilles et Montfaucon). Dans ce cas, l'énergie perdue par l'installation PV en l'absence de système de stockage est importante. L'ajout d'une batterie a donc un impact plus conséquent sur les économies possible des coûts d'électricité.

Intéressons-nous maintenant aux résultats dans le cas d'une batterie contrôlée de manière à effectuer de l'écrêtage de puissance. La Figure 39 présente la VAN sur la période d'évaluation en fonction de

la capacité de stockage et du C-rate pour chaque sous-station, pour un contrôle en écrêtage de puissance. Comme précédemment, ces VAN maximum sont reportées sur la Figure 40. De plus, un exemple de série temporelle (gauche) et d'histogramme (droite) de la puissance à la sous-station de Sceut sans batterie et avec batterie de 160kWh à 2C est illustrés en Figure 41.

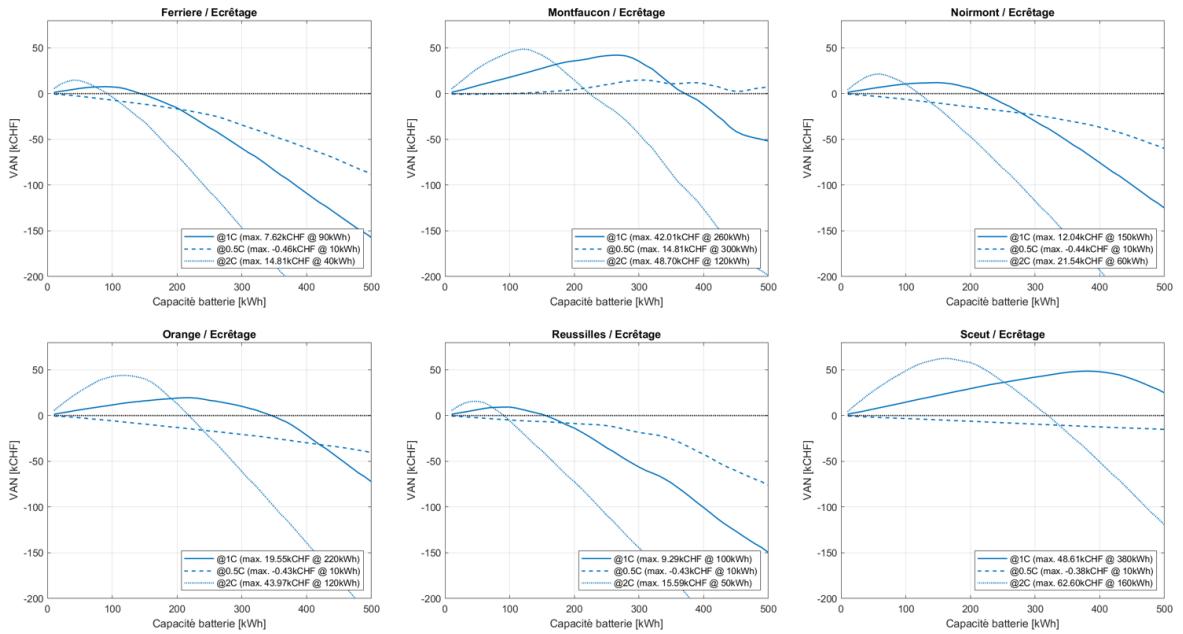


Figure 39 : VAN en fonction de la capacité de stockage et du C-rate pour chaque sous-station, pour un contrôle en écrêtage de puissance

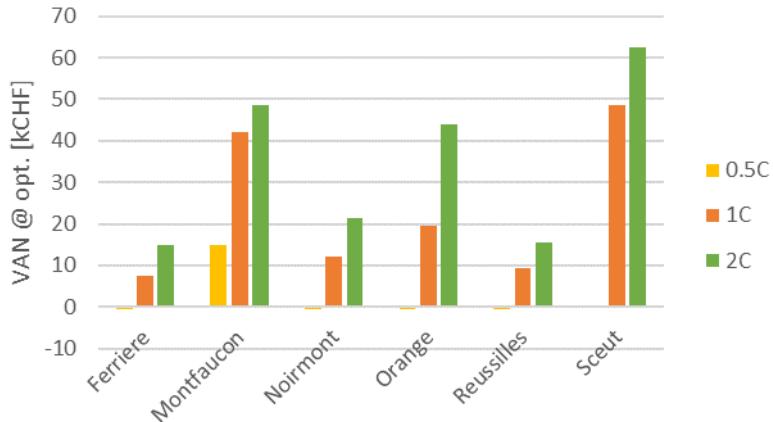


Figure 40 : VANs maximum pour chaque sous-station et C-rate obtenues à capacité de stockage optimum pour un contrôle en écrêtage de puissance

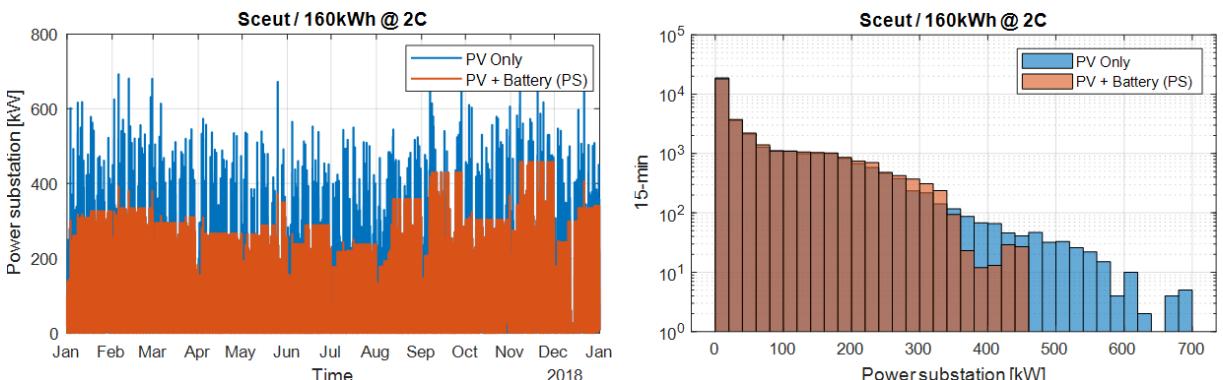


Figure 41 : Exemple de série temporelle (gauche) et histogramme (droite) de la puissance à la sous-station de Sceut sans batterie et avec batterie de 160kWh à 2C

Les observations suivantes peuvent être faites sur les résultats obtenus :

- En opposition au contrôle en augmentation d'autoconsommation, le contrôle en écrêtage de puissance est une solution potentiellement rentable pour l'ensemble des sous-stations.
- D'une manière générale un C-rate plus haut est plus intéressant financièrement car ce type de contrôle a peu de besoin en énergie.
- Une batterie à plus haut C-rate atteint un optimum à plus faible capacité, car elle possède de meilleures performances en puissance pour une capacité de stockage donnée. Cependant, cela ne signifie pas que le capital d'investissement est moins élevé, le coût au kWh d'une batterie à 2C étant plus élevé.
- Comme illustré en Figure 41, l'impact de la batterie sur la puissance crête extraite à la sous-station est significatif. Une diminution de la puissance crête mensuelle moyenne soutirée de 43% est observée sur la première année de la période d'évaluation,
- Le facteur limitant de cette solution en termes d'économie des coûts d'exploitations est que les charges liées à la puissance ne représentent en moyenne que 25% des coûts d'électricité totaux.

En se concentrant sur les C-rate les plus intéressants pour les deux types de contrôle (c.-à-d. 0.5C pour l'augmentation de l'autoconsommation et 2C pour l'écrêtage de puissance), la Figure 42 résume les VANs à l'optimum et illustre également l'investissement et l'indice de profitabilité correspondant.

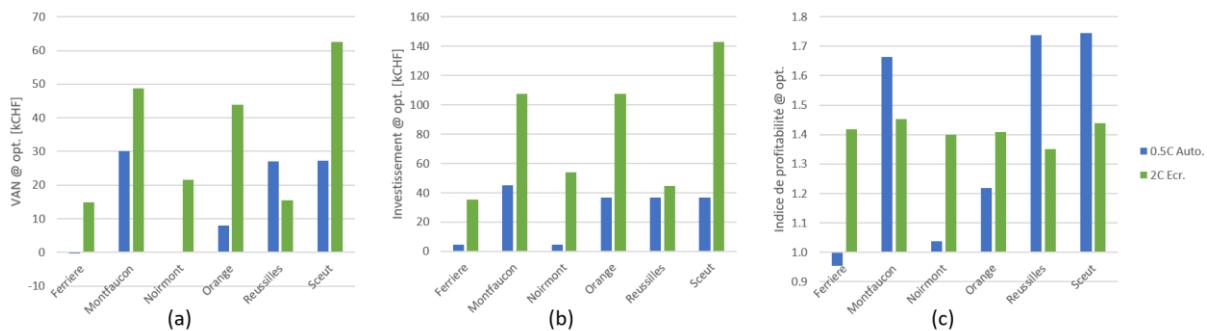


Figure 42 : VAN (a), Investissement (b) et indice de profitabilité (c) à l'optimum pour chaque sous-station et en se limitant aux batteries de 0.5C pour un contrôle en autoconsommation (bleu) et 2C pour un contrôle en écrêtage (vert)

Il peut tout d'abord être remarqué qu'un contrôle en écrêtage engendre de manière quasi systématique une plus grande VAN. La seule exception observée est pour la station des Reussilles ayant la part de coût lié à la puissance la plus faible de l'ensemble des sous-stations (8%). Du point de vue de l'investissement nécessaire pour une batterie d'une capacité optimum, il est en moyenne 3 fois plus élevé pour une solution d'écrêtage que d'autoconsommation. Les VANs plus élevées obtenues pour la solution d'écrêtage s'obtient donc au frais d'un investissement plus élevé. Cependant, cela ne signifie pas pour autant qu'un investissement moins élevé ne puisse être fait sans pourvoir obtenir une VAN positive. En effet, il est tout à fait concevable d'opter pour une solution d'écrêtage suboptimale afin de diminuer l'investissement nécessaire à la mise en place du système tout en gardant un VAN intéressant (voir Figure 39). Pour ce qui est de l'indice de profitabilité, il est intéressant de remarquer qu'il est relativement constant à 1.4 pour la solution d'écrêtage alors qu'il varie considérablement pour la solution d'autoconsommation (entre 0.95 et 1.75). C'est d'ailleurs pour cette solution que les indices de profitabilité les plus élevés sont obtenus. Ainsi, malgré une VAN plus faible, ces cas profitent d'un investissement moins élevé pour atteindre des indices aussi hauts.

5. Discussion

Analyse issue de l'étude comportementale du réseau des CJ

Le fait de bâtir la stratégie de pilotage d'une centrale photovoltaïque sur celles régissant le comportement de trains lorsqu'ils sont en mode de freinage par réinjection sur la ligne permet effectivement une injection de puissance photovoltaïque sur la ligne dès lors qu'elle est à même d'absorber cette même puissance.

Ce point qui a été validé lors des analyses comportementales du réseau des CJ montre cependant que cette propriété n'est pas compatible avec un fonctionnement systématique des PVs sous les conditions de MPPT.

Indépendamment de la question de l'implémentation d'une batterie additionnelle qui jouerait le rôle d'arbitre, les résultats obtenus montrent que même si la dégradation du MPPT est fréquente, les bilans globaux d'énergie injectés restent élevés, à hauteur de 86% par rapport à une injection sous strict MPPT, et encore dans le pire des cas. En regard de la batterie qui serait à implémenter (200-280kWh) pour relever ce « manque à gagner », il semble peu judicieux de vouloir absolument associer une batterie d'accumulateurs au système de production photovoltaïque.

Ce commentaire doit cependant être mis en regard d'un commentaire déjà donné. En effet, ce résultat ne peut être jugé comme valide qu'à la condition que la puissance crête qui peut être injectée par le système photovoltaïque à la caténaire reste compatible avec la puissance qui peut être absorbée. De fait, si la question se pose d'augmenter les dimensions d'une centrale photovoltaïque par rapport à ce qui est envisagé à ce jour. Il semblerait plus judicieux de choisir un point d'injection déporté sur le réseau des CJ.

En effet, il est à noter que telle que pré-dimensionnée, la centrale de Saignelégier correspond en termes de puissances crêtes injectées à un train qui freinerait par réinjection. Des études ultérieures devraient être entreprises pour déterminer si effectivement l'ordre de grandeur de puissance crêtes qui conditionne la connexion d'une centrale photovoltaïque ne devrait pas être la puissance crête délivrée par les trains opérés. Ce qui, dans le cas où la centrale photovoltaïque excède ces niveaux de puissance, demanderait de ré-évaluer le bien-fondé de l'usage, ou non, de batteries d'accumulateurs.

Système de stockage

Mettons en perspectives les résultats présentés précédemment au cas prévu d'une installation à la gare de Saignelégier. Comme illustré en Figure 43, la gare de Saignelégier se situe physiquement entre les sous-stations de Monfaucon et du Noirmont. L'hypothèse est alors faite que le comportement des flux de puissances pour une installation du système PV et batterie à Saignelégier sera un entre-deux des flux observés aux sous-stations voisines. En effet, il peut être attendu que la demande du matériel roulant à proximité de la gare de Saignelégier sera équivalente aux courbes de charges observées aux sous-stations de Monfaucon et du Noirmont.



Figure 43 : Carte du réseau ferroviaire des CJ (rouge) et mise en évidence des deux sous-stations de Monfaucon et du Noirmont ainsi que de l'emplacement de l'installation PV à Saignelégier

N'étant pas lié à une sous-station, l'ajout d'une batterie à une installation PV situé à Saignelégier ne peut être contrôlé uniquement en augmentation d'autoconsommation, excluant ainsi la possibilité d'effectuer de l'écrêtage de puissance. En s'intéressant donc spécifiquement aux VANs d'une batterie en autoconsommation pour les sous-stations de Monfaucon et du Noirmont (Figure 44), l'attrait de l'ajout d'une batterie à la gare de Saignelégier peut être estimé. D'après les résultats obtenus, il peut être observé que la batterie peut être profitable comme n'avoir aucun attrait. En effet, la sous-station de Monfaucon obtient des VANs optimums positives alors qu'elles sont nulles pour celle du Noirmont.

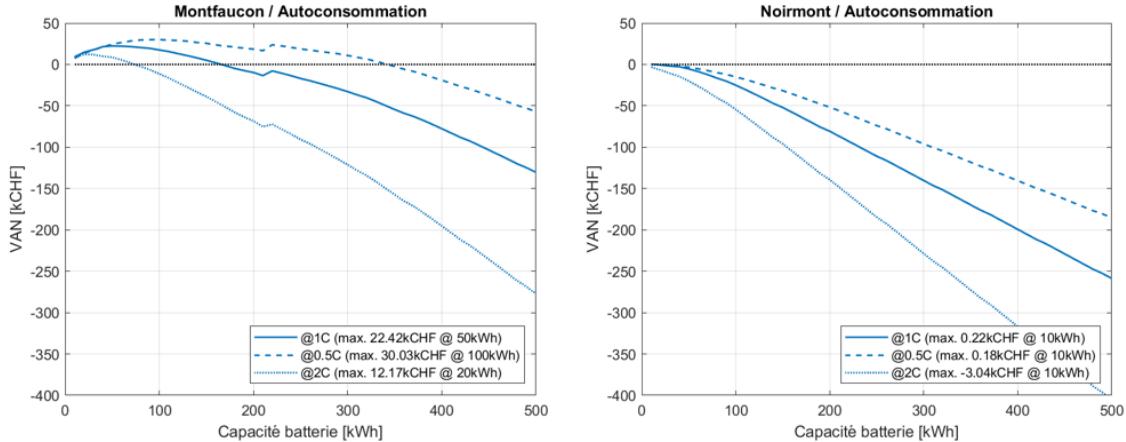


Figure 44 : Rappel des VANs en fonction de la capacité et le C-rate d'une batterie pour les sous-stations de Monfaucon et du Noirmont.

Les résultats sont donc mitigés, voire défavorable à l'ajout d'une batterie pour effectuer de l'autoconsommation. Une batterie de capacité optimale à Montfaucon peut entraîner une VAN négative au Noirmont. La raison principale étant que la puissance produite par l'installation PV n'est pas suffisamment haut comparé à la consommation locale. Cependant, il faut garder en tête l'hypothèse simplificatrice fait en début d'analyse que les flux de puissance à la caténaire ne sont pas altérés par le système PV et la batterie. En pratique, des solutions de contrôle plus complexe comme du maintien de tension à la caténaire peuvent être implémentées, pouvant bénéficier à plusieurs sous-stations et donc réduire les coûts d'exploitations de manière globale. De plus, sachant que l'injection d'énergie par une sous-station est directement liée à sa consigne en tension (une consigne de tension plus faible à une sous-station impliquera une plus faible injection d'énergie par cette sous-station particulière, et inversement), il pourrait être possible de modifier ces consignes afin de créer un schéma de flux de puissance au niveau du réseau qui serait bénéfique à l'ajout d'une batterie. Toutefois, une telle analyse sort du cadre de cette étude et nécessiterait l'utilisation du modèle complet du réseau des CJ, ce qui augmenterait significativement le temps de calcul nécessaire à l'optimisation rendrait l'opération extrêmement complexe.

6. Conclusions et recommandations

En l'état, et vu les niveaux de puissance crête envisagés pour une centrale photovoltaïque en gare de Saignelégier, l'analyse comportementale du réseau des CJ montre que l'ajout de batteries d'accumulateurs n'offre pas de gain majeur, raison pour laquelle leur implémentation n'est pas recommandée.

Basée sur l'analyse de la tension caténaire au point d'injection, il est proposé de permettre l'injection de puissance photovoltaïque selon des modes proches de ceux mis en œuvre lors des freinages des trains par réinjection. Lorsque la ligne n'est pas réceptive, la conséquence est la dégradation du mode MPPT, ce qui n'entraîne cependant que peu de manque à gagner par rapport à cas d'injection sous strict MPPT.

Un tel mode de pilotage permet en outre de limiter la dégradation de performance des trains lors de leurs freinage, tout en ayant un impact faible sur les pertes en ligne.

Enfin, il a été montré qu'un des critères de performance fiable est de considérer d'abord et avant tout les niveaux d'énergie photovoltaïque injectée (et donc les économies potentielles réalisées pour les sous-stations d'alimentation du réseau). En effet les considérations de l'écrêtage des puissances pics sont par trop aléatoires.

D'une part, ces puissances pics sont liées aux trains marchandises, principalement opérés en début de matinée sous ensoleillement réduit. D'autre part, il semble illusoire de compter sur la météorologie pour lisser systématique un pic qui se répète tous les jours. Il suffirait d'un seul pic sur le mois pour pénaliser le bien-fondé de l'ensemble du système.

Système de stockage

L'étude sur l'optimisation d'un système de stockage contrôlé en augmentation d'autoconsommation a démontré que les bénéfices apportés par l'ajout d'une batterie sont très variables et dépendent fortement de la taille de l'installation PV et de la consommation local. L'attrait est d'autant plus faible que le taux d'autoconsommation en l'absence de batterie est grand. Cette solution n'est pas systématiquement profitable, mais lorsqu'elle l'est, l'indice de profitabilité caractérisant l'investissement lié à l'ajout d'une batterie d'une dimension maximisant la VAN est plus élevé que pour un contrôle en écrêtage de puissance.

Pour ce qui est d'une solution visant à écrêter la puissance à la sous-station, les résultats ont montré que cette solution est potentiellement lucrative pour l'ensemble des sous-stations. De plus, cette solution permet généralement d'engendrer une VAN plus importante que pour un contrôle en augmentation d'autoconsommation. Cependant, l'investissement nécessaire à l'ajout d'une batterie de taille optimale est également plus élevé.

Grâce à l'évaluation de ces deux sous-stations voisines, l'étude a également permis de montrer que l'attrait financier de l'ajout d'une batterie contrôlé en augmentation d'autoconsommation à Saignelégier est discutable. En effet, une capacité de batterie maximisant la VAN d'une des sous-stations engendre une VAN négative si la batterie est située à l'emplacement de l'autre. Il n'est donc pas possible d'affirmer que l'ajout d'une batterie aura un impact positif les coûts d'exploitation. La raison principale étant que la taille de l'installation PV est trop petite vis-à-vis de la consommation locale pour qu'une batterie puisse augmenter significativement l'autoconsommation.

Il faut cependant garder en tête que cette étude est fondée sur des hypothèses simplificatrices, notamment que les flux de puissance soutirés à la caténaire ne peuvent pas être impacté par l'installation PV et batterie. En l'absence de ces hypothèses des pistes pour de futures investigations s'ouvrent. Par exemple, l'évaluation sur la base du modèle complet du réseau des CJ de solutions de contrôle plus complexe, comme du maintien de tension à la caténaire. Une telle solution peut potentiellement bénéficier à plusieurs sous-stations et donc réduire les coûts d'exploitations de manière globale. Autrement, une analyse plus fine de l'attrait d'une batterie à Saignelégier pourrait être effectuée sur la base de mesures acquises une fois l'installation PV en fonction. Finalement, l'implémentation d'une solution d'écrêtage à une sous-station peut potentiellement générer un NPV important. Il peut être intéressant d'approfondir également cet élément.

Liste des symboles et abréviations

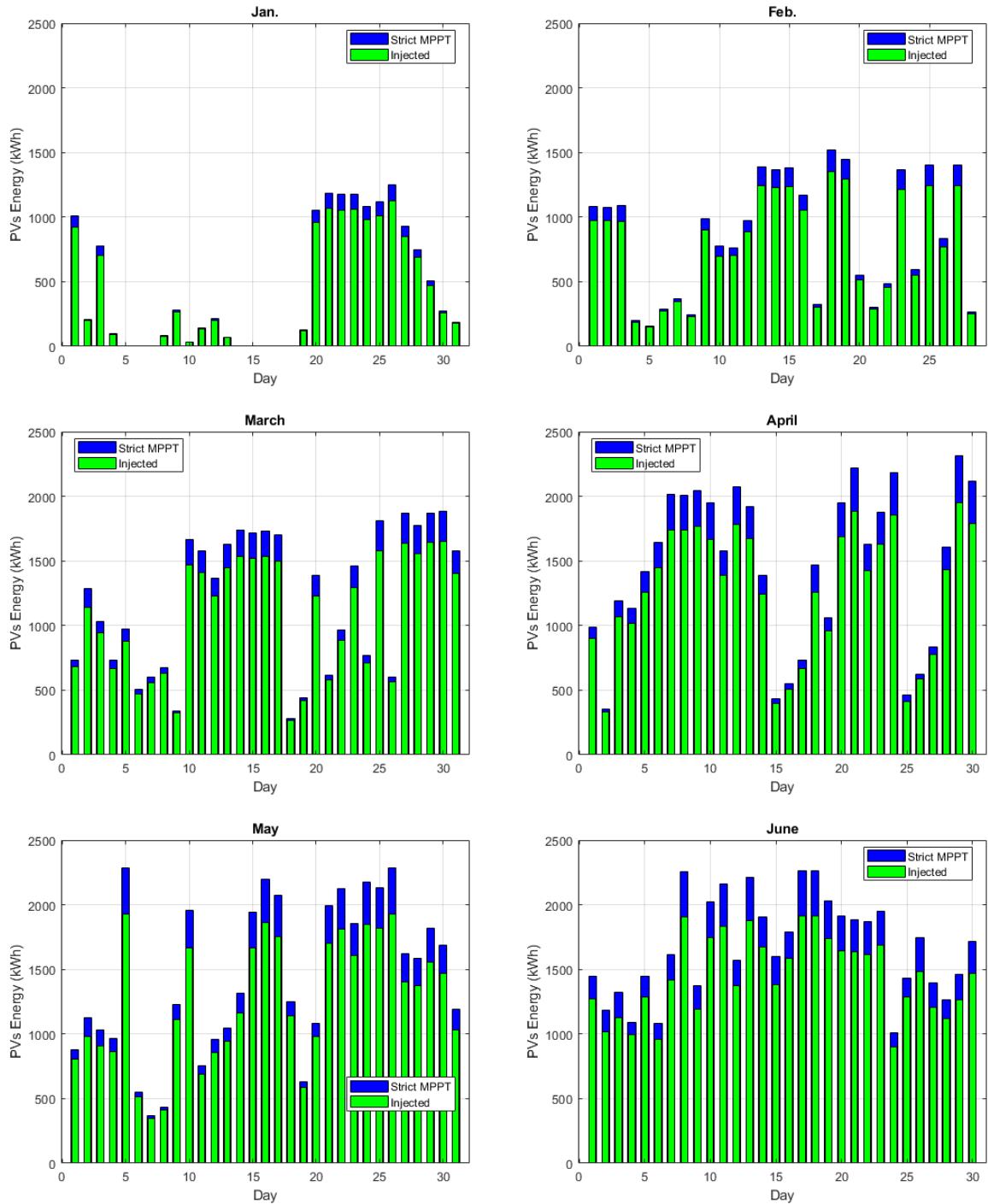
| | |
|------|---------------------------------------------------|
| CC | Courant continu |
| CJ | Chemins de fer du Jura |
| CSEM | Centre Suisse d'électronique et de microtechnique |
| GRD | Gestionnaire de réseau de distribution |
| ICP | Indicateur clé de performance |
| NMC | Lithium-Nickel-Manganèse-Oxyde de Cobalt |
| MT | Moyenne tension |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| PV | Photovoltaïque |
| SAM | System Advisor Model |
| VAN | Valeur actuelle nette |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking |

Références

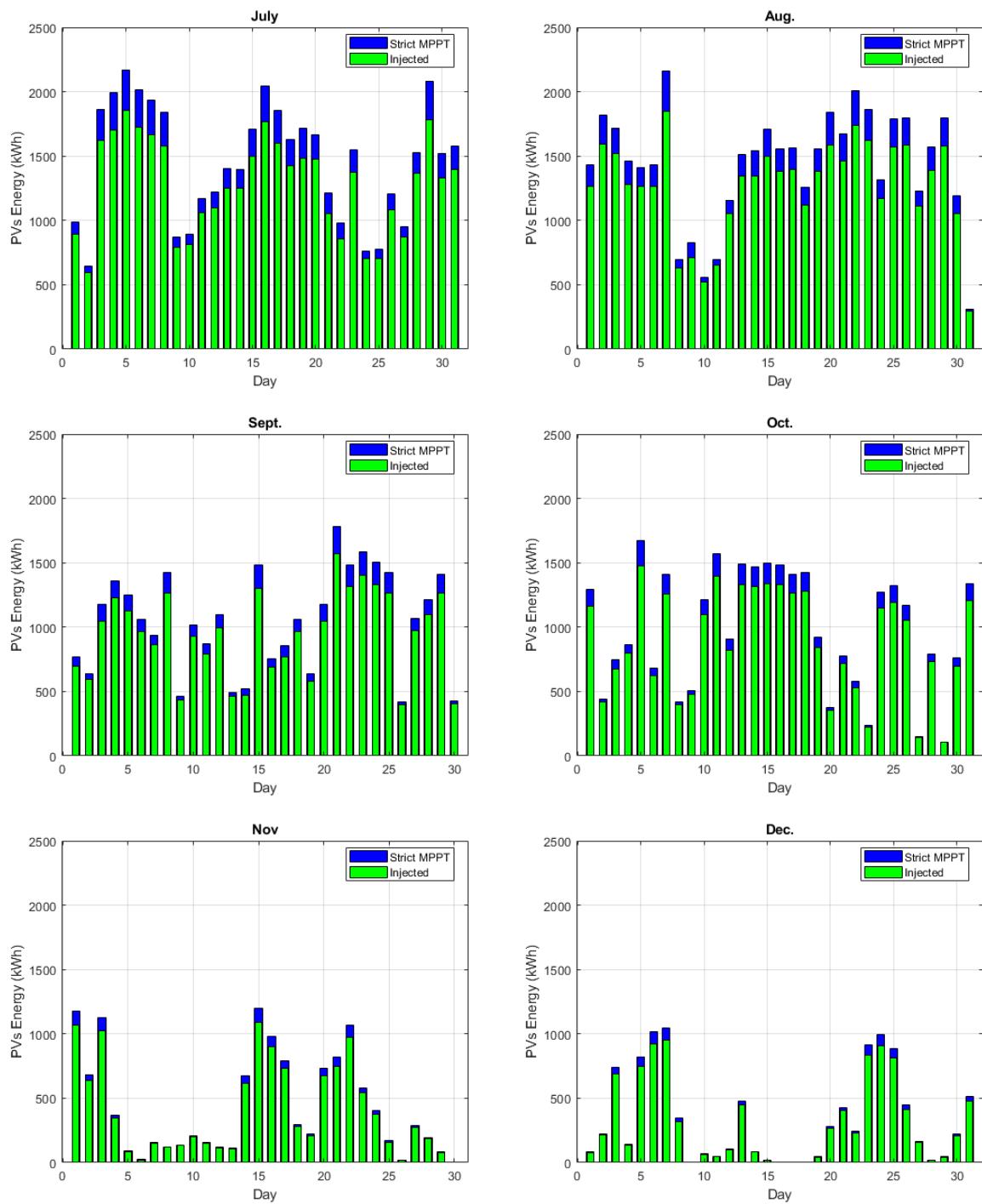
- [1] R. Z. Philippe Barrade, «Installation fixe d'accumulation d'énergie,» Projet SETP 2050, No 074, 2018.
- [2] P. Barrade, «Alimentation de véhicules électriques par caténaire - Apport des technologies dédiées au stockage,» HES-SO Valais/Wallis in collaboration with LEB, Institut des Systèmes Industriels, Sion, 2017.
- [3] C.-. Mayet, «Simulation énergétique flexible d'un carrousel de métros basée sur la REM,» PhD report, Lille, France, 2016.
- [4] NREL, «Home - System Advisor Model (SAM),» NREL, [En ligne]. Available: <https://sam.nrel.gov/>. [Accès le 19 08 2020].
- [5] D. Nicholas, D. Aron, J. Steven, N. Austin et L. Blake, «Technoeconomic Modeling of Battery Energy Storage in SAM,» NREL, 2015.
- [6] Vela Solaris, «Vela Solaris | Polysun | Software,» Vela Solaris AG, [En ligne]. Available: <https://www.velasolaris.com/>. [Accès le 19 08 2020].
- [7] D. Jordan et S. Kurtz, «Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review,» *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, 2013.
- [8] R. Fu, T. Remo et R. Margolis, «2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark,» 2018.
- [9] W. J. Cole et A. Franzier, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage,» NREL, 2019.
- [10] «Légère augmentation des prix de l'électricité en 2020,» Commission fédérale de l'électricité ElCom, [En ligne]. Available: <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-76327.html>. [Accès le 20 08 2020].
- [11] «Tesla Powerpack,» Tesla, [En ligne]. Available: https://www.tesla.com/fr_CH/tesla-powerpack. [Accès le 20 08 2020].
- [12] S. Downing et D. Socie, «Simple Rainflow Counting Algorithms,» *International Journal*, 1982.
- [13] M. Berecibar, F. Devriendt, M. Dubarry, I. Villarreal, N. Omar, W. Verbeke et J. Van Mierlo, «Online state of health estimation on NMC cells based on predictive analytics,» *Journal of Power Sources*, vol. 320, pp. 239-250, 2016.
- [14] K. Smith, A. Saxon, M. Keyser, B. Lundstrom, Z. Cao et A. Roc, «Life Prediction Model for Grid-Connected Li-ion Battery Energy Storage System,» NREL, 2017.

Annexes

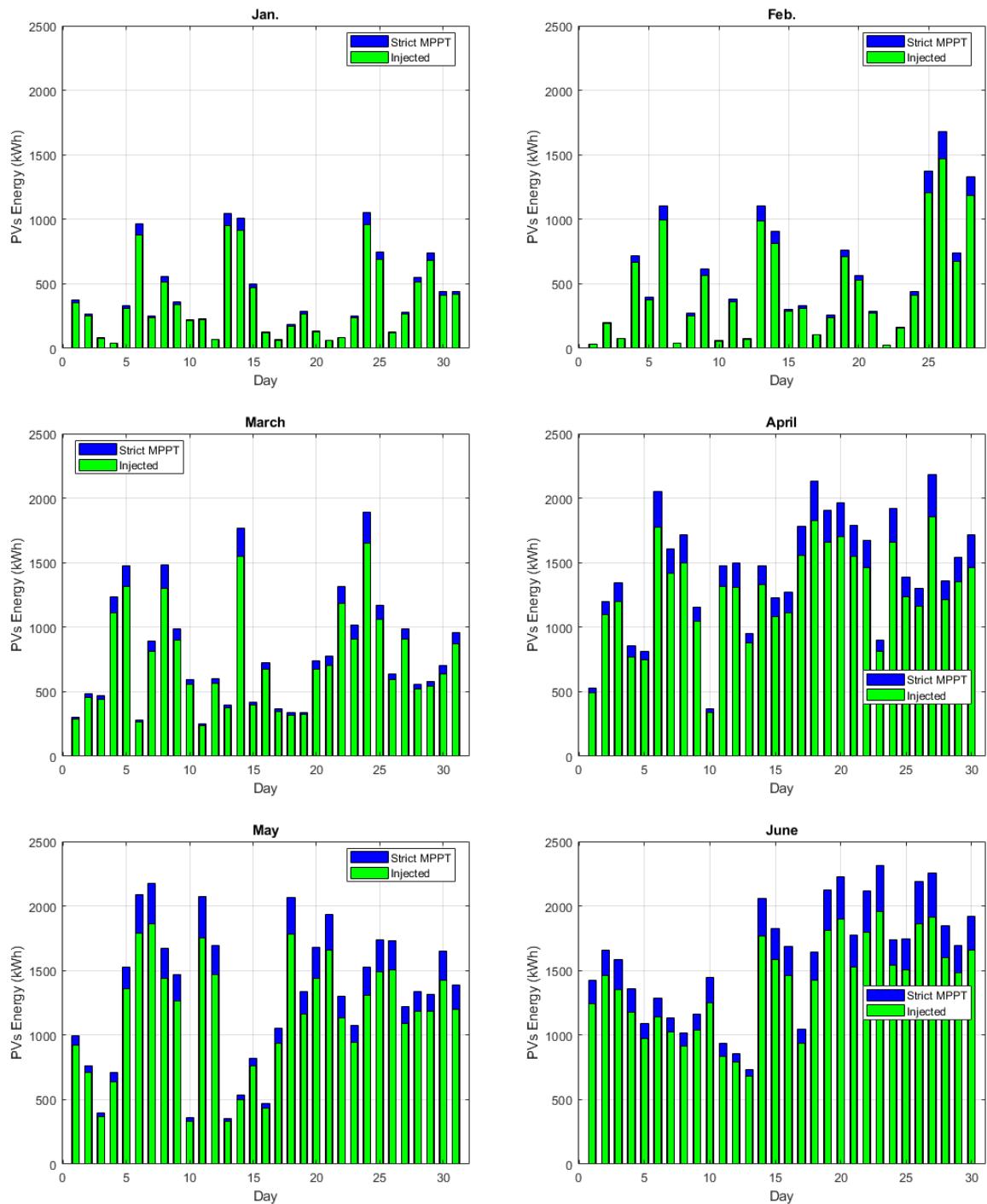
Année 2017 – Energie injectée journalièrement par une centrale photovoltaïque à Saignelégier (1)



Année 2017 – Energie injectée journalièrement par une centrale photovoltaïque à Saignelégier (2)



Année 2018 – Energie injectée journalièrement par une centrale photovoltaïque à Saignelégier (1)



Année 2018 – Energie injectée journalièrement par une centrale photovoltaïque à Saignelégier (2)

