

Projet « Gaume Energies »

ANALYSE DES RÉSULTATS PORTANT SUR 2 INSTALLATIONS DE STOCKAGE DOMESTIQUE D'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE

Une des actions du projet « Gaume Energies » avait pour but de mettre en œuvre et tester des solutions de stockage local d'électricité, en conditions réelles. Ce projet, porté par le Parc Naturel de Gaume (PNdG) dans le cadre du programme LEADER 2014-2020/2023, est financé par le Plan wallon de Développement Rural. Il a bénéficié de la participation du centre de recherche FoRS de l'École d'Ingénieurs HENALLUX pour les aspects techniques. L'objectif principal était de pallier, en partie, l'intermittence de la production photovoltaïque et de minimiser la sollicitation du réseau électrique. En réponse à ces enjeux, le projet visait à réaliser de potentielles économies sur la facture d'électricité du prosumer tout en contribuant à la diminution du risque de saturation du réseau, pouvant entraîner le décrochage local d'onduleurs solaires.

Le principe du stockage d'électricité photovoltaïque est simple. Lorsqu'on produit plus d'électricité qu'on n'en consomme, l'excédent est stocké. Lorsque le système de stockage est plein et qu'il n'y a donc plus de place pour emmagasiner l'excédent produit, ce dernier est injecté dans le réseau de distribution. Quand la production n'est pas suffisante pour répondre aux besoins, on utilise prioritairement l'énergie alors stockée. Dans ce projet, après un état de l'art de l'ensemble des technologies de stockage disponibles sur le marché, il a finalement été décidé de mettre en place et tester 2 types de batteries électrochimiques domestiques. L'objectif du projet était de ne pas dépasser les 40% d'injection sur un bilan annuel.



PRÉSENTATION DES SYSTÈMES DE PRODUCTION & STOCKAGE

Dans le cadre de ce projet, 2 systèmes ont été installés dans 2 maisons déjà équipées de panneaux photovoltaïques et ont été suivis de juillet 2019 à juin 2021.

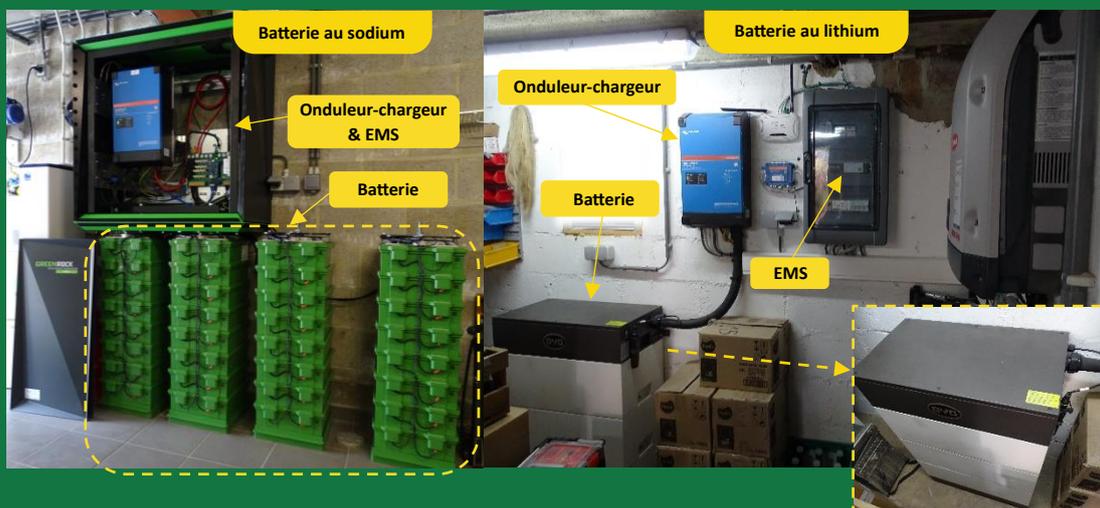
Chaque système est composé (par ordre de priorité) :

1. de **prises intelligentes** : arrêtent les appareils électroménagers compatibles (lave-vaisselle, machine à laver ...) en début de cycle et les redémarrent lorsqu'un surplus d'électricité suffisant est détecté ;
2. d'une **batterie électrochimique (avec son onduleur-chargeur)** : soit au sodium, soit au lithium (LFP, Lithium-Fer-Phosphate) ;
3. d'un **PV heater** : contrôleur de puissance qui redirige l'excédent de production vers un ballon d'eau chaude sanitaire avec résistance électrique (boiler électrique).

L'ensemble des composants est raccordé à un « EMS¹ » pour la gestion énergétique globale de ces éléments.

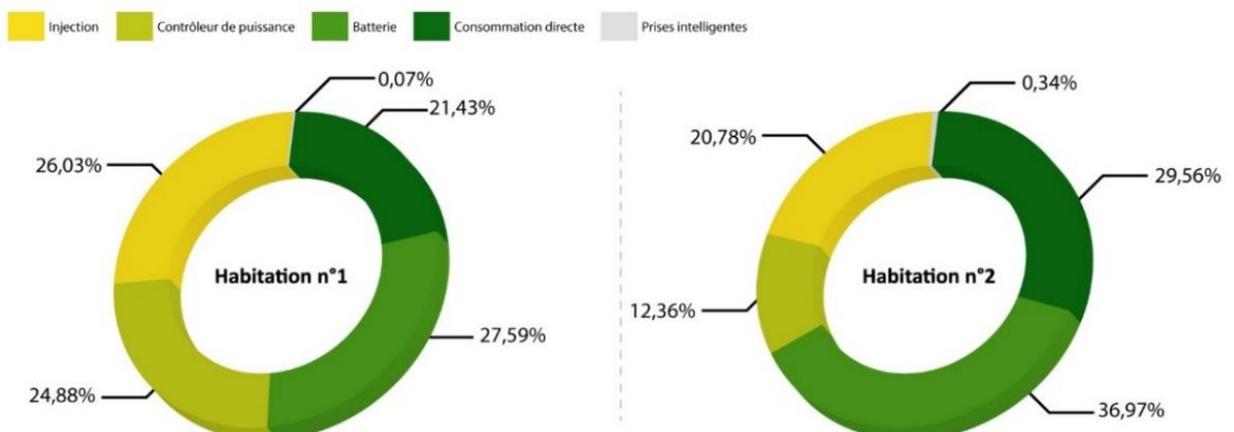
Les 2 habitations sont équipées de panneaux solaires d'une puissance de 6 kWc (4,6 kVA) et 5,5 kWc (4,5 kVA), produisant respectivement environ 6.350 et 4.050 kWh par an. Leurs consommations annuelles avoisinant les 4.200 et 7.000 kWh, cela donne des rapports production/consommation (taux de couverture) d'environ 150% et 60%.

Dans la première habitation, la batterie au sodium-ion a une capacité de 10,8 kWh pour 560 kg et une puissance de 2,4 kW (relativement limitée donc), tandis que dans la deuxième, la batterie au lithium-ion a une capacité de 10,5 kWh pour 150 kg et une puissance de 9 kW.



PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

Les graphiques ci-dessous montrent comment l'électricité solaire produite est respectivement utilisée (moyenne des 2 périodes monitorées pour chaque habitation) :



¹ EMS : Energy Management System

Dans la première habitation, le système installé réduit le taux d'injection vers le réseau à 26%, contre 79% sans le système (calculé par simulation, a posteriori). Pour chaque kWh stocké par la batterie au sodium (chargement), seulement 0,63 kWh peut être reconverti en électricité (déchargement) en raison de pertes. Elle n'est donc pas très efficace si on compare ce rendement de 63% aux 88,5% avancés par le fabricant. Cependant, une partie de cette différence est due aux pertes générées par le fonctionnement d'un onduleur-chargeur, présent entre la batterie et le reste du système électrique.

Dans la seconde, le système mis en place diminue le taux d'injection à 21%, comparé à 71% sans celui-ci (toujours calculé par simulation, a posteriori). Encore une fois, la batterie (ici au lithium) a un rendement global bien inférieur à celui communiqué par le fabricant : 70% au lieu de 95%. Cette différence s'explique entre autres par le fait que les batteries au lithium sont équipées d'un dispositif de surveillance et contrôle des cellules (« BMS² »), indispensable pour garantir la sécurité de la batterie, mais qui entraîne une consommation d'énergie supplémentaire. L'onduleur-chargeur de la batterie est également responsable de certaines pertes.

Le chargement des batteries a permis de stocker 28% de la production de la première habitation et 37% de la seconde. Le PV heater, lui, en consomme respectivement 25% et 12%, bien qu'étant derrière la batterie, dans l'ordre de priorité. Dans le premier cas, l'importance du PV heater dans l'autoconsommation solaire est surtout due au fait qu'il contrôle un nouveau boiler électrique en préchauffe du ballon d'une chaudière combinée au mazout. La capacité de « stockage » est dès lors plus grande (de $\pm 12^{\circ}\text{C}$ à 60°C de température d'eau) que pour le boiler de la seconde habitation qui maintient de base la température de l'eau chaude sanitaire à 50°C . Dans les 2 situations, l'impact des prises intelligentes est marginal et ne nous permet pas de tirer de conclusions.

RÉSULTATS ÉCONOMIQUES

Pour les installations inférieures à 10 kVA en Région wallonne, où les prosumers peuvent soustraire leur volume d'injection à celui de leur prélèvement grâce au système de compensation (« compteur qui tourne à l'envers »), du moins pour la partie énergie (« commodité »), les économies liées au stockage d'électricité sont limitées.

En effet, l'intérêt financier se concentre uniquement sur les économies réalisables via les frais réseau et plus spécifiquement le [tarif prosumer](#), qui n'est pas une « taxe » (contrairement aux idées reçues) mais un mécanisme garantissant une contribution équitable de tous les utilisateurs aux coûts du réseau électrique. Avant son arrivée, les prosumers se voyaient offrir ces frais sur leur prélèvement. Ce tarif vise également à encourager les prosumers à autoconsommer davantage leur production, réduisant ainsi leur injection et permettant alors d'intégrer plus de capacités de production renouvelable au réseau sans avoir besoin de le renforcer considérablement.

Deux variantes de calcul du tarif sont possibles, et chaque prosumer est libre de choisir la formule qui lui convient le mieux :

- **Variante « tarif capacitaire »** : la CWaPE estime, en moyenne, une autoconsommation annuelle de 37,76% de la production. Le prosumer devra donc payer des frais réseau sur les 62,24% restants, qui correspondent à l'électricité qu'ils injectent sur le réseau et qu'ils prélèvent à un autre moment sur base d'un bilan annuel. Lors des 2 années couvertes par le projet, le montant du forfait capacitaire avoisinait les 90 €/kWe.an.
- **Variante « tarif proportionnel »** : si le prosumer évalue son autoconsommation à plus de 37,76% de sa production, il est plus avantageux d'opter pour cette variante. Dans ce cas, il ne paiera les frais réseau que sur le volume réellement prélevé. Le montant est de plus plafonné au montant du tarif capacitaire, ce qui rend le tarif « réel » plus intéressant que le tarif « forfaitaire », même si cela nécessite un compteur double flux (dont le placement est couvert par une prime de la Wallonie jusque fin 2023 pour les clients résidentiels).

Pour nos 2 maisons pilotes, le montant du tarif prosumer capacitaire est d'environ 410 €/an. C'est le coût de base à partir duquel des économies sont calculées en passant au tarif prosumer proportionnel, un passage qui devient plus intéressant grâce au système de stockage.

Dans la première habitation, le tarif proportionnel permet une économie moyenne de 220 €/an, entre autres grâce à la diminution de la consommation de mazout engendrée par le PV heater. Etant donné que le prix d'achat et pose du système de stockage complet était de 18.000 € (TVAC 21%) en 2019, le temps de retour sur investissement est de plus de 80 ans, ce qui est nettement supérieur à la durée de vie de la batterie.

² BMS : Battery Management System

Dans la seconde, le même tarif permet d'économiser annuellement environ 120 €. Cependant, l'amortissement de l'investissement du système, qui s'élevait à 14.400 € (TVAC 21%) en 2019, prendrait plus de 100 ans et n'est donc à nouveau pas viable.

Les batteries sodium et lithium ont coûté respectivement 17.000 € et 13.300 €, représentant la majeure partie du prix du système de stockage. La production d'eau chaude sanitaire avec un PV heater constitue une excellente alternative à moindre prix, coûtant environ 1.200 € (TVAC 21%). Si les 2 systèmes sont installés et placés en série, il est important de s'assurer que le PV heater ne puisse pas utiliser l'électricité stockée par la batterie, car cela entraînerait plus de pertes que s'il avait utilisé directement l'électricité des panneaux, ainsi qu'une usure plus rapide de la batterie.

À partir de janvier 2024, les nouvelles installations photovoltaïques ne bénéficieront plus du tout du mécanisme de la compensation (mettant également fin au tarif prosumer) et les petits autoproducteurs pourront alors vendre leur injection à leur fournisseur d'énergie mais à un prix sans doute très bas. Les solutions de stockage d'électricité solaire seront dès lors économiquement plus attractives, l'autoconsommation (avec comme corollaire la diminution de la fourniture) étant plus intéressante que la vente, et permettront de mieux valoriser la production. Pour les installations mises en service avant 2024, il sera toutefois possible de faire le choix de quitter la compensation pour passer à ce système de vente (« commercialisation »), pour autant qu'un compteur double flux communicant ait été placé.

ASPECTS ENVIRONNEMENTAUX

Concernant la question des impacts environnementaux et humains des solutions de stockage, après investigation et en comparaison des batteries lithium de type LFP et d'égale capacité, les batteries au sodium semblent :

- avoir une plus grande longévité ;
- être plus sûres (inflammables et non explosives) ;
- moins dépendantes de la « rareté » des matériaux (le sodium existe en abondance sur Terre).

Néanmoins, elles ont une densité énergétique nettement moins grande (3 fois inférieure à celle des batteries au lithium). Elles conviendraient donc mieux à des usages stationnaires tandis que les batteries au lithium pourraient être plutôt privilégiées pour la mobilité.

Le fait qu'aucune des 2 technologies de batterie n'utilise ni manganèse ni cobalt constitue déjà un point positif concernant les conditions éthiques des travailleurs de la filière extractrice, contrairement aux batteries au lithium de type NMC (Nickel-Manganèse-Cobalt). De manière générale, les impacts environnementaux liés aux batteries électrochimiques doivent être analysés plus en détail (analyse du cycle de vie, conditions sociales et sanitaires de l'extraction des matières premières, risques d'utilisation, rareté des matériaux...) et être mis en balance avec les bénéfices apportés par celles-ci.

CONCLUSION

Une installation de stockage d'électricité composée d'une batterie et d'un PV heater permet de réduire le taux d'injection annuel jusqu'à 20-30%, portant le taux d'autoconsommation à 70-80%. Mais attention, sous le régime de la compensation (« compteur qui tourne à l'envers »), les économies sont anecdotiques par rapport au coût total du système de stockage.

Les batteries seules sont en effet particulièrement difficiles à amortir étant donné leur prix encore fort élevé. Leur rentabilité dans le cadre du régime de vente de l'injection sera à priori meilleure, puisque l'électricité stockée pourra alors être mieux valorisée. Ce projet met aussi en lumière une caractéristique importante des batteries électrochimiques, à savoir leur rendement global inférieur au rendement théorique que l'on retrouve dans les fiches techniques des fabricants. Il est essentiel d'en tenir compte lorsque l'on évalue cette technologie, de la même manière que la durée de vie de ce type de système.

D'autre part, le PV heater est actuellement une solution plus pertinente grâce à sa grande capacité d'autoconsommation, et surtout vu le relativement faible investissement et la quantité limitée de matériaux qu'il nécessite. Bien que cette solution ne permette pas du « stockage » d'électricité au sens strict du terme mais une conversion en chaleur.

Enfin, évaluer l'impact environnemental des batteries est difficile en raison d'aspects multifactoriels, et mérite davantage de recherches. Néanmoins, d'après notre analyse, les batteries au sodium semblent être moins néfastes pour l'environnement et plus durables que les batteries au lithium pour un usage domestique.

Pour plus d'informations sur le projet, l'ensemble des rapports et documents sont disponibles via ce [lien](#).