

Système de management énergétique résidentiel prédictif sous critères technico-économiques

Vincent DEBUSSCHERE, William Ricardo LEON GARCIA, Kaustav BASU, Seddik BACHA

Grenoble Alpes Université - G2ELab

RESUME – En se basant sur des travaux de prédiction effectués par ailleurs, nous proposons dans ce papier les résultats d’optimisation temporelle d’un ensemble représentant un bâtiment, une production et un stockage local d’énergie sur une journée future. Nous considérons ainsi trois ensembles (maison, batterie, PV) différents définis par les niveaux d’énergie mis en jeu, tirés de relevés de consommation et production réels. A partir de ces systèmes initiaux, nous testons cinq fonctions objectifs concernant les échanges d’énergie avec le réseau, le facteur de forme de la courbe de charge et des prix de l’énergie à l’usage ou en temps réel. La comparaison de ces objectifs permettra à terme de valider l’usage de la prédiction sur le contrôle optimal les sources et charges non conventionnelles du réseau basse tension par la comparaison des fonctions objectifs ainsi que la définition de scénarios d’usage des services d’énergie liés aux trois composants modélisés. A terme, leur agrégation permettra un effet de foisonnement bénéfique au vue des résultats d’optimisation.

MOTS-CLES – Optimisation prédictive, management énergétique, critère technique, coûts de l’énergie, smart-buildings, smart-grids.

1 Introduction

Une insertion massive de production renouvelable dans les réseaux passe par plusieurs obligations afin de continuer à assurer l’égalité entre production et consommation. Outre la présence de stockage et d’actions de reconfigurations du réseau, les solutions potentielles passent par un contrôle plus approprié des sources et des charges sur le réseau de distribution. Dans le cadre d’un contrôle pertinent de ces charges, nous nous intéressons au management énergétique du triptyque bâtiment résidentiel-véhicule électrique-production locale (dans notre cas par l’intermédiaire de panneaux solaires PV et d’une batterie plomb-acide).

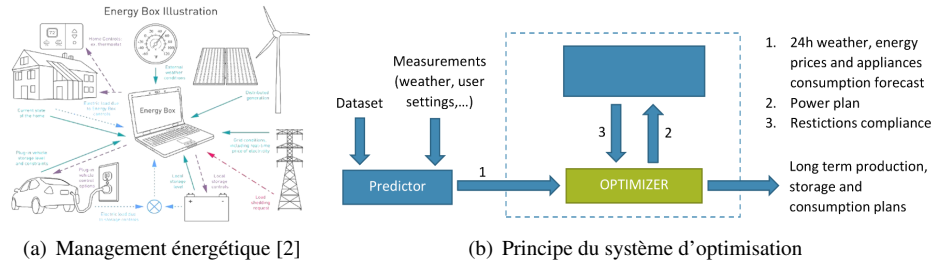
Le concept de “smart-homes” est clairement mis en avant en parallèle du développement de ce que tout le monde appelle les “smart-grids”, avec pour ambition de permettre un contrôle plus fin des charges électriques nécessaire, dû à la variabilité de la production renouvelable (locale ou non). Ce contrôle de charges a plusieurs objectifs, que ce soit le confort des habitants ou une meilleure gestion de leur consommation d’énergie, de leur facture électrique ou même d’un point de vue plus général de leur impacts environnementaux.

En nous basant sur des méthodes développées dans notre équipe de recherche concernant la prédiction de la consommation des charges dans les bâtiments résidentiels [1], nous proposons ici de tester un certain nombre de scénarios d’usage de l’énergie entre un consommateur, un producteur et un stockage, comme proposé Figure 1(a). L’objectif à terme est d’intégrer dans ces optimisations d’une part la prise en compte de l’incertitude de prédiction, de niveau de charge sur les batteries (voir de la disponibilité dans le cas du véhicule électrique) ainsi que les impacts environnementaux cumulés par l’utilisation simultanée de l’ensemble de ces services énergétiques.

En se basant sur une prédiction locale de la consommation des charges contrôlables, nous sommes en mesure de chercher un emplacement dans le temps de l’usage de ces charges permettant de minimiser un certain nombre de critères, que nous définissons par la suite sous la forme de scénarios d’usage. Le synoptique des travaux en cours est proposé Figure 1(b) où le bloc *Optimizer* surligné en vert fait l’objet de cette communication.

Dans cette communication, nous présentons les résultats d’optimisation énergétique du triptyque bâtiment, production et stockage local sur une journée (future) basée sur la prédiction d’usage des charges disponible par ailleurs. L’originalité

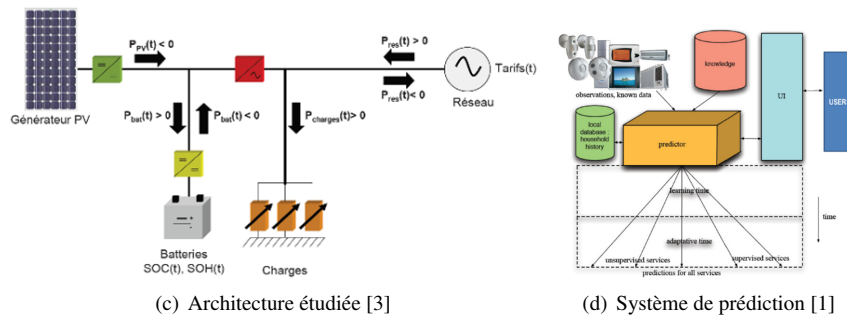
de ce travail est basé sur la possibilité de comparer plusieurs scénarios d'usage de l'énergie entre ces composants du réseau basse tension, ainsi que sur l'utilisation d'informations particulières données par l'algorithme de prédiction (sans intrusion dans la vie privée des habitants).



2 Système de management énergétique local

2.1 Système

Le système considéré est réduit à un panneau photovoltaïque, la charge correspondante à une maison et la connexion au réseau, le tout contrôlé par une batterie plomb-acide connectée sur le bus continué lui-même encadré d'un hacheur et un onduleur comme proposé Figure 1(c). La prédiction des charges se base sur des travaux menés en parallèle dont la Figure 1(d) donne l'architecture de principe.



Pour chacun des composants proposés Figure 1(c), nous avons implémenté soit un modèle tiré de travaux antérieurs soit une courbe de charge tirée de relevés réels, que ce soit pour les bâtiments ou pour la production d'électricité locale. Ces modèles seront abordés plus en détail dans le papier final.

2.2 Optimisation des flux d'énergie

Différents types d'action peuvent être menées une fois ce système considéré, en prenant en compte la prévision de consommation, de production, d'état de charge de la batterie des coûts de l'énergie, etc. [4, 5]. L'objectif de ces travaux est de fournir un bloc d'optimisation utilisable par la suite en fonction des réponses d'algorithmes de prédiction et/ou d'identification des charges. Les travaux sur le management énergétique étant nombreux, nous nous sommes limités pour valider le bloc mis en valeur Figure 1(b) à trois scénarios présentant chacun trois courbes de charges, puissance PV installée et taille de batterie différentes. Ces valeurs sont prises en considération par l'algorithme d'optimisation au début de la journée représentant la durée d'optimisation. Les caractéristiques des trois scénarios considérés sont rassemblées Figure 1(e). Le choix de la puissance PV ainsi que de la taille des batteries se fait en fonction de la consommation totale du système considéré.

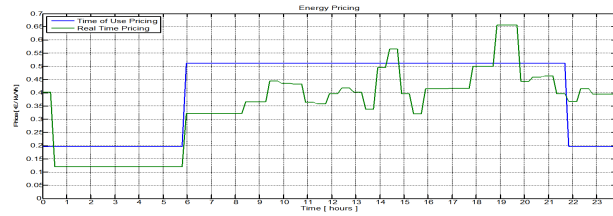
D'autre part, les optimisations basées sur des critères de prix reprennent (à l'usage et en temps réel) proviennent des valeurs EDF et RTE, comme présenté Figure 1(f).

2.3 Fonctions objectifs

Nous souhaitons optimiser les flux énergétiques entre les différents composants du système présenté Figure 1(c) en nous basant sur plusieurs fonctions de coûts. Ces fonctions coût vont concerner des critères tours à tours économiques (prix de l'énergie) ou technique (énergie consommée au réseau, forme de la courbe de charge, etc.).

Item	Units	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Total Consumption	kWh/day	25	1,7	1,7
PV Production	kWh/day	10,7	1,3	0,85
Battery	400 Ah @ 24V	120 Ah @ 12V	70 Ah @ 12V	
	kWh	9,6	1,44	0,84
Initial SOC		70%	70%	50%

(e) Scénarios (systèmes) étudiés



(f) Prix de l'énergie à l'usage ou en temps réel

Cette optimisation va se faire sous les contraintes proposées dans les équations 1 à 4. Elles concernent, à chaque pas de temps de la journée future optimisée, les échanges avec le réseau, une puissance maximale souscrite et l'état de charge de la batterie (comprise entre une valeur minimale et maximale et supérieure à une valeur de consigne à la fin de la journée).

$$P_{grid}(t) = P_{load}(t) + P_{PV}(t) + P_{bat}(t) \quad (1)$$

$$0 \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max}(t) \quad (2)$$

$$SOC_{min}(t) \leq SOC(t) \leq SOC_{max}(t) \quad (3)$$

$$SOC(T) \geq SOC_{finish} \quad (4)$$

Nous comparons dans le papier cinq fonctions objectifs :

Cas 1 : Minimiser l'échange d'énergie avec le réseau.

Cas 2 : Minimiser le rapport des puissances maximale et efficace par jour.

Cas 3 : Minimiser la différence entre puissances maximale et moyenne par jour.

Cas 4 : Minimiser le coût de l'énergie en considérant un prix à l'usage.

Cas 5 : Minimiser le coût de l'énergie en considérant un prix en temps réel.

2.4 Algorithme d'optimisation

Le choix de l'algorithme n'est pas pour l'instant au cœur du travail, nous avons donc choisi un outil générique et avons utilisé l'algorithme d'optimisation *fmincon* de Matlab en comparant toutefois plusieurs solveurs (Interior-Point, Active-Set et SQP).

3 Résultats

Nous proposons ici les résultats d'optimisation uniquement sur le scénario 3 (se référer à la Figure 1(e)). Les autres scénarios seront proposés dans le papier final. De plus, nous ne proposons que deux des cinq fonctions objectifs, également par manque de place. Les cinq fonctions objectifs seront présentées dans le papier final.

Nous comparons dans la suite des relevés d'énergie et d'état de charge prenant ou non en compte la prévision temporelle de la consommation des charges (appelés respectivement *sans optimisation* ou *optimisé*).

3.1 Cas 1 : Minimiser l'échange d'énergie avec le réseau

Nous proposons tout d'abord les résultats de minimisation de la consommation d'énergie au réseau. Figure 1(g) propose la consommation d'énergie et la Figure 1(h) propose la variation de l'état de charge (avec ou sans optimisation).

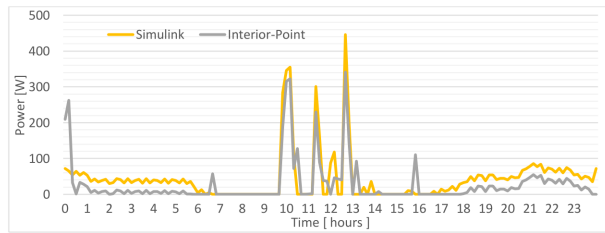
La réduction de consommation de puissance est, dans ce premier cas, de 36 % faisant passer la consommation initiale de 1030 Wh par jour à 661 Wh par jour. Nous notons également une réduction de 32 % du prix d'achat de l'énergie (dans un scénario à usage). L'optimisation connaissant la consommation future sollicite mieux la batterie (en profitant pour la charger en période creuse par exemple) ce qui n'est pas le cas sans optimisation ou la batterie est uniquement chargée, l'énergie excédentaire provenant du réseau.

3.2 Cas 3 : Minimiser la différence entre puissances maximale et moyenne par jour

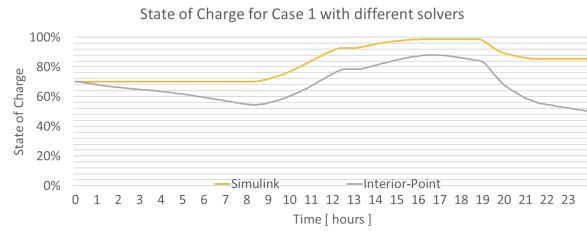
Nous proposons ensuite les résultats pour le cas 3. Figure 1(i) propose la consommation d'énergie et la Figure 1(j) propose la variation de l'état de charge (dans les deux cas avec ou sans optimisation).

Dans ce scénario, l'énergie moyenne consommée augmente légèrement plutôt que de diminuer comme dans le cas 1 (en passant à 1085 Wh par jour). La sollicitation de la batterie change nettement, afin de fournir de l'énergie lors des

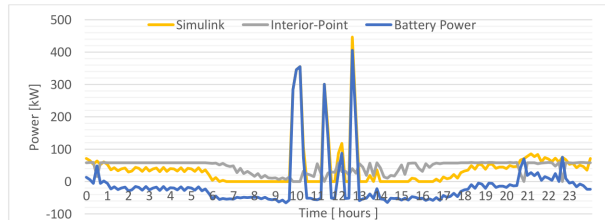
passages du pic des pics de consommation. Ce choix de fonction objectif particulière (limiter le facteur de forme) à un coût non seulement énergétique, mais également économique.



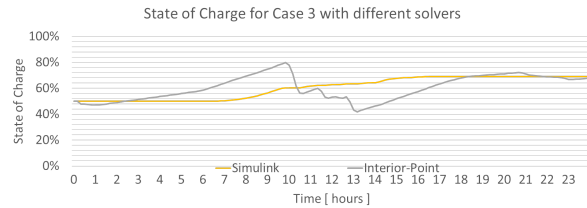
(g) Cas 1 : Consommation d'énergie optimisée (gris) ou non (jaune)



(h) Cas 1 : Etat de charge optimisée (gris) ou non (jaune)



(i) Cas 2 : Consommation d'énergie optimisée (gris) ou non (jaune)



(j) Cas 2 : Etat de charge optimisée (gris) ou non (jaune)

4 Conclusion

A partir d'une connaissance prédite de la consommation d'une habitation (obtenue par des travaux menés en parallèle) nous avons testé sur différents types d'habitats (définis par une combinaison d'énergie consommée par jour, de puissance PV installée et de taille de stockage) cinq cas d'optimisation, définis par cinq fonctions objectifs, privilégiant alternativement le réseau, le factor de forme sur la courbe de charge, ou des critères économiques d'usage ou temps réel.

Les cinq fonctions objectifs n'amènent pas du tout aux mêmes résultats d'usage des différents composants du système maison-PV-stockage. La sollicitation de chaque composant va jouer sur des critères techniques (comme par exemple leur vieillissement) ou économique (minimiser le prix du consommateur, du distributeur, du producteur, etc.) rendant un cas d'usage difficile à privilégier devant un autre sans autre critère de choix.

La comparaison de ces différents cas d'étude est utilisée non seulement pour valider leur intérêt, mais à plus long terme pour lancer des analyses de cycle de vie sur les services liés à l'usage prédictif de l'énergie dans le triptyque bâtiment, production et stockage local. Nous sommes également en train d'étendre ces travaux d'optimisation avec des algorithmes d'optimisation sous incertitude à une agrégation d'habitats, de productions et stockages locaux tels que le verrait un transformateur basse tension sous des critères durables, c'est-à-dire mélangeant sous des pondérations à définir les critères économiques, techniques et environnementaux.

Références

- [1] K. Basu, V. Debusschere, S. Bacha, "Appliance usage prediction using a time series based classification approach", *38th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON*, pp. 1217–1222, 2012.
- [2] R.L.D. Livengood, "The Energy Box : Locally Automated Optimal Control of Residential Electricity Usage", *Center for Engineering Systems Fundamentals, Engineering Systems Division, MIT*, Cambridge, Massachusetts, 2009.
- [3] Y. Riffoneau, "Gestion des Flux Energétiques dans un Systeme Photovoltaïque avec Stockage Connecté au Réseau", *Grenoble : Université Joseph Fourier, G2Elab, EEATS*, Le 23 octobre 2009.
- [4] G. T. Constanzo, "Demand Side Management in the Smart Grid", *Université de Montréal*, Novembre 2011.
- [5] R. M. Badreddine, "Gestion Energetique Optimisée pour un Batiment Intelligent Multi-sources Multi-charges : différents principes de validation", *Université de Grenoble*, 2013.