Parc Naturel de Gaume

Projet LEADER « Gaume Energies »

Mise en place de solutions de stockage décentralisé d'énergie

Rapport d'analyse des résultats portant sur les systèmes de stockage d'électricité photovoltaïque domestique mis en place et monitorés

Maxime D'HONDT & Vincent HANUS

Novembre 2023

Avec le soutien de la Wallonie

Fonds européen agricole pour le développement rural : l'Europe investit dans les zones rurales.

Table des matières

I. Présentation et objectifs du projet 4
II. Etapes du projet 5
III. Présentation des systèmes mis en place 6
A. Installation de Meix-devant-Virton 7
B. Installation de Florenville 8
IV. Instrumentation 9
V. Paramètres et méthodes d'analyse 11
A. Taux d'injection annuel 12
1. Cas de Meix-devant-Virton 12
2. Cas de Florenville 13
B. Rendement charge-décharge des batteries 14
C. Capacité de décharge et de charge sur un cycle 14
D. Puissance maximale de sortie 15
VI. Résultats techniques 15
A. Installation de Meix-devant-Virton 15
1. Résultats de la première période 15
2. Résultats de la seconde période 17
3. Comparaison des périodes 18
4. Conclusion des résultats 19
B. Installation de Florenville 20
1. Résultats de la première période 20
2. Résultats de la seconde période 21
3. Comparaison des périodes 23
4. Conclusion des résultats 24
VII. Résultats financiers 25
A. Investissement 25
B. Tarif prosumer 25
1. Généralités 25
2. Tarif capacitaire 26
3. Tarif proportionnel 26
C. Rentabilité 26
1. Installation de Meix-devant-Virton 28
2. Installation de Florenville 30
VIII. Discussion 31
A. Comparaison des sites selon le profil 31

B. Estimation de l'incertitude des résultats 32
1. Comparaison des indicateurs entre eux 32
2. Comparaison avec les compteurs double flux 33
C. Comparaison des batteries 33
D. Pistes d'amélioration 34
IX. Conclusion et perspectives 35
X. ANNEXES 38

I. Présentation et objectifs du projet

« Gaume Energies, stimulons les projets d'économie d'énergie et d'énergie renouvelable : accompagnement, financement alternatif, optimisation et stockage » est un projet porté par le Parc Naturel de Gaume (PNdG) dans le cadre du programme LEADER 2014-2020/2023 et financé par le Plan wallon de Développement Rural.

Un des objectifs de ce projet est donc de mettre en place des solutions de stockage local d'énergie permettant de pallier en partie à l'intermittence des énergies renouvelables et de réduire la sollicitation du réseau électrique comme infrastructure de stockage pour les productions décentralisées. Les indicateurs initiaux à atteindre étaient les suivants :

- 3 bâtiments-pilotes pour le stockage décentralisé d'énergie ;
- 3 formations d'occupants ;
- 2 solutions de stockage réalisées ;
- 60% d'énergie stockée par rapport à l'énergie consommée.

En concertation avec le comité d'accompagnement, ces objectifs ont été revus en cours de projet :

- seulement 2 bâtiments-pilotes pour le stockage décentralisé d'énergie, de manière à respecter les budgets prévus ;
- seulement 2 formations d'occupants, puisqu'il n'y a que 2 bâtiments-pilotes ;
- 2 solutions de stockage réalisées (objectif conservé) ;
- 40% de taux d'injection maximal sur le réseau (moyenne des taux d'injection d'électricité sur le réseau pour les 2 bâtiments-pilotes, défini comme étant le rapport entre l'énergie photovoltaïque injectée sur le réseau et l'énergie photovoltaïque produite, sur base annuelle).

L'Ecole d'Ingénieurs d'HENALLUX, et plus particulièrement son centre de recherche FoRS, est le partenaire sous-traitant en charge des calculs et des aspects techniques.

Le principe du stockage décentralisé d'énergie photovoltaïque peut être résumé sur le schéma ci-dessous (voir figure 1). Il s'agit donc de stocker l'électricité produite et non autoconsommée de manière instantanée, au lieu de l'injecter directement sur le réseau, et de la réutiliser plus tard quand la consommation le requiert et que l'installation photovoltaïque ne produit plus. Ce stockage « intra-journalier » domestique (on stocke la journée pour consommer le soir, la nuit ou le matin) permet aux ménages d'augmenter leur autonomie par rapport au réseau, surtout en période ensoleillée, et l'autoconsommation de leur unité de production. La figure 1 illustre ce concept à l'aide d'une batterie stationnaire qui se recharge en journée quand les panneaux produisent en excès, ce surplus est alors valorisé le soir quand la consommation de l'habitation est la plus importante et permet de soulager le réseau public en diminuant les prélèvements. De la même manière, le stockage domestique permet de limiter les injections sur le réseau de distribution, diminuant ainsi le risque de saturation (surtension) engendrant le décrochage local d'onduleurs solaires.

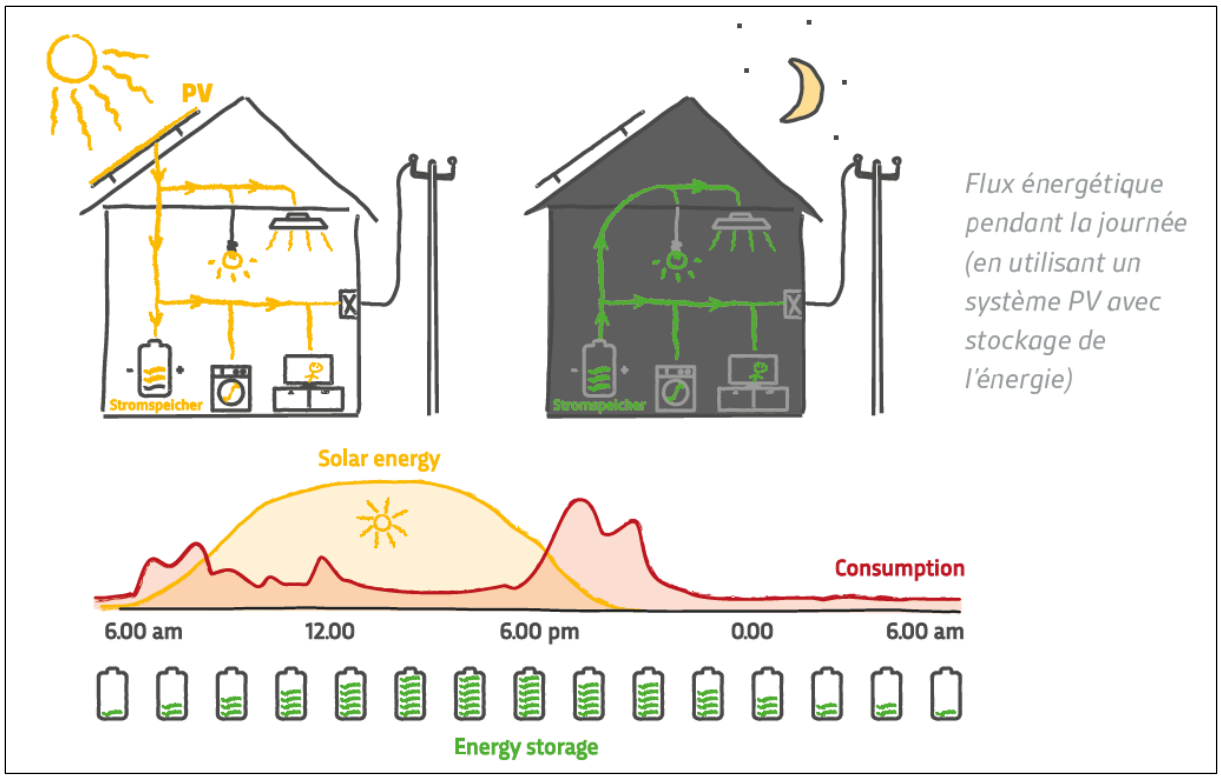

Figure 1 : Principe du stockage domestique d'énergie photovoltaïque (BlueSky Energy, GREENROCK)

II. Etapes du projet

Une première phase d'état de l'art et d'analyse des solutions de stockage disponibles et en développement a permis d'identifier et retenir 2 systèmes de stockage domestique d'électricité photovoltaïque pour expérimentation in situ. Les rapports de cette étude sont annexés au présent rapport (voir *Annexes 2* & *3*).

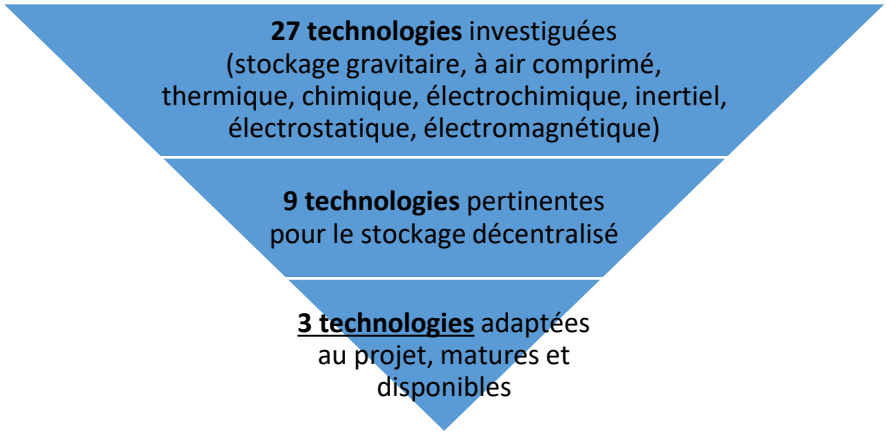

Figure 2 : Processus de sélection des technologies pertinentes pour le projet

Un appel à candidatures a ensuite été lancé afin de sélectionner 2 bâtiments-pilotes de particuliers prosumers (avec installation photovoltaïque), bénéficiaires des solutions de stockage à tester. Le rapport de cette sélection se trouve également en annexe (voir *Annexe 4*).

Ces systèmes sont composés : d'une batterie (soit Li-ion, soit Na-ion), d'un contrôleur de puissance sur la résistance d'un ballon d'eau chaude sanitaire et de prises intelligentes, le tout contrôlé par un système de gestion énergétique (Energy Management System, EMS). Ils ont été monitorés sur une période de deux ans, soit de juillet 2019 à juin 2020.

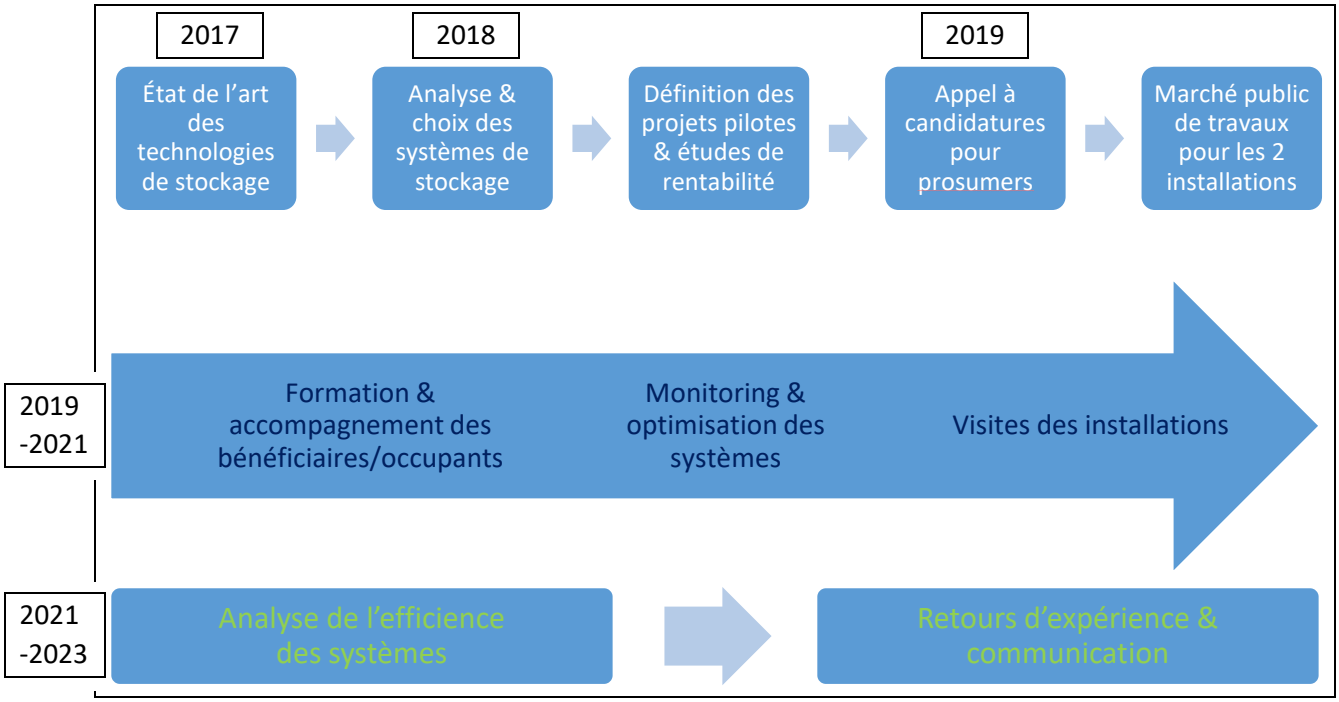

Figure 3 : Etapes du projet

III. Présentation des systèmes mis en place

Les systèmes mis en place relèvent de trois technologies différentes :

- Une batterie électrochimique permet de stocker l'électricité sous forme chimique. Elle comprend un certain nombre de cellules, couplées à un convertisseur de puissance bidirectionnel (onduleur-chargeur), qui réalise l'interface entre le réseau électrique domestique et les cellules. Dans la plupart des cas (Li-ion), l'état de la batterie est contrôlé à travers un système de gestion, le BMS (Battery Management System). L'électricité peut être restituée avec un certain rendement : ce rendement globalise un rendement dû à la conversion électrochimique, un rendement du convertisseur de puissance bidirectionnel et l'auto-décharge de la batterie.
- Un contrôleur de puissance (à thyristor) associé à une résistance électrique pour la production d'eau chaude sanitaire (PV heater) permet de convertir l'électricité en chaleur ; la production d'eau chaude sanitaire est déplacée dans le temps de manière à avoir lieu pendant les moments où une injection d'électricité sur le réseau est susceptible de se mettre en place ; la température de l'eau chaude sanitaire peut également être relevée dans un certain intervalle pour stocker plus de chaleur dans le ballon lorsque la production photovoltaïque est abondante. L'eau chaude stockée ne permet pas de restituer de l'électricité. Il ne s'agit donc pas d'un stockage d'énergie au sens strict du terme, une conversion ayant lieu, sans reconversion/déstockage possible.

- Des prises intelligentes (smart plugs) permettent d'interrompre le cycle de certains appareils électroménagers à leur démarrage pour le reprendre quand la production photovoltaïque est suffisamment élevée pour induire une autoconsommation directe.

Cette dernière solution n'est pas non plus à proprement parler du stockage d'énergie, mais une gestion active de la charge (déplacement de charge) : c'est donc un décalage temporel qui permet de mettre consommation et production en phase. Les prises intelligentes participent donc à l'objectif d'autoconsommation, mais leur contribution est faible (car les consommations déplacées sont minimes), et donc les conclusions du rapport ne s'en trouvent pas modifiées.

L'interaction de toutes ces technologies est gérée au travers d'un système de gestion énergétique (EMS), qui actionne les différents dispositifs selon les priorités suivantes :

1. les prises intelligentes ne souffrent d'aucun rendement : elles sont donc actionnées dès qu'un certain seuil déterminé de puissance photovoltaïque produite est atteint, pour une durée elle aussi prédéterminée ;
2. la batterie perd un certain pourcentage d'énergie lors des transformations entre énergie électrique et énergie chimique ; cependant, elle restitue de l'énergie électrique, et est donc chargée en priorité à tout autre système de « stockage » ;
3. le contrôleur de puissance sur la production d'eau chaude sanitaire est activé en dernier lieu, puisqu'il ne restitue pas d'énergie électrique :
   - si la production d'eau chaude sanitaire est de base assurée électriquement, alors c'est un déplacement temporel de la production qui est implémenté, dans le respect des températures minimum sanitaires (55 °C pour lutter contre les légionelles) et maximum imposées par le ballon ou circuit ;
   - si la production d'eau chaude est assurée au moyen d'énergie fossile (mazout ou gaz), alors c'est un préchauffage électrique dans un ballon dédié qui est ainsi effectué, permettant de diminuer les émissions de CO_2 de l'habitation.

Deux bénéficiaires ont été sélectionnés afin de mettre en place le projet, selon objectifs à atteindre et des critères préétablis : une installation est localisée à Meix-devant-Virton, l'autre à Florenville.

A. Installation de Meix-devant-Virton

Le raccordement général de l'habitation au réseau est la suivant : BT, 50 A, 230 V.

L'installation photovoltaïque de Meix-devant-Virton possède les caractéristiques suivantes :

Type d'installation : fixe ;

Pente : 35° ;

Orientation : 38° vers l'ouest ;

Technologie : silicium cristallin ;

Puissance : 6 kWc pour les panneaux, 4,6 kW pour l'onduleur solaire.

La batterie installée se caractérise comme suit :

Produit : *BlueSky Energy GREENROCK AIB™*[1]

[1] Cette batterie à eau salée développée en Autriche est issue de la technologie « Aquious Hybrid Ion – AHI » de la société américaine Aquion.

Technologie : sodium-ion ;

Raccordement : monophasé ;

Puissance : 2,4 kW pour la batterie (4 modules) et pour le convertisseur de puissance bidirectionnel (*Victron Multiplus-II*) ;

Énergie : 10,8 kWh (212,4 Ah – 48 V) ;

Masse des modules : 560 kg ;

Volume : 0,383 m³ ;

Énergie spécifique massique : 19,3 Wh/kg ;

Énergie spécifique volumique : 28,2 Wh/l ;

Rendement électrochimique annoncé : 88,5 %.

Le système de production d'eau chaude sanitaire et son contrôleur de puissance sont configurés comme suit :

Capacité : 160 l ;

Raccordement : monophasé ;

Puissance : 3 kW ;

Température minimum : 5 °C ;

Température maximum : 75 °C pour le contrôleur, 60 °C pour le thermostat mécanique (ballon) ;

Production en aval : assurée par la chaudière combinée au mazout.

Deux prises intelligentes alimentent un lave-linge et un lave-vaisselle.

B. Installation de Florenville

Le raccordement général de l'habitation au réseau est la suivant : BT, 18 A, 3 x 400 V + N.

L'installation photovoltaïque de Florenville a les caractéristiques suivantes :

Type d'installation : fixe ;

Pente : 10° ;

Orientation : 15° vers l'ouest ;

Technologie : silicium cristallin ;

Puissance : 5,5 kWc pour les panneaux, 4,5 kW pour l'onduleur solaire (triphasé).

La batterie installée se caractérise comme suit :

Produit : *BYD BATTERY-BOX LV*

Technologie : lithium-ion (LFP) ;

Raccordement : monophasé ;

Puissance : 9 kW pour la batterie (3 modules), 2,4 kW pour le convertisseur de puissance bidirectionnel (*Victron Multiplus-II*) ;

Énergie : 10,5 kWh (210 Ah – 50 V) ;

Masse des modules : 149 kg ;

Volume : 0,200 m³ ;

Énergie spécifique massique : 70,5 Wh/kg ;

Énergie spécifique volumique : 52,6 Wh/l :

Rendement électrochimique annoncé : 95 %.

Le contrôleur de puissance sur l'eau chaude sanitaire est configuré comme suit :

Capacité : 300 l ;

Raccordement : monophasé ;

Puissance : 2 kW ;

Température minimum : 50 °C ;

Température maximum : 75 °C pour le contrôleur, 70 °C pour le thermostat mécanique du ballon (mitigeur thermostatique réglé à 50 °C en sortie de ballon) ;

Production en aval : aucune ;

Désinfection thermique : si la température n'a pas atteint 65 °C dans les 30 dernières heures, résistance enclenchée jusqu'à 65 °C ou pendant 3h.

La répartition des composants sur les trois phases se présente comme suit :

Phase 1	Phase 2	Phase 3
Onduleur solaire	Onduleur solaire + PV heater	Onduleur solaire + Onduleur-chargeur (batterie)

Une **prise intelligente** alimente un lave-vaisselle.

IV. Instrumentation

Toutes les mesures sont relevées au moyen du système de gestion énergétique (EMS). Ce dernier effectue un enregistrement d'une valeur moyenne[2] toutes les 5 minutes, et il calcule également une série de résultats à partir de ces données mesurées. L'ensemble des valeurs affichées sur la plateforme de monitoring (analyse de données) se classe en 3 catégories : compteurs d'énergie (counters), capteurs (sensors), régulation (regulation). La figure 4, le tableau 1, le tableau 2 et le tableau 3 donnent une description des facteurs utilisés dans cette analyse.

[2] On peut donc avoir un prélèvement et une injection non nuls dans le même enregistrement, tout comme on peut avoir une charge et une décharge non nulles.

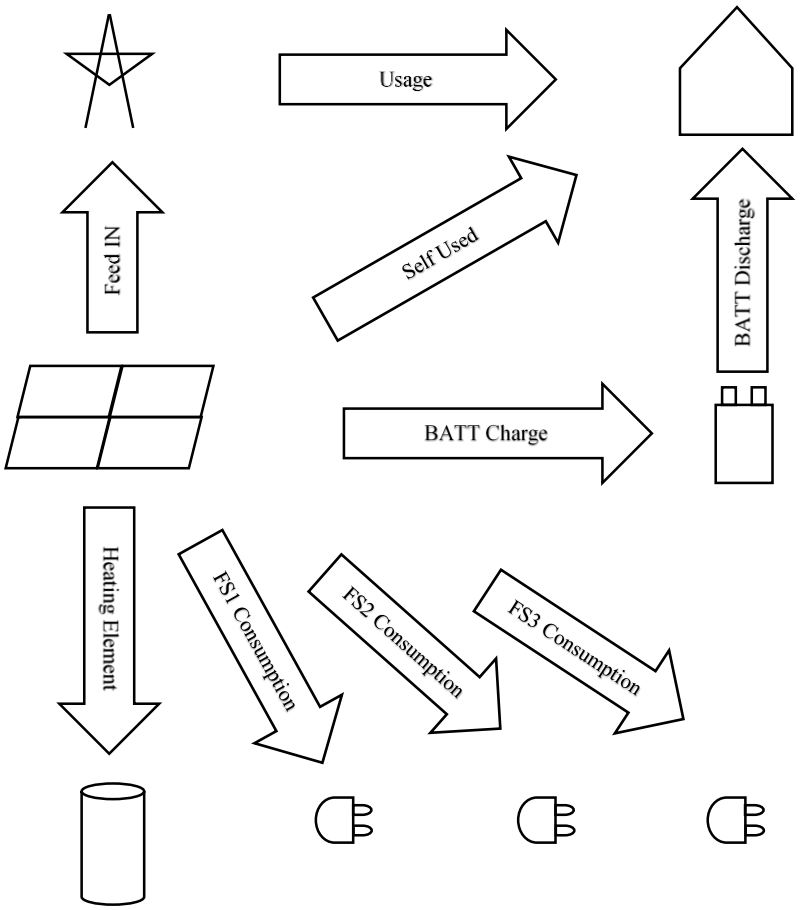

Figure 4 : Représentation schématique des indicateurs « compteur d'énergie »

Nom assigné par l'EMS	Signification
Feed IN	Puissance injectée sur le réseau
Usage	Puissance prélevée sur le réseau
Heating Element	Puissance de la résistance du boiler[3]
BATT Charge	Puissance de chargement de la batterie
BATT Discharge	Puissance de déchargement de la batterie
FS1 Consumption	Puissance de la prise intelligente 1
FS2 Consumption	Puissance de la prise intelligente 2
PV Production	Puissance produite par l'onduleur photovoltaïque
Self-Used	Puissance autoconsommée par l'habitation
Total Consumption	Puissance de tous les consommateurs électriques[4]
House Electricity	Puissance consommée par les consommateurs de la maison[5]
FS3 Consumption	Puissance de la prise intelligente 3
PV DC Side	Puissance produite par les panneaux photovoltaïques

Tableau 1 : Description des indicateurs de type « compteur d'énergie »

[3] fonctionnement en PV heater ou normal

[4] hormis la batterie (consommation domestique + PV heater)

[5] consommation domestique, y compris les prises intelligentes mais sans le PV heater et la batterie

Nom assigné par l'EMS	Signification
Boiler temperature	Température du ballon d'eau chaude
BATT SoC	Charge de la batterie
BATT V	Voltage de la batterie
Max Store	Puissance maximale pour la charge
Max Discharge	Puissance maximale pour la décharge
BATT A	Ampérage de la batterie
Power Frequency	Fréquence du réseau

Tableau 2 : Description des indicateurs de type « capteur »

Nom assigné par l'EMS	Signification
Heating Element	Pourcentage de disponibilité du PV heater
Heater	Pourcentage de sollicitation du PV heater
FS1 Regulation	Pourcentage d'activation de la prise intelligente 1
FS2 Regulation	Pourcentage d'activation de la prise intelligente 2
BATT Power	Puissance de chargement (+) ou de déchargement (-) de la batterie
Grid Power	Puissance de prélèvement (+) ou de réinjection (-) envers le réseau
Heating element Enabled	État d'activation du PV heater
FS Enabled	État d'activation des prises intelligentes
FS1 + FS2 + FS3	Puissance des trois prises intelligentes
FS1 Switching State	État de commutation de la prise intelligente
FS2 Switching State	État de commutation de la prise intelligente
Water Max Temp	Température maximum du boiler
Water Max - 3	Température maximum du boiler, diminuée de 3 °C
FS3 Regulation	Pourcentage d'activation de la prise intelligente 3
FS3 Switching State	État de commutation de la prise intelligente
Heating Element Minimum Temp	Pourcentage d'activation de la résistance pour maintenir la température minimum
Heater Hand or Minimum	Pourcentage d'activation de la résistance due à une action manuelle ou au maintien de la température minimum
Legionellenregelung	Pourcentage d'activation du cycle anti-légionelle

Tableau 3 : Description des indicateurs de type « régulation »

V. Paramètres et méthodes d'analyse

Deux périodes de chacune un an sont analysées : du 01/07/20219 au 30/06/2020, et du 01/7/2020 au 30/06/2021.

Pour obtenir l'énergie annuelle, on réalise une intégration numérique : les puissances relevées sont multipliées par le pas de temps qui précède le relevé précédent, et puis sommées sur l'année pour obtenir le comportement sur une période d'un an. Cela permet de tenir compte de relevés manquant quand l'EMS dysfonctionne (ce qui est respectivement arrivé 0,54% et 1,58% du temps à Meix-devant-

Virton et à Florenville sur la première période, et respectivement 0,25% et 0,61% sur la deuxième période).

A. Taux d'injection annuel

Le taux d'injection annuel est défini comme le rapport entre l'énergie injectée annuellement sur le réseau et l'énergie totale produite annuellement par l'installation photovoltaïque. Il est calculé comme suit : l'indicateur « Self-Used » (voir tableau 1) est intégré numériquement sur l'année et divisé par le résultat de l'intégration numérique de l'indicateur « PV Production » (voir tableau 1). Le résultat est le taux d'autoconsommation annuel de l'électricité produite, et le complémentaire (par rapport à 100%) est le taux d'injection annuel sur le réseau.

$$Taux\ d'injection\ annuel = 1 - \frac{SelfUsed}{PV\ Production} \quad (1)$$

Cette démarche d'intégration numérique est également appliquée sur l'indicateur « Usage » (voir tableau 1) pour obtenir les prélèvements sur le réseau, l'indicateur « House Electricity » (voir tableau 1) pour obtenir la consommation électrique des occupants (habitation, hors consommation supplémentaire amenée par les systèmes de stockage), et sur l'indicateur « Feed IN » (voir tableau 1) pour obtenir l'injection sur le réseau.

Pour quantifier les contributions de chacun des dispositifs à la diminution de l'injection d'électricité sur le réseau, il convient de faire la différence entre ce qui s'est passé et ce qui se serait passé en cas d'absence de ces dispositifs : il faut donc recréer un scénario alternatif à partir des mesures. Les cas de Meix-devant-Virton et de Florenville se traitent différemment pour obtenir l'autoconsommation solaire sans système, via une simulation numérique.

1. Cas de Meix-devant-Virton

- L'énergie stockée par la batterie (indicateur « BATT Charge » voir tableau 1) aurait été injectée sur le réseau. Sa contribution s'obtient donc en intégrant numériquement cette valeur. Une correction doit lui être appliquée : du 08/01/2020 au 27/01/2020 et du 17/01/2021 au 24/01/2021, une erreur de programmation de l'EMS dans une mise à jour a induit des charges non souhaitées de la batterie via le réseau (quand le ballon du PV heater descend sous une certaine température, même de nuit) ; la charge de la batterie sans production photovoltaïque est donc déduite. Le ratio avec la production photovoltaïque donne sa contribution à la diminution du taux d'injection.
- L'énergie stockée par le contrôleur de puissance (indicateur « Heating Element », voir tableau 1) sous forme d'eau chaude sanitaire aurait été injectée sur le réseau. Sa contribution s'obtient donc en intégrant numériquement cette valeur ; la même correction que pour la batterie est appliquée. Le ratio avec la production photovoltaïque donne sa contribution à la diminution du taux d'injection.
- Les prises intelligentes contribuent à l'autoconsommation en déplaçant temporellement des charges à des moments de production photovoltaïque ; il s'agit donc de comparer l'autoconsommation entre le profil réel où les charges sont déplacées, et un profil simulé où elles ne le sont pas.
    - Pour le profil réel, on utilise l'indicateur « House Electricity » (ce qui permet de ne pas prendre en compte la batterie ou le contrôleur de puissance, vu leur priorité plus faible), et on le compare avec l'indicateur « PV Production » (voir tableau 1) ; chaque fois que la production photovoltaïque est plus grande, la différence est calculée, puis intégrée numériquement.
    - Pour le profil simulé, on soustrait à l'indicateur « House Electricity » (voir tableau 1) les indicateurs « FS1 Consumption » (voir tableau 1) « FS2 Consumption » (voir tableau 1) et « FS3 Consumption » (voir tableau 1) ; en se basant sur les indicateurs « FS1

Switching State » (voir tableau 3), « FS2 Switching State » (voir tableau 3) et « FS3 Switching State » (voir tableau 3), on est en mesure de supprimer les interruptions temporelles introduites par les prises ; par addition, on est en mesure d'obtenir le profil de consommation qui tient compte de la suppression des interruptions temporelles, qui est comparé avec l'indicateur « PV Production », puis intégré comme expliqué pour le profil réel. En résumé, on compense le déphasage temporel apporté par l'EMS, et on en déduit ce qui se serait passé sans ce décalage dans le temps.
    - La différence entre les deux autoconsommations montre l'apport des prises intelligentes sur ce taux.
- Le calcul de l'autoconsommation sans aucun dispositif pourrait se faire de deux manières :
    - Soit on part du taux d'autoconsommation calculé au départ, et on soustrait les contributions de la batterie, du contrôleur de puissance et des prises intelligentes.
    - Soit on utilise le résultat obtenu pour les prises intelligentes au point précédent.

  Cependant, cette deuxième méthode ne peut estimer correctement ce qui se passe à une échelle de temps inférieure à 5 minutes ; c'est particulièrement problématique pour les enregistrements présentant des injections et des prélèvements sur le réseau dans le même intervalle de 5 minutes, ce qui peut arriver 20% du temps. C'est pourquoi seule la première méthode est pertinente.

2. Cas de Florenville

- L'énergie stockée par la batterie (indicateur « BATT Charge », voir tableau 1) aurait été injectée sur le réseau. Sa contribution s'obtient donc en intégrant numériquement cette valeur. Une correction doit lui être appliquée : de la mise en service jusqu'au 05/03/2020, une erreur de programmation de l'EMS dans une mise à jour a induit la charge de la batterie via le réseau lorsque la résistance du ballon était sollicitée sous une température minimale d'eau chaude sanitaire, même de nuit ; la charge de la batterie sans production photovoltaïque pendant cette période est donc déduite. Mis à part ce dysfonctionnement, il arrive aussi régulièrement que la batterie se charge sans production photovoltaïque associée, pendant quelques minutes : ce cas s'explique par la consommation du BMS pour gérer un niveau très bas d'état de charge de la batterie (moins de 20%), le plus souvent en période hivernale. Cette énergie fait partie intégrante du fonctionnement de la batterie, et donc aucune correction n'est appliquée à son égard. Le ratio de l'énergie stockée avec la production photovoltaïque donne sa contribution à la diminution du taux d'injection. Concernant la décharge, une certaine partie de l'énergie est déstockée pour chauffer de l'eau chaude sanitaire, ce qui représente un transvasement entre deux types de « stockage » : la quantité concernée peut être déduite de l'intégration du minimum entre l'électricité déstockée (indicateur « BATT Discharge », voir tableau 1) et la chaleur développée par la résistance (indicateur « Heating Element », voir tableau 1) quand ces deux éléments sont actifs simultanément.
- L'énergie stockée par le contrôleur de puissance dans le ballon ne représente qu'une partie de ce qui est mesuré par l'indicateur « Heating Element » (voir tableau 1), car ce dernier ne fait pas la différence quand son activation est due au contrôleur de puissance qui utilise de l'énergie d'origine photovoltaïque (excédentaire), due au besoin de maintenir une température minimale dans le ballon ou due à la nécessité d'applique un cycle anti-légionelle. Ces deux dernières contributions sont signalées par l'indicateur « Heater Hand or Minimum » (voir tableau 3), et la contribution du contrôleur de puissance s'obtient donc en intégrant numériquement la valeur de l'indicateur « Heating Element » (voir tableau 1) quand l'indicateur « Heater Hand or Minimum » (voir tableau 3) est nul. Le ratio avec la production photovoltaïque donne sa contribution à la diminution du taux d'injection.
- Cette forme de stockage est entachée d'une perte constante et non négligeable, empêchant la batterie de rester pleine sur de longues périodes, de par l'isolation thermique perfectible du ballon : ce calorifugeage a été renforcée le 27/05/2021. Pour estimer la perte, les relevés de

température du ballon (indicateur « Boiler temperature », voir tableau 2) et de la puissance de la résistance (« Heating Element »,voir tableau 1) sont examinés pour les périodes sans prélèvement, sans intervention du contrôleur de puissance et sans cycle anti-légionelle, où des pics de puissances montent le ballon en température sur un intervalle de quelques minutes, avant de laisser les déperditions thermiques le refroidir lentement pendant quelques heures. L'énergie nécessitée pour passer de 50 °C à 54 °C est obtenue par intégration, et divisée par l'intervalle de temps entre deux recharges pour en déduire la puissance moyenne ; cette puissance moyenne multipliée par le nombre d'heures annuelles donne l'énergie perdue annuellement.

- Les prises intelligentes sont traitées exactement de la même manière que dans le cas de Meix-devant-Virton.
- Le calcul de l'autoconsommation sans aucun dispositif est traité exactement de la même manière que dans le cas de Meix-devant-Virton.

B. Rendement charge-décharge des batteries

Le rendement sur cycle des batteries (charge-décharge) s'obtient comme le ratio entre l'énergie déstockée (calculé par l'intégration numérique de l'indicateur « BATT Discharge », voir tableau 1) et l'énergie stockée (calculé par l'intégration numérique de l'indicateur « BATT Charge », voir tableau 1). Ce ratio comprend le rendement de conversion électrochimique, celui du convertisseur de puissance bidirectionnel et la consommation de l'électronique associée à la batterie (BMS ; quelques dizaines de watts).

C. Capacité de décharge et de charge sur un cycle

Les cycles réellement appliqués à la batterie ne sont jamais une décharge totale suivie d'une charge totale. Les cycles qui sont étudiés sont donc définis ici comme les cycles commençant et terminant à 100% de charge (indicateur « BATT SoC », voir tableau 2). Il faut savoir que cet indicateur est calculé à partir de la tension de la batterie (indicateur « BATT V », voir tableau 2), et est réinitialisé à 100% lorsque la charge est complète : c'est une méthode très basique pour estimer l'état de charge (State Of Charge, SOC) de la batterie, car elle ne tient pas compte de la tension coupure ou du problème de relaxation ; des méthodes plus poussées et précises ont été développées [LI, J., et al., *Modeling and SOC estimation of lithium iron phosphate battery considering capacity loss*, Protection and Control of Modern Power Systems, 3 (5), 2018, pp. 1-9]. On peut donc rechercher le minimum de la tension pendant chaque cycle, et quantifier via une intégration numérique la différence entre la décharge et la charge qui ont eu lieu avant, et la différence entre la charge et la décharge qui ont eu lieu après. Comme ce minimum de tension peut apparaître plusieurs fois, on calcule ces valeurs pour le premier minimum et le dernier minimum, et on conserve les deux valeurs pour la charge et pour la décharge. Ces valeurs peuvent être représentées sur un graphique en fonction des pourcentages de décharge, ce qui montre une tendance linéaire (voir figure 6, figure 8, figure 10 et figure 12) ; la valeur maximale de cette tendance indique l'ordre de grandeur de la charge et de la décharge possible sur un cycle.

Les cycles ainsi étudiés ne sont donc quasiment jamais des cycles complets et ils ne peuvent donc pas être comparés aux nombres de cycles donnés par le constructeur/fabricant (GREENROCK AIB : 5.000 cycles à 80% de profondeur de décharge et < 40 °C / BYD BATTERY-BOX : 5.000 cycles à 100% de profondeur de décharge et 10 - 20 °C).

On peut les quantifier de deux manières :

- on divise la quantité d'énergie stockée par la capacité de stockage, ce qui donne un nombre équivalent de cycles complets (qui sera aussi un minimum) ; c'est une assez grossière

approximation, puisque le vieillissement dû à un cycle complet n'est pas comparable au vieillissement de deux demi-cycles par exemple, mais elle permet tout de même d'avoir un ordre de grandeur.

- dans la démarche utilisée pour déterminer la capacité de charge, on peut compter le nombre de cycles qui sont utilisés, ce qui donne un nombre maximum de cycles (par définition incomplets).

D. Puissance maximale de sortie

La puissance maximale de la batterie en charge, de la batterie en décharge et du contrôleur de puissance est obtenue en cherchant la valeur maximale des indicateurs « BATT Charge », « BATT Discharge » et « Heating Element » (voir tableau 1).

VI. Résultats techniques

Les principaux résultats sont repris dans le tableau 4 et détaillés par la suite.

	Meix-devant-Virton		Florenville	
	Période 1	Période 2	Période 1	Période 2
Autoconsommation	4 641 kWh	4 785 kWh	3 031 kWh	3 422 kWh
Production photovoltaïque	6 513 kWh	6 207 kWh	4 049 kWh	4 065 kWh
Injection	1 885 kWh	1 435 kWh	1 032 kWh	653 kWh
Prélèvement	1 952 kWh	1 890 kWh	4 259 kWh	4 501 kWh
Consommation domestique	4 041 kWh	4 333 kWh	6 648 kWh	7 316 kWh
Énergie stockée par la batterie	1 716 kWh	1 789 kWh	1 991 kWh	1 659 kWh
Énergie déstockée par la batterie	1 109 kWh	1 096 kWh	1 404 kWh	1 146 kWh
Énergie stockée par le contrôleur de puissance	1 620 kWh	1 545 kWh	539 kWh	464 kWh
Énergie déplacée par les prises intelligentes	2 kWh	7 kWh	4 kWh	23 kWh

Tableau 4 : Principaux résultats

A. Installation de Meix-devant-Virton

1. Résultats de la première période

Pour la première période, l'autoconsommation s'élève à 4 641 kWh, à comparer aux 6 513 kWh produits par l'installation photovoltaïque, soit 71% (taux d'injection de 29%, injection de 1 885 kWh). Les prélèvements sur le réseau s'élèvent à 1 952 kWh et la consommation électrique des occupants (sans batterie ni contrôleur de puissance) est de 4 041 kWh. La répartition de l'autoconsommation solaire se fait de la manière la suivante (voir figure 5) :

- La contribution de la batterie s'élève à 1 716 kWh, soit 26% ; elle délivre en contrepartie 1 109 kWh, soit un rendement charge-décharge de 65% ; les puissances maximales en charge et en décharge s'élèvent à 2 kW ; les énergies en charge et en décharge sont représentées à la figure 6, convergeant vers une capacité de 10,3 kWh en charge et 6,1 kWh en décharge. Le nombre de cycles réalisés est de 273, et le nombre équivalent de cycles complets est de 171.
- Celle du contrôleur de puissance s'élève à 1 620 kWh, soit 25% ; la puissance maximale s'élève à 3,2 kW.
- La contribution des prises intelligentes s'élève à 2 kWh, soit 0,024%.
- L'autoconsommation sans aucun système (simulée) s'élèverait à 1 304 kWh, soit 20% (taux d'injection de 80%).

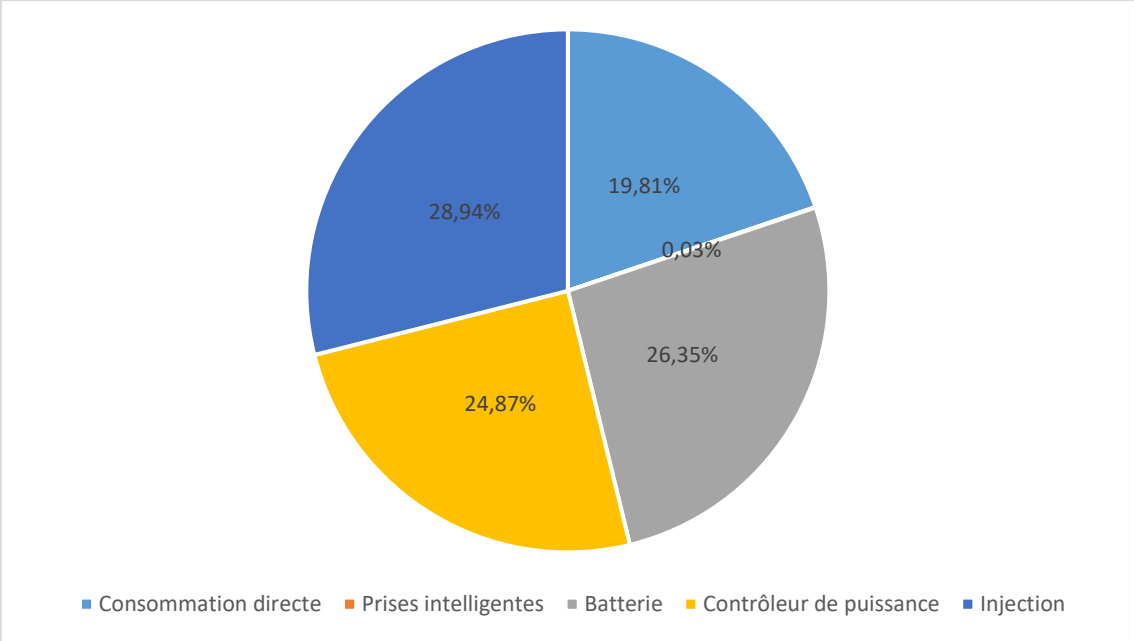

Figure 5 : Répartition de la production photovoltaïque entre les différents usages pour la première période à Meix-devant-Virton

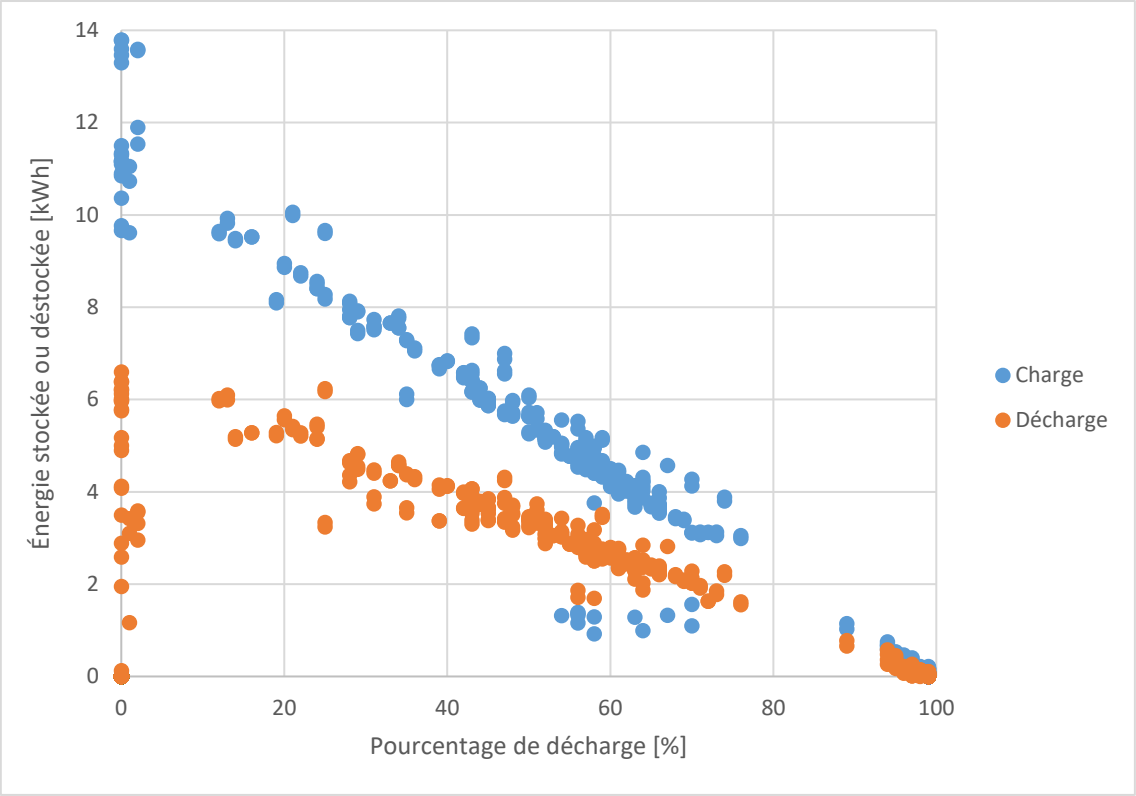

Figure 6 : Énergie stockée et déstockée en fonction du pourcentage de décharge minimum atteint par la batterie pour la première période à Meix-devant-Virton

2. Résultats de la seconde période

Pour la seconde période, l'autoconsommation s'élève à 4 785 kWh, à comparer aux 6 207 kWh produits par l'installation photovoltaïque, soit 77% (taux d'injection de 23%, injection de 1 435 kWh). Les prélèvements sur le réseau s'élèvent à 1 890 kWh et la consommation électrique des occupants (sans batterie ni contrôleur de puissance) est de 4 333 kWh. La répartition de l'autoconsommation solaire se fait de la manière la suivante (voir figure 7) :

- La contribution de la batterie s'élève à 1 789 kWh, soit 29% ; elle délivre en contrepartie 1 096 kWh, soit un rendement charge-décharge de 61% ; les puissances maximales en charge et en décharge s'élèvent à 2 kW ; les énergies en charge et en décharge sont représentées à la figure 8, convergeant vers une capacité de 11 kWh en charge et 6,1 kWh en décharge. Le nombre de cycles réalisés est de 304, et le nombre équivalent de cycles complets est de 179.
- Celle du contrôleur de puissance s'élève à 1 545 kWh, soit 25% ; la puissance maximale s'élève à 3,2 kW.
- La contribution des prises intelligentes s'élève à 7 kWh, soit 0,11%.
- L'autoconsommation sans aucun système (simulée) s'élèverait à 1 445 kWh, soit 23% (taux d'injection de 77%).

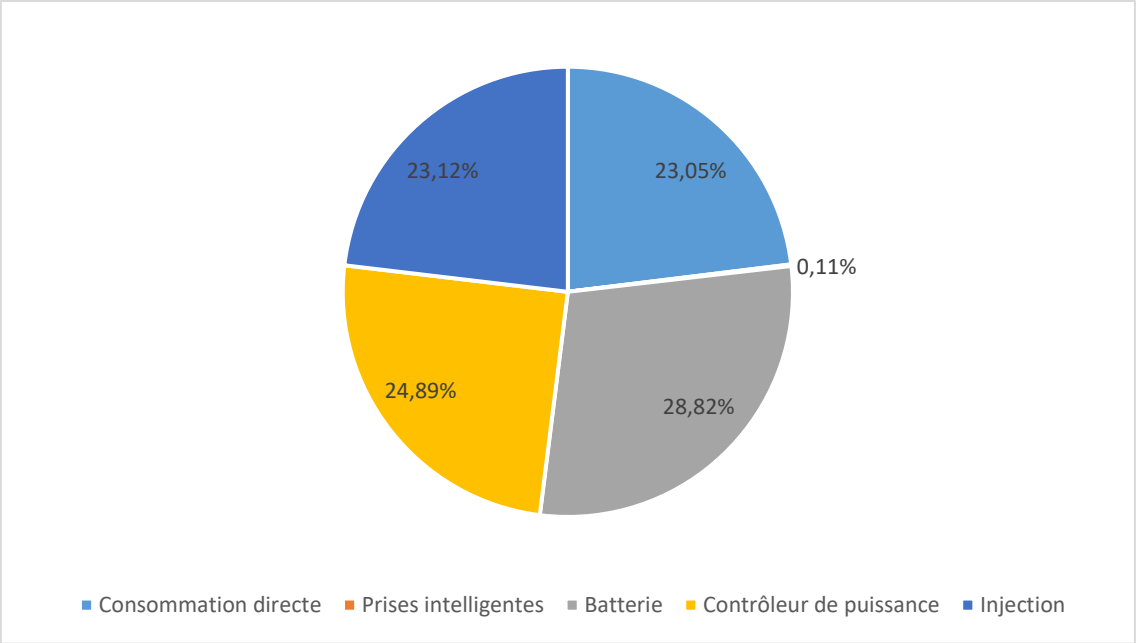

Figure 7 : Répartition de la production photovoltaïque entre les différents usages pour la seconde période à Meix-devant-Virton

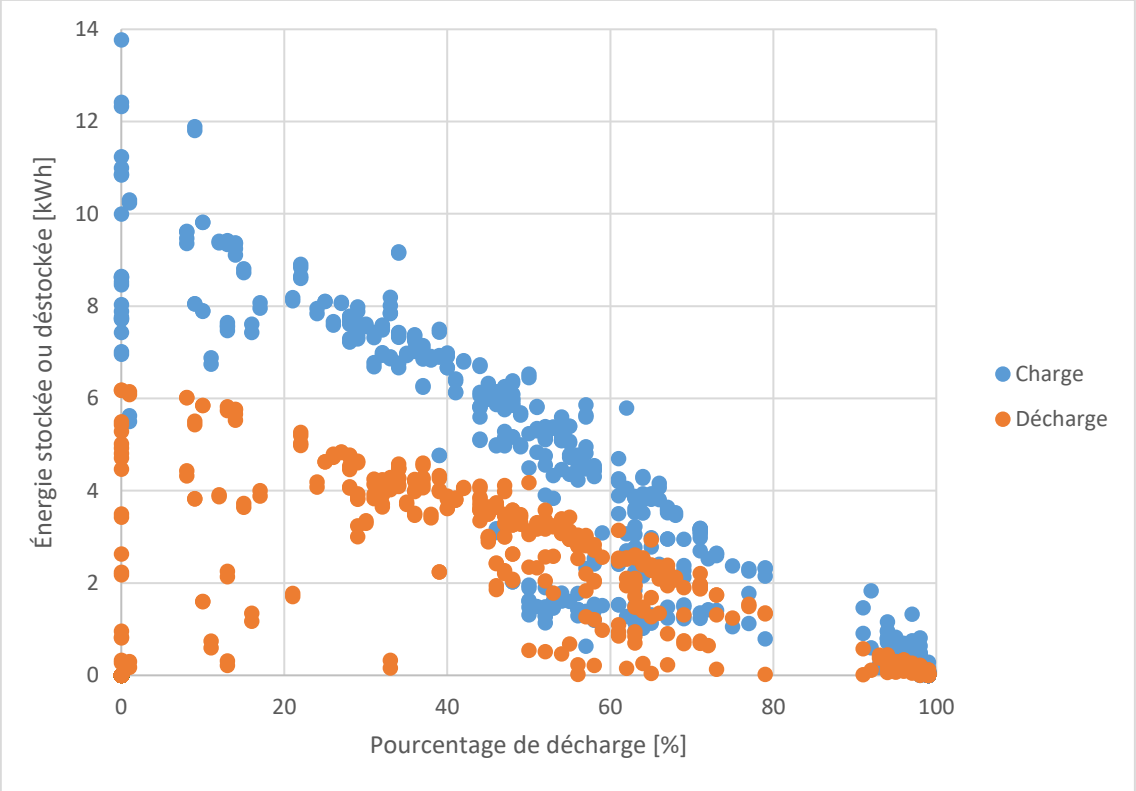

Figure 8 : Énergie stockée et déstockée en fonction du pourcentage de décharge minimum atteint par la batterie pour la seconde période à Meix-devant-Virton

3. Comparaison des périodes

On constate que les deux périodes étudiées sont relativement similaires. Voici des éléments explicatifs en mesure d'expliquer certaines différences observables :

- La production photovoltaïque fut 5% plus élevée sur la première période que sur la seconde : cela est cohérent avec la productivité de la filière rapportée au niveau de la Belgique, qui pointe une différence de 8% entre les mêmes périodes [APERe asbl].
- Les prélèvements plus élevés sur la première période s'expliquent par les dysfonctionnements (au niveau de l'EMS) plus nombreux sur cette période (222 kWh plutôt que 28 kWh).
- La consommation électrique des occupants est plus élevée sur la seconde période, ce qui peut notamment s'expliquer par la présence d'un des adultes en télétravail sur la période de mars 2020 à juin 2021.
- La capacité de charge de la batterie pour un cycle complet (10,3 kWh et 11 kWh pour les deux périodes) correspond plus ou moins à ce qui est annoncé par le fabricant (10,8 kWh).
- La dégradation du rendement charge-décharge de la batterie pourrait être attribué au vieillissement de celle-ci, mais une étude sur une période plus longue est nécessaire pour le confirmer.
- La consommation du contrôleur de puissance plus faible sur la deuxième période s'explique pour une faible proportion par la déconnexion de la sonde de température entre le 05/10/2020 et le 22/10/2020 ; cette désactivation a induit l'injection de 26 kWh sur le réseau, quantité qui aurait été consommée par le contrôleur de puissance s'il avait été activé pendant cette période.
- La très faible contribution des prises intelligentes sur la première période s'explique par la première activation le 20/05/2020 ; il faut également noter que le système a été activé la dernière fois le 30/11/2020.
- L'autoconsommation sans système (simulée) est plus élevée sur la seconde période, ce qui peut notamment s'expliquer par la présence d'un des adultes en télétravail (autoconsommation en journée favorisée).

4. Conclusion des résultats

Les conclusions sur les systèmes de stockage sont les suivantes :

- Le taux d'autoconsommation sans système (simulée) est très faible (bien inférieur au pourcentage de 37,76% pris comme référence moyenne en Région wallonne [CWaPE]), car la puissance photovoltaïque domestique installée est élevée (du fait du besoin annuel d'énergie important).
- Les deux systèmes (batterie et contrôleur de puissance) sont nécessaires pour dépasser un taux de 60%.
- Le rendement de la batterie est bien moins élevé que le rendement électrochimique annoncé ; en effet, le rendement global tient compte également du rendement du convertisseur de puissance bidirectionnel et d'une auto-décharge des cellules. L'ordre de grandeur obtenu en utilisant une année globalement ou en la décomposant en cycles est cohérent pour les deux méthodes, et tourne autour de 60%. Si les modifications de performance sont à attribuer au vieillissement (ce qu'une étude sur une période d'analyse plus longue serait en mesure de déterminer), alors il semble que celui-ci se traduirait par plus d'énergie stockée pour la même énergie déstockée.
- Avant l'installation de la batterie et du contrôleur de puissance, l'installation photovoltaïque produisait de l'énergie excédentaire sur base annuelle. À présent, le rendement de la batterie et la consommation du contrôleur de puissance induisent une consommation électrique supplémentaire sur base annuelle (66 kWh sur la première période, 455 kWh sur la seconde). Économiquement, il n'est pas pertinent de prélever plus sur le réseau pour autoconsommer davantage avec le tarif prosumer proportionnel : le coût le plus évitable est celui du contrôleur de puissance, et il serait donc pertinent de limiter le recours à celui-ci. Il faut cependant noter que ce contrôleur de puissance induit une diminution de la consommation de mazout (de l'ordre de 150 l) de par son préchauffage de l'eau chaude sanitaire avant son arrivée dans le ballon de la chaudière combinée, ce qui compense partiellement les frais de prélèvement sur

le réseau qui augmentent. En comparaison, la batterie a un certain rendement global qui augmente la consommation sans apporter un avantage autre que la diminution des injections. On peut en déduire qu'un trop haut taux d'autoconsommation induit des prélèvements à d'autres moments et une augmentation de la consommation électrique si la production d'eau chaude sanitaire est assurée au départ par un autre moyen.

- Les prises intelligentes ont une contribution anecdotique pour plusieurs raisons :
    - de base, les énergies que sont susceptibles d'être déplacées sont assez faibles (quelques centaines de kWh par an) ;
    - les habitants utilisent souvent les appareils électroménagers en soirée, ce qui active rarement le système ;
    - la programmation simple du système qui ne permet pas de garantir un cycle dans un certain délai induit une frustration quand l'attente du démarrage du cycle se prolonge. Ainsi, le mode automatique est souvent désactivé sur de longues périodes par l'utilisateur pour passer en mode manuel et ne plus décaler le démarrage des cycles.

B. Installation de Florenville

1. Résultats de la première période

Pour la première période, l'autoconsommation s'élève à 3 031 kWh, à comparer aux 4 049 kWh produits par l'installation photovoltaïque, soit 75% (taux d'injection de 26%, injection de 1 032 kWh). Les prélèvements sur le réseau s'élèvent à 4 259 kWh et la consommation électrique des occupants (sans batterie, mais eau chaude sanitaire comprise) est de 6 648 kWh. La répartition de l'autoconsommation solaire se fait de la manière la suivante (voir figure 9) :

- La contribution de la batterie s'élève à 1 341 kWh[6], soit 33% ; elle délivre en contrepartie 1 404 kWh, soit un rendement charge-décharge de 71% ; 361 kWh sont déchargés pour chauffer de l'eau chaude sanitaire ; les puissances maximales en charge et en décharge s'élèvent à 2,1 kW ; les énergies en charge et en décharge sont représentées à la figure 10, convergeant vers une capacité de 11 kWh en charge et 8 kWh en décharge[7]. Le nombre de cycles réalisés est de 287, et le nombre équivalent de cycles complets est de 190.
- Celle du contrôleur de puissance s'élève à 539 kWh, soit 13% ; la puissance maximale s'élève à 2,2 kW. Les déperditions thermiques du ballon d'eau chaude sont évaluées entre 930 kWh à 1 390 kWh, à mettre en regard avec les 1 968 kWh utilisés sur la période pour fournir l'eau chaude sanitaire.
- La contribution des prises intelligentes s'élève à 4 kWh, soit 0,092%.
- L'autoconsommation sans aucun système (simulée) s'élèverait à 1 148 kWh, soit 28% (taux d'injection de 72%).

[6] Le dysfonctionnement a induit en réalité une charge totale de 1 991 kWh.

[7] Cette estimation est réalisée en tenant compte que la batterie ne descend jamais en dessous de 15% de capacité.

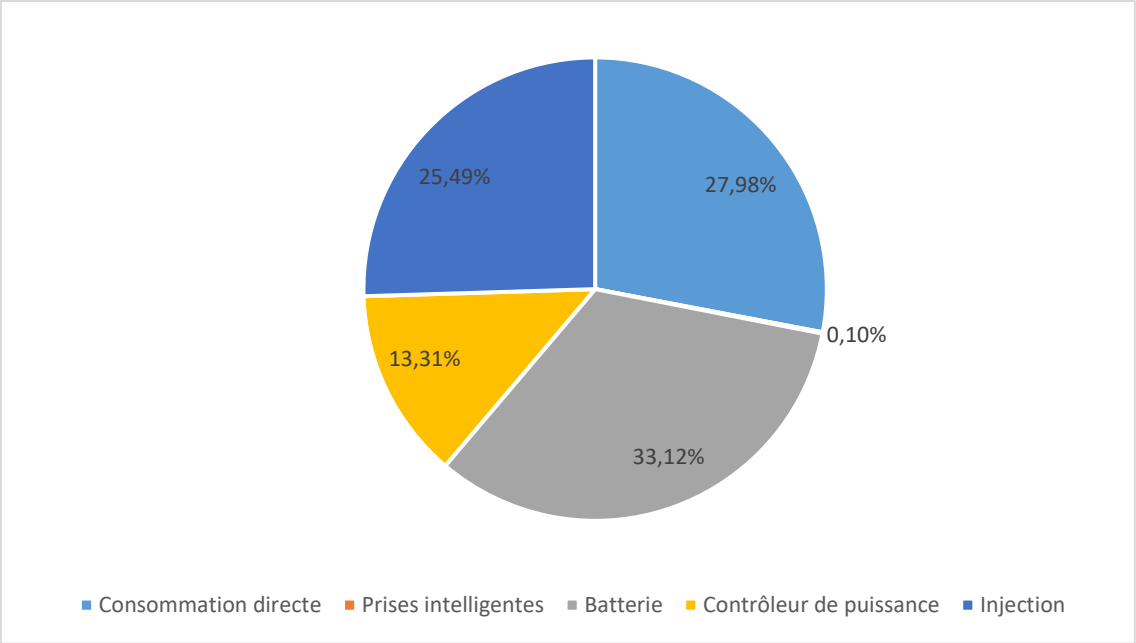

Figure 9 : Répartition de la production photovoltaïque entre les différents usages pour la première période à Florenville

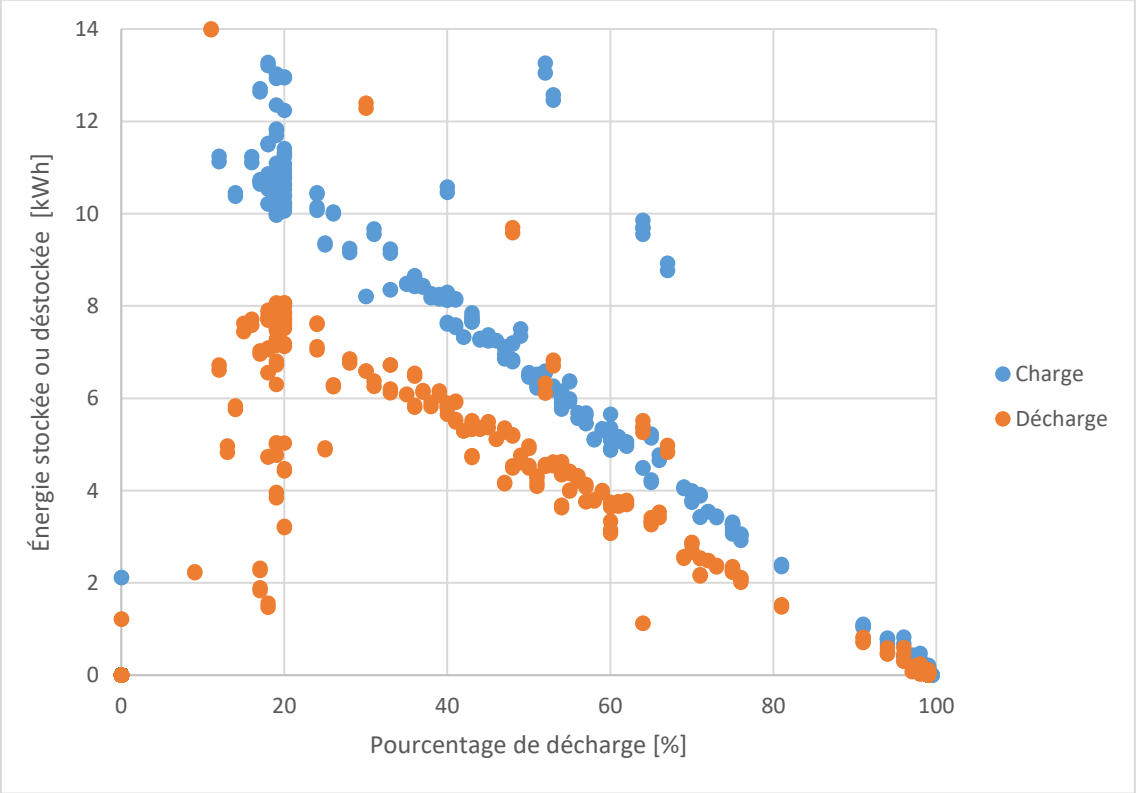

Figure 10 : Énergie stockée et déstockée en fonction du pourcentage de décharge minimum atteint par la batterie pour la première période à Florenville

2. Résultats de la seconde période

Pour la seconde période, l'autoconsommation s'élève à 3 422 kWh, à comparer aux 4 065 kWh produits par l'installation photovoltaïque, soit 84% (taux d'injection de 16%, injection de 653 kWh). Les prélèvements sur le réseau s'élèvent à 4 501 kWh et la consommation électrique des occupants

(sans batterie, mais eau chaude sanitaire comprise) est de 7 316 kWh. La répartition de l'autoconsommation solaire se fait de la manière la suivante (voir figure 11) :

- La contribution de la batterie s'élève à 1 659 kWh, soit 41% ; elle délivre en contrepartie 1 146 kWh, soit un rendement charge-décharge de 69% ; 457 kWh sont déchargés pour chauffer de l'eau chaude sanitaire ; les puissances maximales en charge et en décharge s'élèvent à 2,1 kW ; les énergies en charge et en décharge sont représentées à la figure 12, convergeant vers une capacité de 11 kWh en charge et 8 kWh en décharge[8]. Le nombre de cycles réalisés est de 248, et le nombre équivalent de cycles complets est de 158. La quantité d'énergie pour maintenir la batterie vide en fonctionnement (en période hivernale) s'élève à 20 kWh.
- Celle du contrôleur de puissance s'élève à 464 kWh, soit 11% ; la puissance maximale s'élève à 2,2 kW. Les déperditions thermiques du ballon d'eau chaude sont évaluées de 930 kWh à 1 390 kWh jusqu'au 27/05/2021, et ensuite de 658 kWh à 822 kWh, à mettre en regard avec les 2 450 kWh utilisés sur la période pour fournir l'eau chaude sanitaire.
- La contribution des prises intelligentes s'élève à 23 kWh, soit 0,56%.
- L'autoconsommation sans aucun système (simulée) s'élèverait à 1 276 kWh, soit 31% (taux d'injection de 69%).

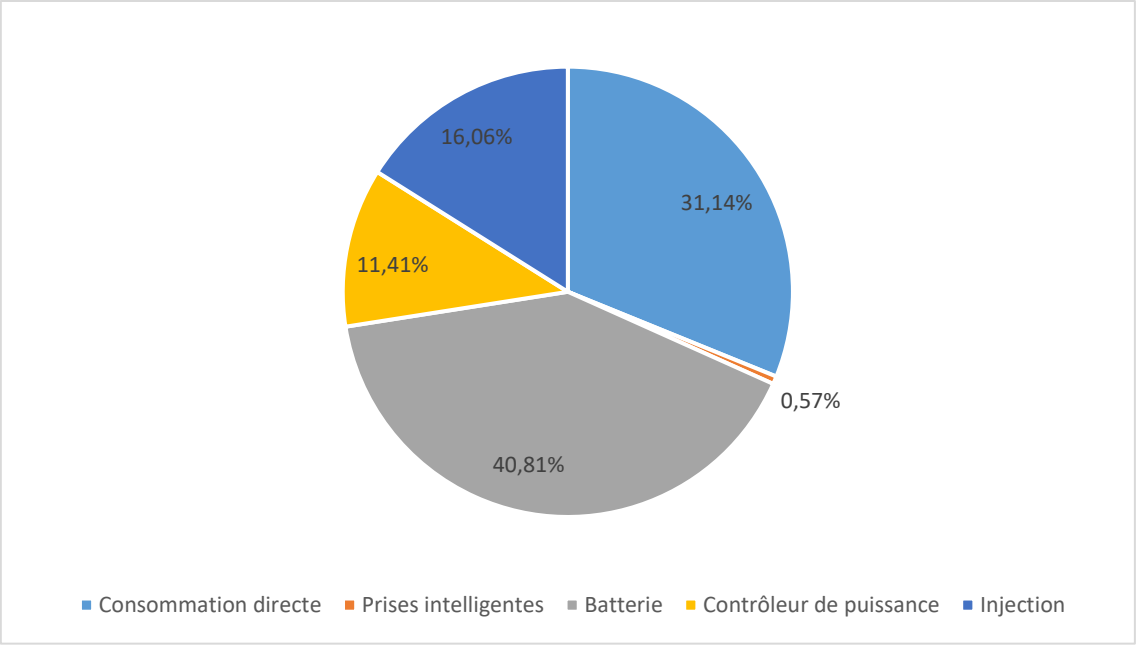

Figure 11 : Répartition de la production photovoltaïque entre les différents usages pour la seconde période à Florenville

[8] Cette estimation est réalisée en tenant compte que la batterie ne descend que rarement en dessous de 18% de capacité.

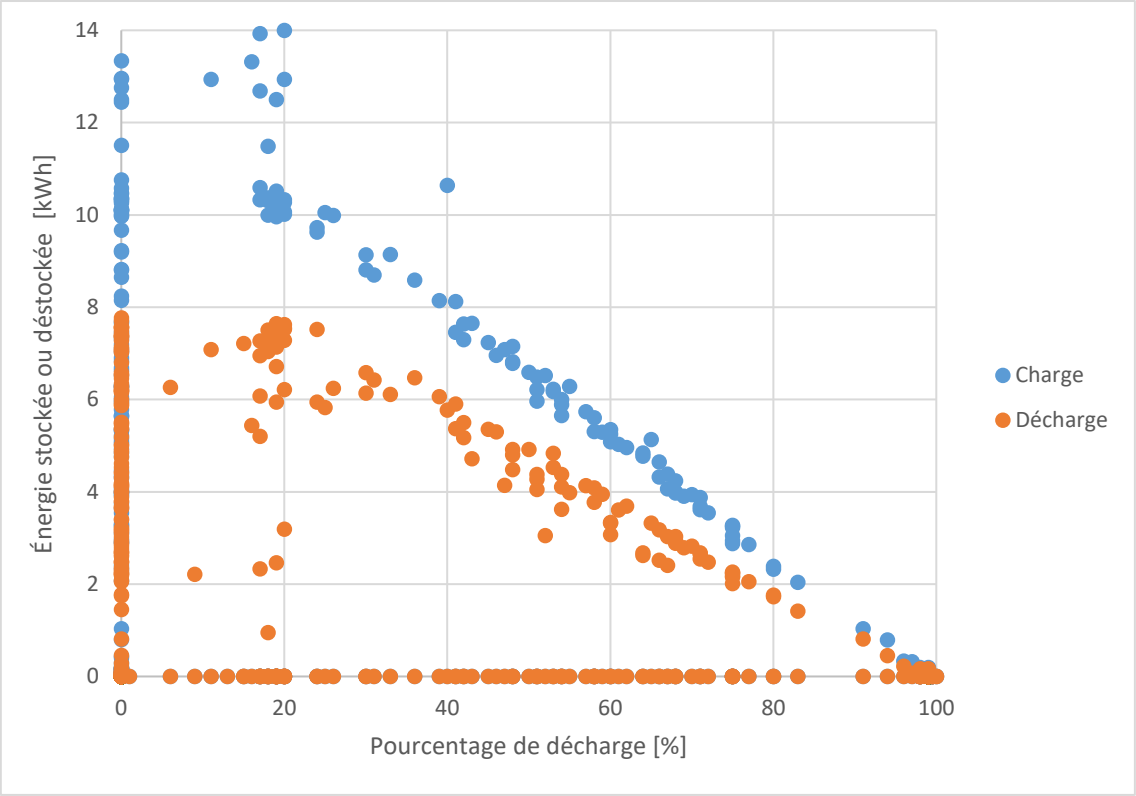

Figure 12 : Énergie stockée et déstockée en fonction du pourcentage de décharge minimum atteint par la batterie pour la seconde période à Florenville

3. Comparaison des périodes

Le dysfonctionnement du chargement de la batterie est le principal point de différence entre les deux périodes analysées. Voici différents éléments explicatifs :

- La production photovoltaïque est quasiment identique pour les deux périodes : un nettoyage en fin de première période (mai 2020) a probablement compensé la baisse d'ensoleillement sur la deuxième période.
- Les prélèvements augmentent légèrement entre la première et la deuxième période, guidés en cela par l'augmentation générale de la consommation entre les deux périodes (détaillée ci-après).
- Malgré le dysfonctionnement sur la première période, la consommation augmente de la première à la deuxième période : l'arrivée d'un jacuzzi extérieur (octobre 2019), d'un deuxième occupant adulte permanent (janvier 2020), mais surtout d'un congélateur (juillet 2020) et d'un besoin de chauffage électrique (avril 2021) pour compenser une panne de chaudière ont probablement participé à cette évolution.
- L'arrêt du dysfonctionnement de l'EMS à propos de la charge de la batterie amène celle-ci à prendre en charge une partie plus importante de la production photovoltaïque.
- La capacité de la batterie est légèrement supérieure à la performance annoncée par le fabricant. Il n'y a pas de différence significative entre les deux périodes.
- La contribution plus faible du contrôleur de puissance sur la seconde période peut s'expliquer par l'activation du module anti-légionelle de l'EMS à partir du 26/06/2020, ce qui amène à ne plus pouvoir stocker d'eau chaude supplémentaire si un cycle a déjà réalisé la montée en température (65 °C).
- La très faible contribution des prises intelligentes sur la première période s'explique par la première activation le 20/05/2020.

- L'autoconsommation sans système (simulée) est plus élevée sur la seconde période, ce qui peut notamment s'expliquer par la consommation plus élevée.

4. Conclusion des résultats

Les conclusions sur les systèmes de stockage sont les suivantes :

- Le taux d'autoconsommation sans système (simulée) est très faible (inférieur au pourcentage de 37,76% pris comme référence moyenne en Région wallonne [CWaPE]), malgré une petite puissance photovoltaïque installée, dont la production est loin de couvrir toute la consommation.
- La batterie est suffisante pour dépasser un taux de 60% ; la contribution du contrôleur de puissance est assez réduite, notamment car la différence de température entre celle maintenue en permanence (50 °C) et celle atteignable réellement (± 65 °C, malgré un réglage à 75 °C) est faible. D'ailleurs, le fait que 40% de l'électricité stockée dans la batterie sert à chauffer le ballon pendant les heures sans production photovoltaïque pose question : compte tenu du rendement charge-décharge, inverser ces priorités (PV heater puis batterie) aurait permis d'éviter jusqu'à 105 kWh de pertes via la transformation sur la première période, et 144 kWh pour la seconde période. Dans le cas de Florenville, cela se traduit par un prélèvement accru d'électricité sur le réseau, et donc une facture plus importante. À noter que l'isolation complémentaire du ballon amène à moins solliciter la batterie pour compenser les déperditions thermiques élevées, et cela diminue donc cet effet négatif.
- L'installation photovoltaïque ne parvient pas à couvrir la consommation du bénéficiaire : on observe des prélèvements nets de 3 227 kWh et de 3 849 kWh, respectivement pour la première et la seconde période. Lors de la sélection du candidat en 2018, il existait déjà un prélèvement net de 1 009 kWh, mais force est de constater que la modification de la composition du ménage et de ses équipements a grandement accru cette différence. Au niveau du système de stockage, le différentiel entre le stockage et le déstockage de la batterie a induit une surconsommation de 507 kWh et de 529 kWh, respectivement pour la première et la seconde période ; ce qui pourrait être imputé au contrôleur de puissance est anecdotique, sachant que les augmentations de température sont somme toute limitées en temps et en amplitude par rapport aux pertes constantes.
- Tout comme pour le cas de Meix-devant-Virton, le rendement de la batterie est bien moins élevé que le rendement électrochimique annoncé ; en effet, le rendement global tient compte également du rendement du convertisseur de puissance bidirectionnel et d'une auto-décharge. L'ordre de grandeur obtenu en utilisant une année globalement ou en la décomposant en cycles est cohérent dans pour les deux méthodes, et tourne autour de 70%. Il n'y a pas de différence significative entre les deux années.
- L'amélioration de l'isolation thermique du ballon d'eau chaude sanitaire amène à économiser de l'ordre de 420 kWh annuellement, ce qui sollicite moins la batterie (usure moins rapide) et diminue les prélèvements nets d'électricité.
- L'utilisation d'une batterie sur une installation produisant annuellement moins que la consommation pose question : le rendement de la batterie induit d'augmenter cette consommation (et donc les coûts de fourniture d'électricité) pour finalement augmenter l'autoconsommation et diminuer les frais du tarif prosumer, réduisant d'autant les gains financiers que l'économie apporté sur le tarif prosumer proportionnel (comparé au capacitaire). Du point de vue du réseau, cependant, cela a des conséquences positives : les injections en période de production sont diminuées de manière substantielle.
- La prise intelligente utilisée a une contribution anecdotique pour plusieurs raisons :
    - de base, les énergies que sont susceptibles d'être déplacées sont assez faibles (quelques centaines de kWh par an) ;
    - le ménage utilise assez peu son lave-vaisselle.

VII. Résultats financiers

A. Investissement

Le coût d'achat de l'installation de Meix-devant-Virton s'élève à 18.539 €, TVA de 21% comprise, tandis que celui de Florenville s'élève à 14.378 €, TVA de 21% comprise (un taux de TVA de 6% est applicable si le logement a au moins 10 ans et que la facture est directement adressée au consommateur final).

Dans les deux cas, la fourniture et mise en place d'un éventuel boiler électrique n'est pas prise en compte (uniquement le système PV heater avec le contrôleur de puissance à thyristor et l'add-on pour l'EMS).

B. Tarif prosumer

1. Généralités

Le tarif prosumer est un tarif pour l'utilisation du réseau de distribution par les prosumers (personnes qui utilisent le réseau de distribution basse tension et qui disposent d'une installation de production d'électricité décentralisée dont la puissance est inférieure ou égale à 10 kVA). Il ne s'agit pas d'une taxe.

Ce tarif vise à ce que l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution d'électricité contribuent de manière équitable aux coûts de celui-ci. Ses objectifs sont d'assurer le maintien et le développement du réseau électrique et d'inciter les prosumers à autoconsommer davantage leur production d'énergie et donc, à diminuer leur injection sur le réseau de distribution de manière à pouvoir y intégrer encore plus d'énergie renouvelable sans devoir le renforcer.

Contrairement aux autres utilisateurs du réseau, avant l'arrivée du tarif prosumer, les prosumers ne contribuaient pas au financement du réseau à hauteur de l'utilisation qu'ils en faisaient. En effet, bien qu'ils disposent d'une installation de production d'électricité, les prosumers utilisent le réseau lorsqu'ils consomment de l'électricité à un moment où leur installation ne produit pas ou pas assez d'énergie. Dans ce cas, il y a désynchronisation entre la production et la consommation. Le prosumer peut injecter gratuitement son énergie dans le réseau (il n'y a pas de tarif d'injection dans son cas), mais il est équitable qu'il participe aux frais du réseau lorsqu'il prélève de l'énergie qu'il n'a pas produite lui-même au même instant. Cela devrait permettre de diminuer le coût du kWh (poste « réseau ») pour la majorité des consommateurs wallons.

Pour le reste, le compteur continue à « tourner à l'envers » (via le principe de compensation sur l'électricité pure, dite « commodité »).

Toutefois, un décret wallon d'octobre 2020 mettra définitivement fin à cette compensation entre les quantités d'électricité prélevées et injectées sur le réseau, et donc au tarif prosumer, et ce dès 2024 pour les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable (≤ 10 kVA) [Wallex]. Il sera alors possible pour le prosumer de conclure un contrat de vente de son surplus d'électricité avec son fournisseur, mais à un prix relativement faible fixé par celui-ci. Le compteur numérique double flux sera quant à lui alors imposé par les GRD. Les solutions d'autoconsommation individuelles seront dès lors plus intéressantes d'un point de vue financier, permettant de mieux valoriser sa production (l'autoconsommation étant alors plus avantageuse que la vente de son injection), d'être moins tributaire des variations de prix sur l'achat et la vente d'électricité, et de limiter l'usage du réseau. Pour les installations de production d'électricité renouvelable mises en service avant le 1er janvier 2024, la compensation est maintenue jusque fin 2030.

Le tarif prosumer, entré en vigueur le 1er janvier 2020, est porté en compte via la facture de régularisation du fournisseur d'électricité depuis le 1er octobre 2020 [CWaPE]. Néanmoins, le

Parlement wallon a adopté le 30 septembre 2020 un décret qui fixe des mesures de soutien aux prosumers pour accompagner la mise en application du tarif prosumer [SPW Energie] :

- Pour 2020 et 2021, le tarif est couvert à 100% via une prime que le GRD verse une fois par an aux clients résidentiels pour le compte de la Région wallonne ;
- Pour les années 2022 et 2023, il sera de 54,27% (plus aucun soutien octroyé à partir de 2024).

La prime est calculée sur base du tarif prosumer applicable à chacun.

En effet, le prosumer peut choisir entre 2 types de tarif prosumer : le tarif capacitaire (forfaitaire) et le tarif proportionnel (au réel).

2. Tarif capacitaire

Il est calculé sur la base de la puissance électrique nette développable de l'installation de production (on prend en compte la plus petite puissance installée : pour du photovoltaïque, soit celle des panneaux, soit celle de l'onduleur)

La CWaPE considère de manière générale qu'un client résidentiel consomme simultanément 37,76% de sa production d'électricité (pour une installation qui couvre 100% des besoins sur base annuelle). Le reste de sa consommation, soit 62,24%, est donc prélevée à un autre moment sur le réseau de distribution.

Le montant du tarif forfaitaire est fixé par le GRD et approuvé par la CWaPE. Pour ORES Luxembourg, il s'élève à [ORES] :

- 89,54 €/kWe en 2020 ;
- 90,29 €/kWe en 2021 ;
- 90,63 €/kWe en 2022 ;
- 91,63 €/kWe en 2023.

Dans le cas du tarif capacitaire, il faut ajouter au forfait le prélèvement annuel net (après compensation) afin de calculer le montant annuel des coûts de réseau.

3. Tarif proportionnel

Si le client estime pouvoir autoconsommer davantage que 37,76% de votre production, le tarif proportionnel/réel peut être plus intéressant pour lui. Ce tarif encourage donc l'autoconsommation solaire. Il nécessite cependant le remplacement du compteur électromécanique (simple flux) par un compteur qui comptabilise séparément le courant prélevé et le courant injecté sur le réseau (compteur double flux et communicant). Le calcul du montant annuel facturé au prosumer pour les coûts de réseau est effectué sur base des kWh bruts réellement prélevés sur le réseau de distribution, ce montant étant toutefois plafonné au montant du tarif capacitaire pour l'installation en question.

En cas de demande de placement d'un compteur double flux, il est conseillé de le faire installer au moment du relevé annuel des index afin de ne pas perdre une partie de la production annuelle.

C. Rentabilité

Malgré le tarif prosumer, une installation photovoltaïque reste donc toujours rentable, car le prosumer :

- continue de valoriser son surplus d'électricité injecté sur le réseau au coût de l'énergie (*commodité*), au maximum de l'équivalent prélevé annuellement, l'énergie étant encore facturée sur base des prélèvements nets ;

- diminue ses frais d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie (moins de prélèvements bruts) ;
- ne paye pas pour l'électricité produite (soit directement autoconsommée ou stockée, soit injectée sur le réseau).

Concernant les installations complètes de nos 2 bâtiments-pilotes, le tarif prosumer capacitaire se situerait entre 400 et 410 €, suivant les années.

Il est comparé dans la suite du rapport au montant du tarif prosumer proportionnel et aux conséquences financières des avantages ou des inconvénients des systèmes installés pour augmenter l'autoconsommation solaire. En effet, seul le tarif prosumer récemment introduit permet un retour sur investissement des systèmes de stockage ; la réduction des prélèvements d'électricité sur le réseau engendrée par le stockage induit un tarif prosumer proportionnel moins élevé. Toutefois, le potentiel maximum d'économie sur ces frais réseau étant assez faible, on comprend déjà à ce stade qu'il sera impossible dans les conditions actuelles d'obtenir un temps de retour sur les installations inférieur à plusieurs dizaines d'années.

Afin de bien comprendre la suite, il est nécessaire de définir les termes relatifs à l'utilisation d'un compteur double flux, qui sont donc définis sur une base annuelle. Lorsque le compteur tourne « à l'endroit », il comptabilise un prélèvement brut ; lorsqu'il tourne « à l'envers », il comptabilise une injection brute. La différence entre les deux est égale à la différence entre consommation et production :

$$Production\ -Consommation\ = Injection\ brute - Prélèvement\ brut \qquad (2)$$

Toutes les valeurs données précédemment comme résultats à la section 6 étaient des résultats bruts, et donc sur base des flux réels/directs.

Deux cas types sont à considérer : une production excédentaire ou déficitaire.

- En cas de production excédentaire, l'injection brute est supérieure au prélèvement brut, et la différence constitue donc l'injection nette :

$$Injection\ brute - Prélèvement\ brut = Injection\ nette \qquad (3)$$

  À la figure 13, la production photovoltaïque peut se diviser entre la part autoconsommée de la production et l'injection brute (sur base directe). La consommation se répartit quant à elle entre la part autoproduite et le prélèvement brut (sur base directe). Selon le principe du compteur qui tourne à l'envers, l'injection nette est donnée.

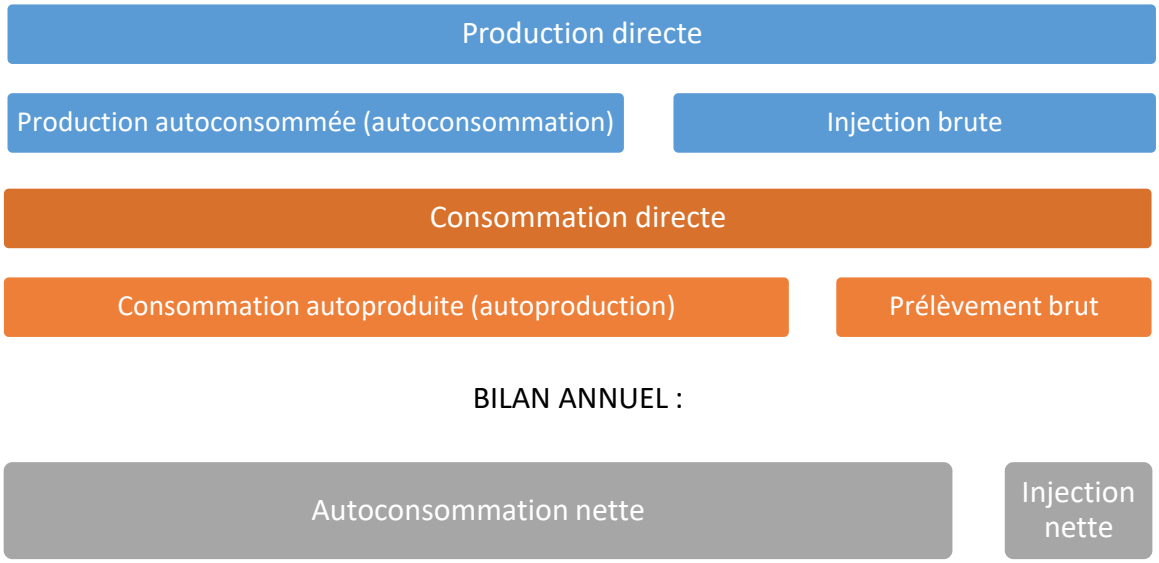

Figure 13 : Décomposition de la production et de la consommation dans le cas d'une installation équipée d'un compteur double flux avec une production excédentaire

- En cas de production déficitaire, le prélèvement brut est supérieur à l'injection brute, et la différence donne donc le prélèvement net :

$$Prélèvement\ brut - Injection\ brute = Prélèvement\ net \quad (4)$$

Ce bilan est illustré à la figure 14.

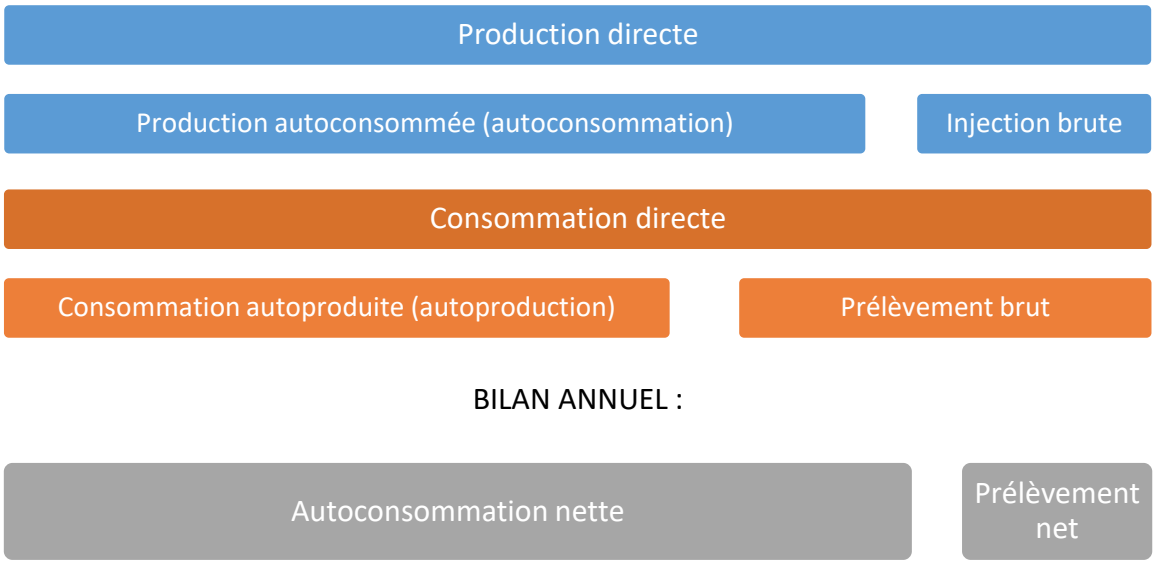

Figure 14 : Décomposition de la production et de la consommation dans le cas d'une installation équipée d'un compteur double flux avec une production déficitaire

1. Installation de Meix-devant-Virton

Pour la première période à Meix-devant-Virton, la production excède la consommation (voir figure 15).

- Le tarif proportionnel s'applique au prélèvement brut et s'élève à 300 €.
- L'injection nette est « donnée », et il n'y a aucun coût associé.

- Le contrôleur de puissance sur la production d'eau chaude sanitaire permet de diminuer la consommation de mazout, pour un montant équivalent à 120 €.

Le gain pour cette première période s'élève donc à 235 € (sans la prime wallonne sur le tarif prosumer).

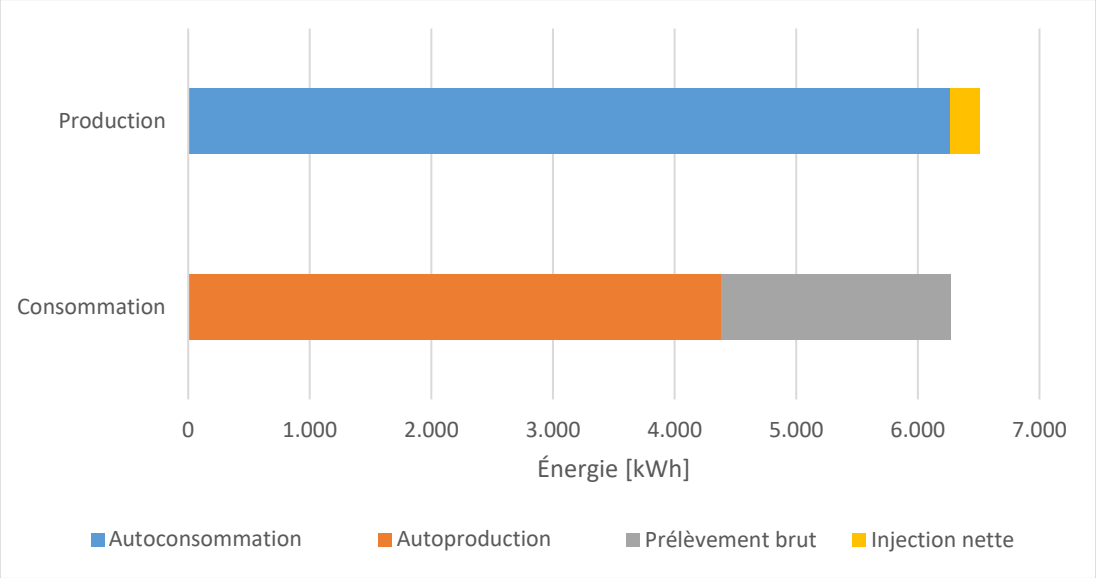

Figure 15 : Répartition de la consommation et de la production pour la première période à Meix-devant-Virton

Pour la seconde période à Meix-devant-Virton, la consommation excède la production (voir figure 16).

- Le tarif proportionnel s'applique au prélèvement brut et s'élève à 230 €.
- Le prélèvement net est acheté, pour une valeur de 100 €. On peut l'associer au contrôleur de puissance sur la production d'eau chaude sanitaire, qui, en autoconsommant un maximum pendant que l'installation produit, fini par induire un prélèvement net à d'autres instants.
- Le contrôleur de puissance sur la production d'eau chaude sanitaire permet de diminuer la consommation de mazout, pour un montant équivalent à 115 €.

Le gain pour cette seconde période s'élève donc à 205 € (sans la prime wallonne sur le tarif prosumer).

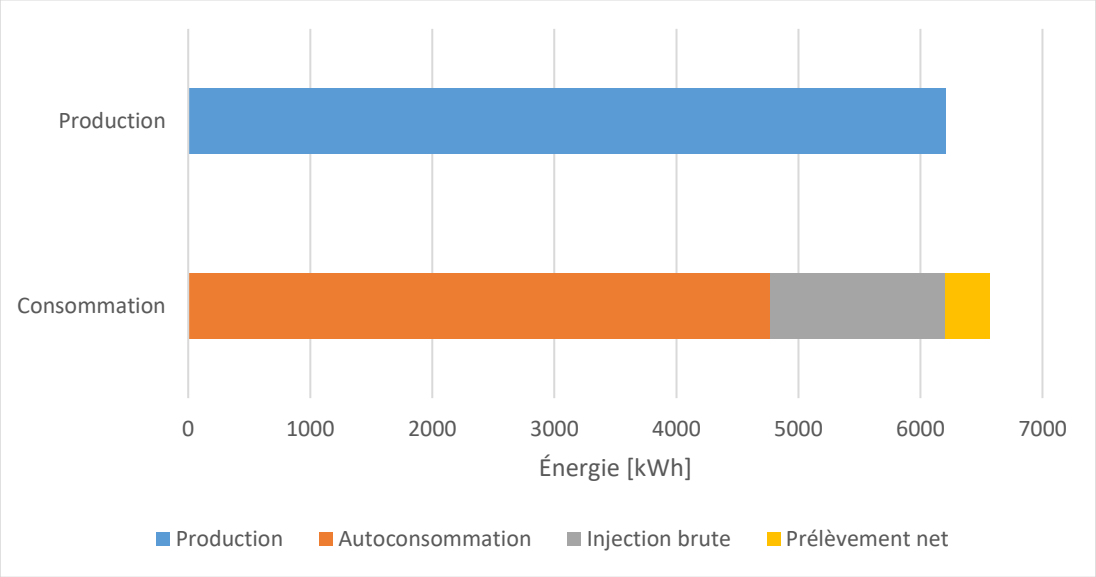

Figure 16 : Répartition de la consommation et de la production pour la seconde période à Meix-devant-Virton

Dans les deux cas, le temps de retour sur l'installation de stockage est de plusieurs dizaines d'années et excède largement la durée de vie de celle-ci.

Il apparaît préférable de maintenir l'installation photovoltaïque avec une production excédentaire (ou, encore mieux, à l'équilibre), plutôt que d'utiliser toutes les possibilités offertes par le contrôleur de puissance pour maximiser l'autoconsommation.

L'annexe 5 présente cette analyse économique sous forme de tableaux. Les données financières et hypothèses utilisées étant légèrement différentes, les résultats obtenus sont similaires mais pas égaux.

2. Installation de Florenville

Pour la première période à Florenville, la consommation excède la consommation (voir figure 17).

- Le tarif proportionnel s'applique à l'injection brute et s'élève à 165 €.
- Le prélèvement net est acheté, mais seule une part est à associer au système de stockage : c'est l'énergie perdue entre la charge et la décharge de la batterie. Cette part s'élève à 170 €.

Le gain pour cette première période s'élève donc à 70 € (sans la prime wallonne sur le tarif prosumer).

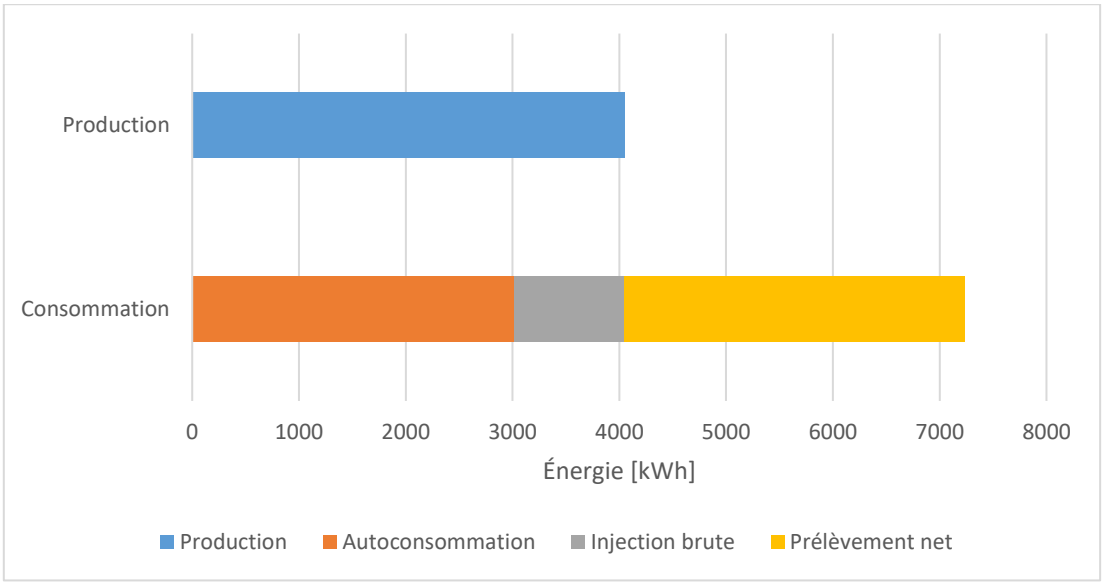

Figure 17 : Répartition de la consommation et de la production pour la première période à Florenville

Pour la seconde période à Florenville, le scénario est sensiblement identique, avec une consommation qui excède la production (voir figure 18).

- Le tarif proportionnel s'applique à l'injection brute et s'élève à 105 €.
- Le prélèvement net est acheté, mais seule une part est à associer au système : c'est l'énergie perdue entre la charge et la décharge de la batterie. Cette part s'élève à 140 €.

Le gain pour cette seconde période s'élève donc à 165 € (sans la prime wallonne sur le tarif prosumer).

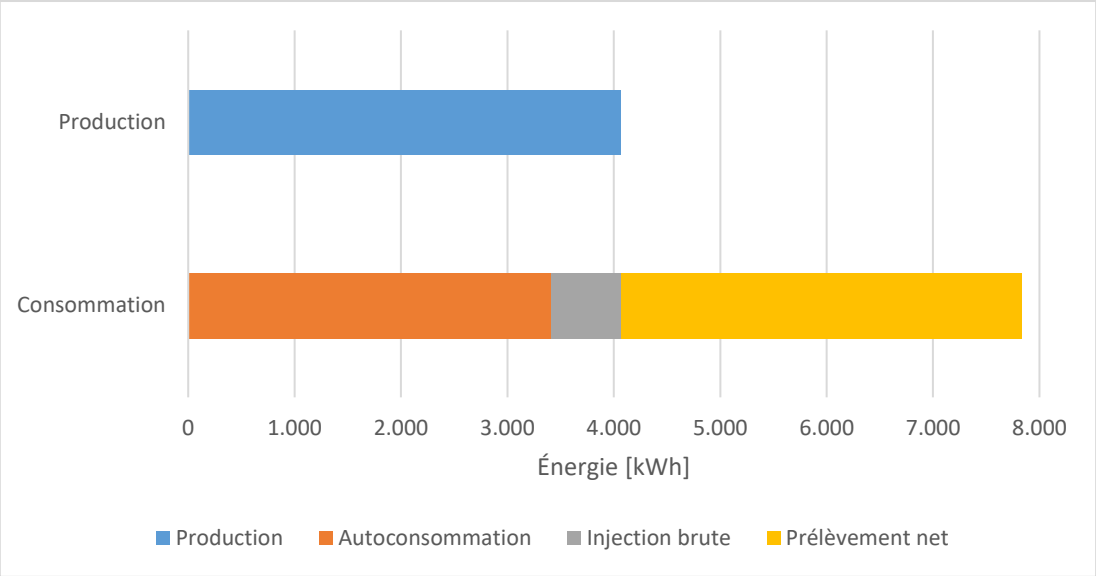

Figure 18 : Répartition de la consommation et de la production pour la seconde période à Florenville

Dans les deux cas, le temps de retour sur l'installation de stockage est de plusieurs dizaines d'années et excède largement la durée de vie de celle-ci.

L'annexe 5 présente cette analyse économique sous forme de tableaux. Les données financières et hypothèses utilisées étant légèrement différentes, les résultats obtenus sont similaires mais pas égaux.

VIII. Discussion

A. Comparaison des sites selon le profil

Les deux installations présentent la même situation de départ : sans dispositif de stockage, aucune n'atteint au moins les 37,76% requis pour rendre le tarif prosumer proportionnel intéressant.

Mais l'installation de Meix-devant-Virton a un profil plus favorable :

- l'installation est surdimensionnée par rapport à la consommation, ce qui permet de compenser les pertes de transformation de la batterie et la consommation du contrôleur de puissance ; il faut cependant veiller à ce que ce dernier ne finisse pas par induire une consommation supplémentaire à terme, au fur et à mesure que les panneaux vieillissent et que leur production diminue ;
- le chauffage de l'eau chaude sanitaire au mazout permet que le préchauffage effectué par le contrôleur de puissance induit des économies de carburant fossile ; de plus, la capacité de stockage est importante pour un volume raisonnable, du fait de l'eau peut être chauffée de sa température de distribution (environ 8 °C) à 65 °C.

L'installation de Florenville est dans une situation moins intéressante :

- la consommation importante du ménage par rapport à la production photovoltaïque permet d'atteindre un taux d'autoconsommation très important, mais au prix d'une augmentation de la consommation globale (associée au rendement final de la batterie) ; comme l'installation est sous-dimensionnée par rapport à la consommation, cette augmentation se répercute par un achat supplémentaire d'électricité.

- la faible inclinaison des panneaux photovoltaïques engendre une production relativement basse en hiver ; le PV heater est par conséquent peu déclenché.
- vu que la production d'eau chaude sanitaire est uniquement d'origine électrique, le maintien de l'eau chaude en température induit des pics de décharge de la batterie, essentiellement la nuit, qui auraient pu être évités en partie par une inversion de la priorité entre la batterie et le contrôleur de puissance ; cette inversion éviterait les pertes liées au rendement de la batterie pour le stockage-déstockage et augmenterait la durée de vie de la batterie.
- les consommateurs puissants tels que le jacuzzi ou des radiateurs électriques peuvent constituer une limite à l'utilisation de la batterie en déstockage ; le chauffage électrique n'est d'ailleurs pas compatible avec du stockage intra-journalier.

Dans les deux cas, les prises intelligentes démontrent une contribution anecdotique.

B. Estimation de l'incertitude des résultats

1. Comparaison des indicateurs entre eux

Les indicateurs fournis par l'EMS se recoupent partiellement, et les comparer avec les relations qui les lient permet d'avoir une idée de l'incertitude à laquelle il faut s'attendre avec la méthode d'analyse appliquée.

Une première relation exprime que toute la production photovoltaïque est soit injectée sur le réseau, soit autoconsommée ; au moyen des indicateurs du tableau 1, cela s'exprime comme suit :

$$PV\ Production = SelfUsed + Feed\ IN \tag{5}$$

Installation	Période	Membre de gauche	Membre de droite	Différence
Meix-devant-Virton	Première	6 513 kWh	6 527 kWh	14 kWh
Meix-devant-Virton	Seconde	6 207 kWh	6 220 kWh	13 kWh
Florenville	Première	4 049 kWh	4 063 kWh	14 kWh
Florenville	Seconde	4 065 kWh	4 075 kWh	10 kWh

Tableau 5 : Comparaison des membres de l'équation (5)

Une seconde relation exprime l'équilibre entre fournisseurs d'électricité et consommateurs : l'électricité est fournie par la production photovoltaïque, par la décharge de la batterie ou par le réseau, alors qu'elle est consommée par la charge de la batterie, par le contrôleur de puissance, par les autres consommateurs domestiques ou par le réseau. Avec les indicateurs du tableau 1, cela donne :

$$\begin{aligned} PV\ Production + BATT\ Discharge\ +\ Usage \\ = BATT\ charge + Heating\ Element + House\ Electricity + Feed\ IN \end{aligned} \tag{6}$$

Installation	Période	Membre de gauche	Membre de droite	Différence
Meix-devant-Virton	Première	9 574 kWh	9 261 kWh	312 kWh
Meix-devant-Virton	Seconde	9 193 kWh	9 101 kWh	92 kWh
Florenville	Première	9 713 kWh	9 671 kWh	42 kWh
Florenville	Seconde	9 712 kWh	9 *628* kWh	83 kWh

Tableau 6 : Comparaison des membres de l'équation (6)

Comme on peut le constater au tableau 5 et au tableau 6, l'erreur maximale obtenue est de 3%. Elle est évidemment plus élevée si un plus grand nombre d'indicateurs sont impliqués dans le calcul. De manière générale, les erreurs liées aux incertitudes de mesure de l'EMS sont limitées.

2. Comparaison avec les compteurs double flux

Des compteurs double flux (communicants/intelligents) ont été installés dans le courant de la deuxième période (le 02/09/2020 à Florenville et le 01/10/2020 à Meix-devant-Virton), et un relevé sur les compteurs a été effectué respectivement le 01/07/2021 et le 30/06/2021. Les résultats de calculs issus de l'EMS peuvent être comparés aux relevés des compteurs double flux sur la même période, tant pour l'injection brute que pour le prélèvement brut sur le réseau.

Installation	Sens du courant	Compteur	EMS	Différence
Meix-devant-Virton	Prélèvement	1 670 kWh	1 695 kWh	23 kWh
Meix-devant-Virton	Injection	777 kWh	809 kWh	32 kWh
Florenville	Prélèvement	4 286 kWh	4 305 kWh	19 kWh
Florenville	Injection	364 kWh	388 kWh	24 kWh

Tableau 7 : Comparaison des compteurs double flux et des mesures de l'EMS

Comme le montre le tableau 7, l'EMS surestime généralement les échanges, de quelques dizaines de kWh, ce qui est tout à fait satisfaisant pour une période de 9 ou 10 mois. L'incertitude que l'on peut donc affecter aux calculs est somme toute maîtrisée.

C. Comparaison des batteries

La principale différence entre les deux batteries tient à sa composition : le lithium est bien plus léger et électronégatif que le sodium, ce qui explique le rapport de quasi 4 entre les masses des batteries et de quasi 2 entre les volumes, rendant la densité énergétique des batteries lithium-ion plus importante.

En fonctionnement, la batterie au lithium-ion présente un rendement charge-décharge de 7% plus élevé. Il est aussi à noter que ces cellules peuvent être associées à un convertisseur de puissance bidirectionnel plus puissant (jusque 9 kW pour 3 modules de batterie), ce que n'autorisent pas les présentes cellules au sodium-ion, limitées à 2,4 kW (pour 4 modules). Cette puissance relativement faible développable par les batteries sodium-ion restreint leur usage, même dans une utilisation domestique (p.ex. pour alimenter une cuisinière électrique).

Un avantage des batteries sodium-ion est qu'elles n'ont pas besoin de BMS pour fonctionner en toute sûreté, ce dernier amenant une consommation supplémentaire du système. Cependant, l'absence de BMS empêche de mesurer un état de charge précis de la batterie, ce qui peut avoir comme conséquence une charge incomplète malgré des conditions favorables.

D. Pistes d'amélioration

Le tarif prosumer est construit afin que le prosumer participe aux frais de maintien et développement du réseau de distribution et de transport, selon son utilisation mais uniquement sur base du prélèvement. Il ne prend pas prend en compte les coûts associés au décalage dans le temps de l'injection et du prélèvement. Ce faisant, on suppose un réseau infiniment puissant, et qui n'a aucun coût associé au stockage. En tenant compte de cela et du coût actuel des batteries, il est préférable d'injecter de l'électricité sur le réseau pour conserver une balance entre production et autoconsommation, plutôt qu'essayer d'augmenter le taux d'autoconsommation. Il en résulte que les installations photovoltaïques surdimensionnées par rapport à la consommation du ménage sont dans une situation intéressante pour installer une batterie, alors que les installations sous-dimensionnées ont un incitant moindre à effectuer un tel investissement : ce qui sera économisé entre le tarif capacitaire et le tarif proportionnel sera en partie perdu par une augmentation de la consommation dû au rendement des batteries (conversion électrochimique et éventuel BMS) ; l'incitant peut même être négatif. Il sera intéressant d'observer comment l'évolution de la grille tarifaire en 2024 va modifier ces incitants. A ce propos, la fin du mécanisme de compensation (entre l'électricité prélevée et injectée sur le réseau) au 31/12/2023 pour toutes les nouvelles unités de production d'électricité renouvelable entrainera donc la fin du tarif prosumer capacitaire, tous les prosumers devant alors faire installer un compteur double flux pour la facturation des frais de réseau classiques sur base du volume d'électricité réellement prélevé (brut). En ce qui concerne les prosumers d'avant 2024, ils pourront encore bénéficier du « compteur qui tourne à l'envers » jusque fin 2030. Aussi, la CWaPE a récemment introduit la notion de tarification incitative dans la méthodologie tarifaire 2025-2029[9] et qui pourrait être appliquée à partir de 2026 (une étude technico-économique préalable doit être menée). Différents tarifs d'utilisation du réseau seraient alors proposés selon des tranches horaires (plages tarifaires), dont les heures « solaires » seraient les plus intéressantes financièrement, de manière à pousser les utilisateurs à déplacer au maximum leur consommation à la mi-journée, quand les installations photovoltaïques produisent le plus, et ainsi contribuer à une meilleure répartition des charges sur le réseau. De manière générale, les coûts réseau vont très probablement augmenter pour tous les utilisateurs dès 2025, rendant l'autoconsommation encore plus attractive.

Pour des installations générant leur eau chaude sanitaire uniquement avec de l'électricité, il est recommandé que le contrôleur de puissance ait la priorité sur la batterie, de manière à éviter d'acheter de l'électricité supplémentaire pour compenser le rendement charge-décharge de la batterie lorsqu'elle est utilisée pour produire de l'eau chaude ; cela permet en même temps de diminuer la sollicitation de la batterie et augmenter sa durée de vie. Dans le même ordre d'idée, une optimisation possible sur l'EMS pourrait consister en une synchronisation des cycles anti-légionelle avec les moments de production photovoltaïque probable (en pleine journée, avec une fréquence de 24 heures), afin d'également moins solliciter la batterie ou le réseau en augmentant l'autoconsommation de la résistance électrique du boiler et en persévérant la charge de la batterie pour d'autres usages.

Dès lors que les batteries peuvent développer une puissance importante, il est logique de leur adjoindre un convertisseur de puissance bidirectionnel d'une puissance équivalente à celui de l'onduleur photovoltaïque, surtout en cas de présence de consommateurs de puissance importante

[9] CWaPE, *Méthodologie tarifaire 2025-2029*, https://www.cwape.be/node/197

(triphasés). Mais ce choix simple n'est pas nécessairement optimum : lors d'une journée ensoleillée, si l'on commence par charger la batterie, et que l'on passe au contrôleur de puissance une fois qu'elle est remplie, alors la puissance limitée de la résistance du contrôleur de puissance empêche d'absorber tout le flux de production. Il est préférable de poser un choix où la somme des puissances du convertisseur de puissance bidirectionnel et de la résistance du contrôleur de puissance équivaut à la puissance de l'onduleur, de manière à ce qu'un des deux dispositifs travaille comme base en se chargeant tout au long de la journée, et que l'autre absorbe les pics.

Implémenter de l'intelligence artificielle pour mieux connaître le comportement des consommateurs et utiliser les prévisions d'ensoleillement permettrait de ne pas avoir un système qui ne fait que réagir à la situation, mais qui peut aussi l'anticiper, pour éviter, par exemple, l'impact des limitations de puissance, ou pour limiter la consommation du contrôleur de puissance en fonction d'un objectif annuel à ne pas dépasser. Par exemple, Victron Energy propose depuis août 2023 via son système de monitoring à distance VRM, une prévision de production solaire sur des plages horaires disponibles pour les 7 prochains jours. Attention toutefois à ce que ce que l'ajout de certains éléments domotiques spécifiques n'engendre pas une consommation supplémentaire supérieure au gain que pourrait apporter les modèles prédictifs calculés par ces éléments.

IX. Conclusion et perspectives

Une autoconsommation de la production d'une installation photovoltaïque domestique de l'ordre de 70 à 80% est atteignable au moyen d'une batterie ou d'un contrôleur de puissance régulant la production électrique d'eau chaude sanitaire. Un tel résultat n'est plus atteignable si le chauffage de l'habitation est effectué électriquement (électrique pur ou pompe à chaleur). Dans la situation actuelle (principe de la compensation pour les prosumers), l'économie annuelle obtenue en passant du tarif prosumer capacitaire au tarif proportionnel est très variable suivant les cas étudiés : de l'ordre 45-50 €/kWe installé pour une installation surdimensionnée à 15-35 €/kWe installé pour une installation sous-dimensionnée. Dans tous les cas, ces gains sont trop faibles pour arriver à un temps de retour simple inférieur ou égal à la durée de vie des batteries (généralement environ 5.000 cycles maximum ou 10 ans).

Avec les paramètres économiques actuels[10], il faudra en effet compter plus de 10 ans d'utilisation pour rentabiliser l'investissement dans une batterie domestique. Une étude de rentabilité réalisée en 2019 dans le cadre de ce projet et actualisée en 2021 (voir *Annexe 6*) montrait que pour une installation photovoltaïque donnée, le retour sur investissement était de seulement 7 ans pour cette installation seule, 22 ans si on y adjoignait directement une batterie domestique (remplacée une fois en 25 ans de durée de vie du projet), et également 22 ans avec un PV heater en plus. La fin du régime de la compensation en 2030 n'a cependant pas été considérée dans ces calculs, alors que cela permettra une meilleure rentabilité des systèmes de stockage, l'autoconsommation étant dès lors plus intéressante financièrement que l'injection pour la partie énergie (commodité). En fonction des hypothèses considérées, une étude similaire menée par l'entreprise Enersol obtenait un temps de retour de 14 ans pour l'installation d'un système de stockage (batterie domestique) avec onduleur hybride et une TVA de 6% (habitation de plus de 10 ans).

Un taux d'autoconsommation plus élevé ne serait atteignable qu'en ayant recours à un stockage saisonnier, qui permettrait de compenser en partie la faible production photovoltaïque hivernale ; les

[10] prix des batteries, tarifs réseau 2019-2023, absence de prime, etc.

systèmes utilisés dans ce projet-pilote ont une autodécharge qui conduit à une utilisation pour un stockage intra-journalier uniquement.

Concernant les batteries, le haut rendement électrochimique mis en avant par leurs fabricants n'est pas observé dans la réalité des installations domestiques mises en place : des consommations auxiliaires induisent un rendement global de 60% entre électricité reçue et électricité délivrée. Le développement de technologies de batterie plus sûres, comme les cellules au sodium-ion, permet déjà de limiter ces consommations supplémentaires de par la non-nécessité de système de contrôle (BMS). Il est par ailleurs certain que les rendements charge-décharge des batteries augmenteront encore dans les années à venir, la recherche et développement étant en plein essor dans le secteur du stockage d'énergie.

Au niveau des prix du marché, la construction de « gigafactory » européennes pour la fabrication de batteries au lithium, comme c'est déjà le cas en Suède avec l'entreprise Northvolt[11], devrait permettre d'encore réduire le coût d'acquisition de ces batteries de stockage.

Des systèmes plus durables, comme les batteries stationnaires reconditionnées (recyclage des batteries embarquées de voitures) de la société belge Watt4Ever, permettent d'améliorer le bilan environnemental des batteries lithium-ion. Il est évident que cette question environnementale liée aux batteries électrochimiques doit être analysée (énergie grise, analyse du cycle de vie, conditions sociales et économiques de l'extraction des matières premières, risques d'utilisation, etc.). A noter que la technologie de batterie lithium-ion utilisée dans ce projet (LFP pour Lithium Fer Phosphate) ne contient ni nickel ni cobalt, comme c'est par contre le cas dans d'autres modèles classiques (NMC, NCA…), ces 2 minerais étant issus de filières d'extraction dommageables pour l'environnement et problématiques en termes d'éthique et de droits humains. Les batteries GREENROCK ont elles été analysées par l'institut indépendant Öko-Institut qui a conclu en 2019 que cette technologie ne présente aucun danger pour les personnes et pour l'environnement. L'analyse a porté sur l'ensemble du cycle de vie de la batterie, depuis la production des cellules dans une usine autrichienne, jusqu'au recyclage, en passant par l'utilisation[12].

Les batteries GREENROCK ne sont malheureusement à ce jour plus produites, l'entreprise BlueSky Energy ayant fait faillite en 2022 pour diverses raisons (la puissance de sortie trop faible des batteries limitant leur utilisation à un usage domestique et le procédé industriel de fabrication n'étant pas assez efficace par rapport aux tests en laboratoire). Toutefois, la technologie Na-ion (batteries « au sel ») continue à se développer et d'autres marques et modèles voient le jour, comme la batterie SEAFORCE® commercialisée par l'entreprise belge Auton Energy.

Dans tous les cas, les garanties sur les produits (en termes de durée de vie ou de nombre de cycles) sont des paramètres importants à considérer précisément dans l'analyse de pertinence des solutions techniques à mettre en place.

En alternative aux batteries domestiques onéreuses, la production d'eau chaude sanitaire temporellement déplacée au moyen d'un relais et d'un contrôleur de puissance sur une résistance

[11] Lascar, O., 29/12/2021, *En Suède, une "giga-usine" de batteries électriques pour concurrencer Tesla*, https://www.sciencesetavenir.fr/fondamental/materiaux/en-suede-une-giga-usine-de-batteries-electriques-pour-concurrencer-tesla_160302 ;
Euronews, 29/12/2021, *Batteries : Northvolt démarre en Suède la première giga-usine européenne*, https://fr.euronews.com/2021/12/29/batteries-northvolt-demarre-en-suede-la-premiere-giga-usine-europeenne

[12] pv magazine Deutschland, 02/09/2021, *Öko-Institut überprüft Batterien von BlueSky Energy*, Öko-Institut überprüft Batterien von BlueSky Energy – pv magazine Deutschland (pv-magazine.de)

électrique (PV heater) est actuellement le moyen le moins coûteux et le plus efficace pour augmenter le taux d'autoconsommation solaire (pour autant que le ballon soit correctement isolé). Cette technologie est également transposable à la production d'eau chaude sanitaire par pompe à chaleur mais sans l'aspect de contrôle de puissance qui permet de moduler la puissance délivrée selon la production photovoltaïque ; ce qui permettrait pourtant une consommation électrique du ménage plus faible et plus rationnelle, par rapport à l'utilisation d'un chauffe-eau électrique. Selon le dimensionnement, ces solutions peuvent amener jusqu'à une couverture solaire de 80% pour la production de son eau chaude sanitaire. De plus, la plupart des marques d'onduleurs solaires proposent dorénavant des solutions tout-en-un afin d'optimiser de manière continue et intelligente l'autoconsommation, avec des modules complémentaires de régulation de consommation type PV heater directement intégrés aux équipements, comme c'est le cas du Fronius Ohmpilot (excédent photovoltaïque utilisé pour la production d'eau chaude sanitaire via un chauffe-eau électrique). La mobilité électrique n'a pas été étudiée dans le cadre de ce projet mais elle peut également constituer une alternative intéressante aux systèmes stationnaires. Les batteries embarquées des véhicules privés sont alors utilisées comme stockage d'électricité photovoltaïque domestique moyennant la présence d'un branchement raccordé à un EMS compatible.

La contribution des prises intelligentes à l'autoconsommation solaire est anecdotique, et peu d'arguments permettent d'envisager qu'il en soit autrement à l'avenir. De plus, tous les électroménagers ne sont pas compatibles avec ce système domotique.

Lorsque plusieurs systèmes sont installés conjointement, les priorités au sein du système de gestion énergétique doivent être choisies adéquatement, de manière à éviter de cumuler les rendements de transformation si on en vient à déstocker de l'énergie d'une forme pour la stocker sous une autre.

Les conclusions ne peuvent donc être généralisées sans approfondir la démarche vis-à-vis d'autres situations. Une étude plus vaste avec des simulations pourrait amener à formuler des conclusions plus complètes.

De manière plus large, de nouveaux concepts de partage tels que les communautés d'énergie renouvelable peuvent également amener à mieux valoriser l'électricité solaire des prosumers en augmentant le taux d'autoconsommation, non plus directement dans le bâtiment mais de manière locale et collective en vendant le surplus injecté sur le réseau à des membres consommateurs de la communauté.

X. ANNEXES

ANNEXE 1 – Tableaux récapitulatifs des résultats pour les deux périodes

1. Période 1 (01/07/2019 au 30/06/2020)

Paramètres	MEIX-DEVANT-VIRTON	FLORENVILLE
Consommation sans systèmes stockage	4.041 kWh	6.648 kWh
Consommation avec systèmes stockage	6.268 kWh	7.235 kWh
Economie combustible ECS (mazout)	1.620 kWh (± 160 l)	/
Production PV	6.513 kWh	4.049 kWh
Taux de couverture	104 %	56 %
Taux d'injection	29 %	26 %
Autoconsommation sans systèmes (simulée)	1.304 kWh –20 %	1.148 kWh – 28 %
Autoconsommation avec systèmes stockage	4.641 kWh – 71 %	3.031 kWh – 75 %
PV heater	1.620 kWh – 25 %	539 kWh – 13 %
Smart plugs	2 kWh – 0,024 %	4 kWh – 0,092 %
Batterie (charge)	1.716 kWh – 26 %	1.341 kWh – 33 %
Batterie (décharge)	1.109 kWh	1.404 kWh
Rendement batterie	65 %	71 %
Nombre de cycles batterie	273, équivalents à 171 cycles complets	287, équivalents à 190 cycles complets

2. Période 2 (01/07/2020 au 30/06/2021)

Paramètres	MEIX-DEVANT-VIRTON	FLORENVILLE
Consommation sans systèmes stockage	4.333 kWh	7.316 kWh
Consommation avec systèmes stockage	6.571 kWh	7.829 kWh
Economie combustible ECS (mazout)	1.545 kWh (± 150 l)	/
Production PV	6.207 kWh	4.065 kWh
Taux de couverture	94 %	52 %
Taux d'injection	23 %	16 %
Autoconsommation sans systèmes (simulée)	1.445 kWh – 23 %	1.276 kWh – 31 %
Autoconsommation avec systèmes stockage	4.785 kWh – 77 %	3.422 kWh – 84 %
PV heater	1.545 kWh – 25 %	464 kWh – 11 %
Smart plugs	7 kWh – 0,11 %	23 kWh – 0,56 %
Batterie (charge)	1.789 kWh – 29 %	1.659 kWh – 41 %
Batterie (décharge)	1.096 kWh	1.146 kWh
Rendement batterie	61 %	69 %
Nombre de cycles batterie	304, équivalents à 179 cycles complets	248, équivalents à 158 cycles complets