



8-9 juillet 2014, Cachan

Méthodes d'optimisation pour la gestion et le dimensionnement d'un micro-réseau avec stockage

Rémy Rigo-Mariani, Bruno Sareni, Xavier Roboam

Université de Toulouse, LAPLACE, UMR CNRS-INP-UPS, ENSEEIHT 2rue Camichel, 31071 Toulouse Cedex 07

RESUME – Dans cet article, nous nous intéressons à une démarche de conception optimale intégrant la planification des flux énergétiques et le dimensionnement des éléments d'un micro-réseau avec stockage. Nous montrons plus particulièrement comment l'adéquation entre les méthodes d'optimisation utilisées et le modèle du micro-réseau employé peut permettre la réduction significative des temps de calcul et la détermination d'une configuration optimale du micro-réseau, valable sur des horizons temporels intégrant les alternances saisonnières.

MOTS-CLES – Smart grid, micro-réseau, dimensionnement, optimisation non linéaire, programmation linéaire.

1. Introduction

Le développement de sources décentralisées d'énergie renouvelable a progressivement modifié l'architecture du réseau électrique avec l'émergence de nouveaux acteurs à la fois producteurs et consommateurs [1]. Les progrès réalisés dans les technologies de stockage permettent aujourd'hui à des micro-réseaux de fonctionner de manière plus souple. Des opérations intelligentes sont alors envisageables afin de minimiser la facture énergétique à partir des prévisions de consommation et de production ainsi que des politiques tarifaires en vigueur, tout en intégrant d'éventuelles contraintes imposées par le fournisseur d'électricité [2]. Le micro-réseau étudié vise à la gestion énergétique d'une zone d'activité économique (ZAE) composée d'un consommateur tertiaire (site industriel SCLE SFE, groupe INEO GDF Suez) disposant d'une production photovoltaïque et d'un stockage inertiel (voir Fig 1a). La stratégie de gestion du système choisie repose sur une optimisation hors ligne des opérations "la veille pour le lendemain" (ou gestion à J-1) avec une adaptation en temps réel des différentes grandeurs pour faire face aux aléas relatifs aux erreurs de prédiction de consommation et/ou de production [3]. Dans cet article, nous négligerons cette gestion « corrective » en temps réel pour nous focaliser uniquement sur une démarche de conception intégrant une planification optimale des flux énergétiques à J-1 et un dimensionnement optimisé des éléments du micro-réseau. Une telle démarche nécessite la mise en œuvre de deux niveaux d'optimisation, l'un (boucle interne) associé à la stratégie de gestion et l'autre (boucle externe) au dimensionnement. Pour chacun de ces niveaux, nous analyserons l'impact du choix des techniques d'optimisation et du modèle du micro-réseau utilisé de manière à satisfaire l'optimalité du système pour des horizons temporels significatifs intégrant les alternances saisonnières.

2. Modèle en flux de puissance du micro-réseau étudié

Les tensions et courants ne seront pas considérés, seuls les flux de puissance transitant dans ce micro-réseau à bus DC seront représentés (voir Fig 1b). La mise en équation fait apparaître trois degrés de liberté permettant de contrôler l'ensemble du système à production et consommation connues. Le modèle établi dans un premier temps est non linéaire en raison de la prise en compte des rendements des différents convertisseurs, des pertes au niveau du stockage interpolées à partir de données constructeurs et du phénomène d'autodécharge du stockage en l'absence de sollicitations.

3. Gestion optimale des flux de puissance à J-1

3.1 Approches de planification basées sur le modèle non-linéaire du micro-réseau

L'objectif est d'optimiser sur 24 h les consignes associées aux degrés de liberté de façon à minimiser le coût de la journée défini par la différence entre l'énergie achetée et l'énergie vendue, en fonction des tarifs d'achat/vente et des

prévisions de consommation et production. En supposant une mise à jour des consignes par pas d'une heure, ce problème de planification peut être formulé en un problème d'optimisation sous contraintes à $24 \times 3 = 72$ variables de décision. Les contraintes du problème sont relatives au respect des limites physiques de l'état de charge du stockage ($0 \leq SOC \leq 100\%$), à l'unidirectionnalité des flux transitant par les compteurs de production et de consommation (i.e. $p_1(t) > 0$ et $p_{11}(t) > 0 \forall t$), au retour de l'état de charge du stockage à sa valeur initiale en fin de journée (i.e. $SOC(24\text{ h}) = SOC(0)$) et aux éventuelles limitations de puissance imposées par le gestionnaire du réseau ($P_{res_min}(t) \leq P_{res}(t) \leq P_{res_max}(t)$).

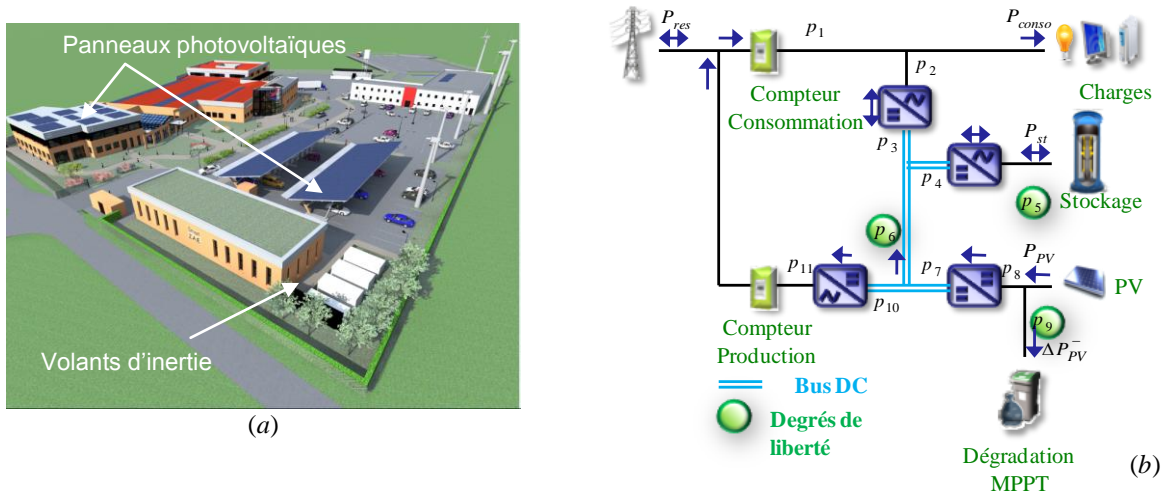


Figure 1 : Micro-réseau étudié (a) vue 3D de la ZAE – (b) Modèle en flux de puissance

En raison de la non-linéarité du modèle, ce problème de planification optimale doit être résolu à l'aide de techniques d'optimisation non-linéaires. Différentes méthodes ont donc été testées dans des travaux antérieurs [4] sur une journée de référence définie par des profils particuliers de production et de consommation et par des contraintes imposées par le gestionnaire du réseau. Sans dispositif de stockage et en considérant que l'ensemble de la production photovoltaïque est vendue lorsque le gestionnaire de réseau le permet, le coût énergétique de cette journée est de 28 €. Le tableau 1 dresse un comparatif des différentes méthodes de planification en termes de qualité de la solution (coût énergétique à minimiser sur la journée) et temps de calcul (sur un PC standard) lorsque le stockage est exploité.

Tableau 1. Comparaison de méthodes d'optimisation non-linéaires pour la planification optimale à J-1

Méthode de planification à J-1	Coût sur la journée de référence	Temps de calcul
Heuristique locale (région de confiance) 50 points de départ aléatoire	1.1 €	50 min
Algorithme évolutionnaire avec nichage (clearing) 100 individus – 50 000 générations	0.7 €	4 h
Programmation dynamique standard ($\Delta SOC = 1\%$)	0.1 €	2 h
Programmation dynamique auto-adaptative	0.2 €	10 min

Les résultats montrent que la meilleure solution en termes de coût est obtenue à l'aide de la programmation dynamique en discrétisant finement l'état de charge ($\Delta SOC = 1\%$) ce qui conduit à un temps de calcul relativement important (2 h). La version auto-adaptative de la programmation dynamique développée dans [4] offre un très bon compromis en termes de compromis coût – temps de calcul, en s'approchant de la solution optimale et en permettant une réduction très significative du temps de calcul (facteur 10). Malgré cette réduction, cette méthode présente encore un coût prohibitif dans le contexte de la conception systémique et du dimensionnement optimal. En effet, si on souhaite évaluer l'efficacité « économique » du micro-réseau sur 1 an pour tenir compte des alternances saisonnières, le temps de calcul relatif aux planifications successives sera multiplié par 365 et atteindra $10\text{ min} \times 365 \approx 3\text{ jours}$. En ajoutant encore le coût de calcul lié à un second niveau d'optimisation permettant le dimensionnement optimal du micro-réseau et pouvant nécessiter au moins 2000 simulations du micro-réseau sur un an, le coût de calcul s'élèverait à $2000 \times 3\text{ jours} \approx 16\text{ ans}$!!! L'utilisation de ces approches d'optimisation avec un modèle non-linéaire du micro-réseau ne convient donc pas à une conception globale intégrant le dimensionnement sur de larges échelles de temps.

3.2 Approche de planification basée sur un modèle linéaire du micro-réseau

Pour accélérer le temps de calcul de la procédure de planification, il est nécessaire d'avoir recours à un modèle linéaire du micro-réseau qui permet d'utiliser des techniques de programmation linéaire nettement plus rapides que les méthodes d'optimisation non-linéaires. Un modèle linéaire approché du micro-réseau est donc constitué en supprimant tous les rendements des éléments du système (convertisseur, volants d'inertie). Le problème de planification est ainsi formulé de façon entièrement linéaire et résolu à l'aide de la méthode du simplexe [5]. La solution trouvée ne satisfait évidemment pas les contraintes du modèle non linéaire. Pour palier ce problème, une procédure de réparation des consignes est mise en œuvre à l'aide d'une optimisation « pas à pas » visant à atteindre l'état de charge renvoyé par la programmation linéaire sur la journée. Cette optimisation basée sur la méthode de la région de confiance ne comporte que 3 variables de décision (les 3 flux inconnus à chaque pas de temps) et est donc très rapide. L'ensemble « programmation linéaire + réparation » permettant finalement d'optimiser le modèle non-linéaire conduit à des temps de calcul d'environ 2 s sur une journée de planification. Dans le cas de la journée de référence traitée dans la partie précédente, cette approche conduit à un coût de 0.9 €, certes supérieur à la solution optimale trouvée dans la partie précédente, mais dont l'ordre de grandeur reste cohérent avec l'ensemble des méthodes d'optimisation non-linéaires testées (voir tableau 1). De plus, le temps de calcul considérablement réduit permet maintenant d'envisager un second niveau d'optimisation intégrant le dimensionnement des éléments du micro-réseau.

4. Conception optimale du micro-réseau

Comme indiqué précédemment, l'évaluation du coût économique du micro-réseau nécessite de simuler le micro-réseau sur de larges horizons temporels intégrant les alternances saisonnières. Sur une année, le temps de calcul relatif aux 365 planifications successives de 2 s est d'environ 15 min. Ce coût reste tout de même relativement élevé au regard d'une procédure d'optimisation dédiée à la conception optimale des éléments du micro-réseau. Pour solutionner ce problème, nous avons choisi de nous orienter vers l'algorithme EGO (Efficient Global Optimization) [6] qui exploite une interpolation de la fonction coût du micro-réseau sur une année par la technique du krigeage [7]. Avec cette méthode, les points de l'espace de recherche des solutions sont successivement explorés en se basant sur la fonction coût interpolée et en optimisant un critère d'amélioration attendue exprimant un compromis entre « qualité de la solution » (valeur du coût) et qualité de l'interpolation (réduction de l'erreur d'interpolation). Dans l'article final, nous présenterons les résultats du dimensionnement optimal du micro-réseau obtenus avec l'EGO au regard de divers paramètres : taille du stockage, surface de panneaux photovoltaïques, puissance souscrite, intervalle de planification, cout d'achat et de vente d'électricité.

5. Références

- [1] G. CELLI, F. PILO., G. PISANO, V. ALLEGRANZA, R. CICORIA, A. IARIA, « Meshed vs. radial MV distribution network in presence of large amount of DG », Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, 2004.
- [2] C.M. COLSON, « A Review of Challenges to Real-Time Power Management of Microgrids », IEEE Power & Energy Society General Meeting, 1–8. 2009.
- [3] R. RIGO-MARIANI, B. SARENI, X. ROBOAM, S. ASTIER, J.G. STEINMETZ, E. CAHUET, « Off-line and On-line Power Dispatching Strategies for a Grid Connected Commercial Building with Storage Unit », 8th IFAC Power Plant and Power System Control, Toulouse, France, 2012.
- [4] R. RIGO-MARIANI, B. SARENI, X. ROBOAM, S. ASTIER, « Comparison of optimization strategies for power dispatching in smart microgrids with storage », 12th Workshop on Optimization and Inverse Problems in Electromagnetism, Ghent, Belgium, 2012.
- [5] G.B. DANTZIG, A. ORDEN, P. WOLFE, « The generalized simplex method for minimizing a linear form under linear equality restraints », Pacific J. Math, Vol. 5, n°2, pages 183-195, 1955.
- [6] D. R. JONES, M. SCHONLAU, W.J. WELCH, « Efficient Global Optimization of Expensive Black-Box Functions », Journal of Global Optimization, Vol. 13, pages 455-492, 1998.
- [7] G. MATHERON, « Principles of geostatistics », Economic Geology Vol. 58, pages 1246-1266, 1963.