

# Dimensionnement optimisé d'un système de génération d'énergie électrique et d'eau potable à partir de ressources renouvelables - Modélisation par plan d'expériences

Malek Zaibi<sup>1,2</sup>, Gérard Champenois<sup>1</sup>, Xavier Roboam<sup>3</sup>, Bruno Sareni<sup>3</sup>, Jamel Belhadj<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Université de Poitiers, LIAS-ENSIP, <sup>2</sup>Université de Tunis El Manar, LSE-ENIT, <sup>3</sup>Université de Toulouse, LAPLACE-ENSEEIHT

**RESUME** – Cet article présente une métamodélisation globale d'un système complexe de production d'énergie électrique et d'eau potable pour un site isolé à partir de sources renouvelables (PV et éolienne) en vue de l'utiliser dans un processus d'optimisation de dimensionnement. Ce métamodèle est élaboré avec la méthode des plans d'expériences. L'originalité de ce travail est d'avoir combiné cette approche pour une application aussi complexe (possédant 3 éléments de stockage). C'est pour cela qu'un travail important a été fourni pour définir la forme des équations, les indicateurs de performance et aussi de faire intervenir dans ces équations tous les paramètres intervenant dans le dimensionnement. Des résultats sont donnés en fin d'article qui illustrent l'optimisation de l'énergie grise sur cycle de vie du système complet.

**Mots-clés** –Méta-modélisation, plan d'expériences, optimisation, dimensionnement, énergie renouvelable, système autonome, stockages batterie et hydraulique .

## 1. INTRODUCTION

Depuis plusieurs années, de nombreuses équipes cherchent à dimensionner des systèmes à base d'énergies renouvelables pour diminuer le coût financier et/ou le coût en énergie grise sur leurs cycles de vie [1],[2]. Pour cela, à partir de base de données météorologiques, il faut développer des modélisations énergétiques couplées à des modèles de coût d'énergie grise et ensuite utiliser des algorithmes d'optimisation. Pour des dimensionnements sur cycle de vie, il est nécessaire de prendre en compte les conditions météorologiques réparties au moins sur une année. Cela mène à un volume de base de données de grande taille. Ainsi, la mise en œuvre des algorithmes d'optimisation nécessite un temps de convergence très long (plusieurs jours). Par ailleurs, depuis de nombreuses années, beaucoup de métamodèles à base de plan d'expériences ont été développés dans de nombreux domaines [3]. Récemment cette approche de modélisation à base de modèle de substitution a été appliquée avec succès à un système de production d'énergie électrique à base de sources renouvelables et un groupe électrogène [4], et aussi sur un système couplé à une production d'eau potable avec un stockage hydraulique [5].

Ce papier présente l'utilisation de métamodèles pour l'optimisation du dimensionnement du système complet sur cycle de vie pour minimiser l'énergie grise. Cette méthodologie est appliquée sur un système complexe situé sur un site isolé. C'est à dire l'énergie électrique est utilisée pour alimenter des charges électriques et les moto-pompes pour assurer le pompage de l'eau et son traitement par osmoseur. Le système possède un double type de stockage : un par un stockage électrique par batterie et le second par un double stockage d'eau saumâtre et d'eau pure. La section suivante présente rapidement ce système.

## 2. DESCRIPTION DU SYSTÈME COMPLET

Le synoptique de l'architecture du système est donné par la Fig.1. Ce système se compose d'une source hybride éolienne-

photovoltaïque, des convertisseurs de puissance (AC/DC), (DC/AC) et (DC/DC), des éléments de stockage : batterie et deux réservoirs, et des charges électrique et hydraulique. Le système hydraulique possède, en plus des réservoirs, deux moto-pompes et une membrane de dessalement d'eau par la technique d'Osmose Inverse (OI). L'énergie électrique est mise en commun par un bus à tension continue (DC).

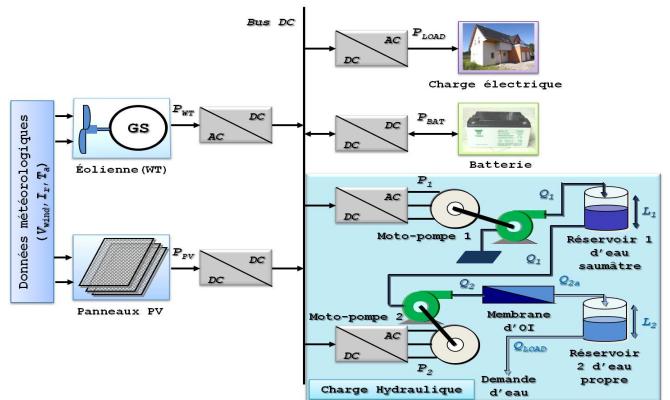


Fig. 1. Architecture du système étudié

Dans l'objectif de vouloir dimensionner tous les éléments du systèmes étudié en minimisant l'énergie grise consommée sur tous leurs cycles de vie, il est nécessaire de faire une double modélisation de chaque élément : une première énergétique pour connaître le rapport entre son paramètre de dimensionnement et son apport énergétique dans le système et une deuxième sur son coût en énergie grise en fonction du même paramètre de dimensionnement.

### 2.1. Modélisation énergétique

#### 2.1.1. Modèle de l'éolienne

Pour les éoliennes tripales à axe horizontal avec leur valeur optimale du coefficient de puissance  $C_{p,opt}$ , l'expression de la puissance électrique de l'éolienne est [6][7] :

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \cdot \eta_v \cdot \eta_g \cdot C_{p,opt} \cdot \rho \cdot A_{WT} \cdot V_{wind}^3 \quad (1)$$

avec

$\eta_v$ ,  $\eta_g$  : les rendements moyens du variateur de vitesse et de la génératrice.

$\rho$  : masse volumique de l'air en  $[kg/m^3]$ .

$A_{WT}$  : surface balayée par le rotor de l'éolienne en  $[m^2]$ .

$V_{wind}$  : vitesse instantanée du vent en  $[m/s]$ .

### 2.1.2. Modèle du générateur photovoltaïque

Le potentiel énergétique d'un générateur photovoltaïque de surface  $A_{PV}$  [m<sup>2</sup>] est calculé à partir de l'irradiation solaire  $I_r$  [W/m<sup>2</sup>] vu par le capteur solaire et sa température. Par conséquent, l'équation de la puissance électrique générée par les panneaux photovoltaïques  $P_{PV}$  est donnée par [8][9] :

$$P_{PV} = \eta_r \cdot \eta_{pc} \cdot [1 - \beta \cdot (T_c - NOCT)] \cdot A_{PV} \cdot I_r \quad (2)$$

avec

$\eta_r$  : le rendement de référence du module photovoltaïque. Dans notre étude, nous avons choisi les modules poly-cristallins au silicium qui possèdent un rendement de l'ordre de 13 %.

$\eta_{pc}$  : le facteur de dégradation. Ce paramètre dépend de l'état des modules et leurs vieillissements en fonction du temps, il est fixé à 0.9.

$\beta$  : le coefficient de l'influence de la température qui varie de 0,004 à 0,006 par [°C].

$NOCT$  : la température d'utilisation de la cellule (en anglais : Nominal Operating Cell Temperature). Elle représente la température de la cellule dans son module en circuit ouvert, pour un ensoleillement de 800 [W/m<sup>2</sup>], une température ambiante de 25 [°C] et une vitesse de vent de 1 [m/s].

$T_c$  : la température des cellules en [°C]. Cette température peut être estimée pour un module PV de cellules en polycristallin au silicium en fonction de la température ambiante  $T_a$  en [°C] et l'irradiation solaire  $I_r$  en [W/m<sup>2</sup>] telle que [10] :

$$T_c = 30 + 0.0175 \cdot (I_r - 300) + 1.14 \cdot (T_a - 25) \quad (3)$$

### 2.1.3. Modèle électrique de la batterie

En considérant qu'en fonction de l'évolution de l'état de charge  $SOC$ , la variation de la résistance interne  $r_{Bat}$  est négligeable et la tension à vide de l'élément  $E_0$  reste constante, l'expression de la tension de la batterie  $V_{Bat}$  s'écrit [11] :

$$V_{Bat} = E_0 - r_{Bat} \cdot I_{Bat} \quad (4)$$

avec une tension  $E_0$  supposée constante, égale à 48 V, une résistance interne  $r_{Bat}$  estimée à 0.01 Ω et  $I_{Bat}$  le courant dans la batterie.

L'évolution temporelle de l'état de charge de la batterie dépendant du mode de fonctionnement est déterminée par la relation suivante :

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) + \eta_{Coul} \cdot \frac{I_{Bat}(t) \cdot \Delta t}{C_n} \quad (5)$$

avec

$\Delta t$  : le pas de simulation en [h].

$C_n$  : la capacité de la batterie en [Ah].

$\eta_{Coul}$  : le rendement coulombien qui correspond aux limitations imposées par la chimie de l'élément.

Afin de prévenir les décharges profondes, l'évolution de l'état de charge  $SOC$  est soumise aux contraintes suivantes à chaque instant  $\Delta t$  :

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (6)$$

avec

$SOC_{min}$ ,  $SOC_{max}$  : respectivement les capacités de stockage minimale et maximale.

### 2.1.4. Charge électrique

Dans cette étude, nous avons utilisé un profil annuel typique de consommation en électricité d'un ensemble d'habitats résidentiels afin d'estimer leurs besoins énergétiques en tenant compte des variations hebdomadaires et saisonnières de la consommation électrique [12].

### 2.1.5. Charge hydraulique : système de pompage et de dessalement d'eau

Comme pour la charge électrique, on a défini un profil de consommation d'eau potable correspondant à la consommation journalière du même ensemble d'habitats résidentiels sans variation hebdomadaire ou saisonnière. Pour satisfaire cette demande, nous avons développé un processus de production d'eau potable par l'intermédiaire d'un système de pompage à partir d'un puits et de faire le dessalement.

*Moto-pompe de puisage (vitesse fixe, loi de la charge hydraulique)*

La moto-pompe de puisage permet de prélever l'eau d'un puits pour la stocker dans un réservoir. Généralement, les pompes centrifuges sont les plus utilisées pour ce genre de fonctionnement.

Compte tenu de la forme de la caractéristique de la loi de charge pour le puisage, la variation de vitesse n'apporterait pas d'avantages surtout sur le rendement de la moto-pompe.

Pour cette raison, nous avons utilisé, dans cette application, une moto-pompe centrifuge à vitesse fixe égale à 50 Hz (un seul point de fonctionnement).

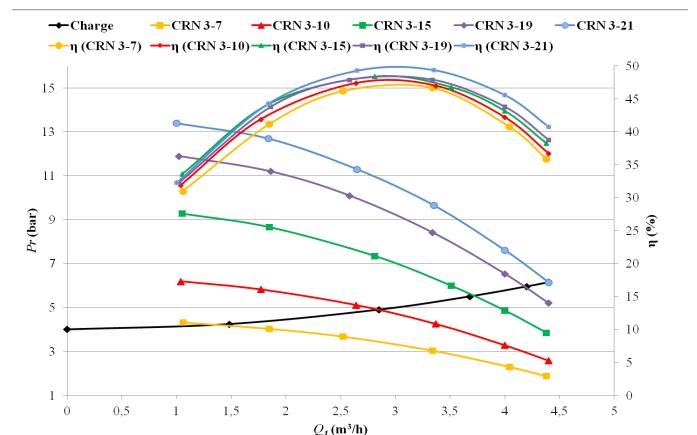


Fig. 2. Caractéristiques (pression, débit) et (rendement, débit) de différentes pompes GRUNDFOS de type CRN 3 (7;10;15;19;21) avec la caractéristique de la charge

À partir des données hydrauliques (pression, débit), présentées dans la Fig. 2, et électriques (fréquence, puissance) du constructeur des pompes GRUNDFOS obtenues par le logiciel WINCAPS, nous avons déduit les différents points de fonctionnement optimaux de bon rendement (Fig. 2), pour un ensemble de pompes de type CRN 3 (pompes verticales multicellulaires en ligne qui sont entièrement en acier inoxydable).

Pour ce type de moto-pompe, le modèle qui caractérise le mieux le débit de cette moto-pompe, est une interpolation paramétrique de quatrième degré de la puissance électrique  $P_1$  qui est de la forme suivante :

$$Q_1 = a_4 \cdot P_1^4 + a_3 \cdot P_1^3 + a_2 \cdot P_1^2 + a_1 \cdot P_1 + a_0 \quad (7)$$

avec les  $a_{i(i=1..4)}$  sont les coefficients des puissances  $P_1^i$ .

*Moto-pompe de dessalement et membrane de dessalement (vitesse variable, loi de charge hydraulique)*

La moto-pompe de dessalement a pour objectif d'alimenter la membrane de dessalement en eau sous une haute pression.

A l'aide des logiciels WINCAPS pour les moto-pompes et ROSA (interface logiciel du constructeur des membranes FILM-TEC) pour les membranes, nous avons déterminé les caractéristiques hydrauliques (pression, débit) et électriques (fréquence, puissance) des différentes moto-pompes et membranes présentées dans le Tableau 1.



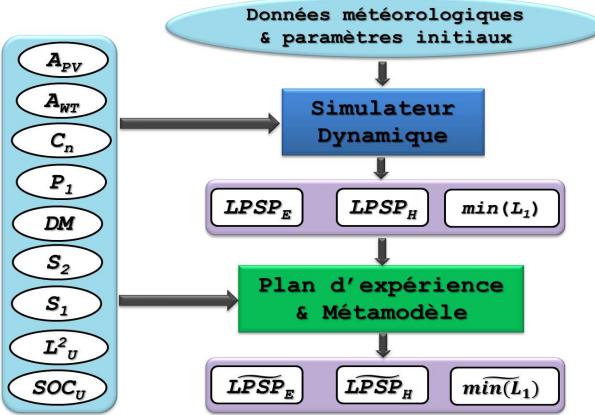


Fig. 4. Processus de développement d'un méta-modèle pour le système étudié

### 2.2.5. Modèle des réservoirs de stockage

Le modèle d'énergie grise totale de l'ensemble de stockage avec l'ensemble du réseau de canalisation  $EE_{ST}$  [MJ] est calculé de la manière suivante [13] :

$$EE_{ST} = 261 \cdot L_{CBP} + 540 \cdot L_{CHP} + 371 \cdot h \cdot (S_1 + S_2) \quad (15)$$

avec

$L_{CBP}$ ,  $L_{CHP}$  : les longueurs de canalisations basse pression (BP) et haute pression (HP) en [m].

$h$  : hauteur des réservoirs de stockage fixée à 2 [m].

$S_1$  [ $m^2$ ] et  $S_2$  [ $m^2$ ] : les surfaces des réservoirs 1 et 2

### 2.2.6. Modèle de la membrane d'OI

Le modèle d'énergie grise de la membrane d'OI  $EE_{OI}$  [MJ] en fonction de la dimension de la membrane  $DM$  [ $m^3/j$ ], est donné par [13] :

$$EE_{OI} = 5224 \cdot DM \quad (16)$$

## 3. MÉTA-MODÉLISATION DU SYSTÈME

Le processus de méta-modélisation est résumé dans la Fig. 4. La première étape consiste, en échantillonnant l'espace de conception, à créer une base de données. Pour ce genre d'application, cette base de donnée ne peut se faire que par simulation.

Ainsi, un simulateur dynamique calcule chaque indicateur de performances pour chaque point de dimensionnement sur toute la plage de dimensionnement avec des données météorologiques d'une année (vitesse du vent, irradiation, température). Ce simulateur est basé sur les modèles énergétiques de chaque élément du système.

### 3.1. Paramètres de dimensionnement et indicateurs de performance

Pour ce système relativement complexe, sept paramètres de dimensionnement (surface de l'éolienne ( $A_{WT}$ ), surface des panneaux solaire ( $A_{PV}$ ), capacité de la batterie ( $C_n$ ), puissance de la moto-pompe de puisage ( $P_1$ ), surface de la membrane osmoseur ( $DM$ ), taille du réservoir d'eau saumâtre ( $S_1$ ) et taille du réservoir d'eau pure ( $S_2$ ) ont été retenus ainsi que deux paramètres de contrôle (seuils intermédiaires de niveau : batterie ( $SOC_u$ ) et du réservoir 2 ( $L_u^2$ )). Ainsi, l'algorithme d'optimisation devra déterminer ces 9 paramètres.

Trois indicateurs de performance sont utilisés par l'algorithme d'optimisation. Deux sont naturels, qui sont les deux LPSP (The Loss Power Supply Probability) : le manque de fourniture à la charge électrique ( $LPSP_E$ ) et le manque de fourniture d'eau ( $LPSP_H$ ). Les expressions sont les suivantes :

Tableau 2. Plan d'expériences

Variable	Valeur minimale	Valeur maximale
$A_{PV} [m^2]$	20	100
$A_{WT} [m^2]$	80	160
$C_n [Ah]$	200	1400
$P_1 [W]$	1500	2500
$DM [m^3/j]$	10	40
$S_2 [m^2]$	20	200
$S_1 [m^2]$	1	20
$L_{2,u} [m]$	0.3	1.9
$SOC_u [\%]$	60	100

$$LPSP_E [\%] = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{T_s} |\delta P^i| \cdot \Delta t}{\sum_{i=1}^{T_s} P_{ch-elec}^i \cdot \Delta t} \quad (17)$$

avec

$\delta P^i$  : la puissance électrique non délivrée par la source pour la charge à l'instant  $i$ ,

$P_{ch-elec}^i$  : la puissance électrique de la charge à l'instant  $i$ ,

$\Delta t$  : le pas de calcul du simulateur.

$$LPSP_H [\%] = 100 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{T_s} [Q_{ch-hydrau}^i \cdot \Delta t]_{L_2^i \leq 0}}{\sum_{i=1}^{T_s} Q_{ch-hydrau}^i \cdot \Delta t} \quad (18)$$

avec

$Q_{ch-hydrau}^i$  : le débit de la charge hydraulique à l'instant  $i$ ,

$L_2^i \leq 0$  : condition lorsque le réservoir 2 est vide.

Le troisième indicateur est le minimum de niveau d'eau dans le réservoir d'eau saumâtre ( $\min(L_1)$ ). Cet indicateur est lié à la justesse de la résolution du simulateur dynamique permettant de garantir qu'à chaque pas de calcul le niveau du réservoir d'eau saumâtre est réaliste (non négatif). Car au moment de l'optimisation, la taille du réservoir peut être relativement petit pour un pas de calcul relativement grand (dix minutes) avec un débit de décharge qui peut être important (lié à la puissance de la moto-pompe  $P_2$ ).

### 3.2. Plan d'expériences et développement des méta-modèles

Le plan d'expérience réalisé avec le simulateur dynamique doit couvrir l'ensemble de l'espace de conception présumé. Les plages des neuf paramètres sont données par le Tableau 2. Ainsi, le simulateur dynamique calcule les trois indicateurs de sortie pour toutes les combinaisons de ces paramètres de conception. L'ensemble de ce plan d'expérience donne une base de données permettant de définir les méta-modèles des trois indicateurs en fonction des neuf paramètres de conception.

Pour cette application, vu le nombre élevé de variables  $k$ , ( $k = 9$ ), l'espace de conception  $S(n, k)$  est limité à 5000 combinaisons de variable ( $n=5000$ ). Ainsi la base de données nécessite l'exécution de  $n$  simulations. Les indicateurs de sortie sont représentés par les vecteurs suivants :  $Y_1 = LPSP_E = [y_{1,i}]$ ,  $Y_2 = LPSP_H = [y_{2,i}]$  et  $Y_3 = \min(L_1) = [y_{3,i}]$  et  $i = 1..n$ .

La définition des trois méta-modèles  $\tilde{y}_1 = \widetilde{LPSP_E}$ ,  $\tilde{y}_2 = \widetilde{LPSP_H}$  et  $\tilde{y}_3 = \widetilde{\min(L_1)}$  est développée en utilisant la technique hybride de Spline de la toolbox "Model-Based Calibration" sous l'environnement de MATLAB.

La Fig. 5 présente, pour les trois indicateurs, la comparaison entre le nuage de point de la base de donnée et le trait pointillé représentant le méta-modèle obtenu avec le meilleur réglage de la méthode "Hybrid Spline". On remarque que globalement la courbe du méta-modèle se situe dans la moyenne du nuage de

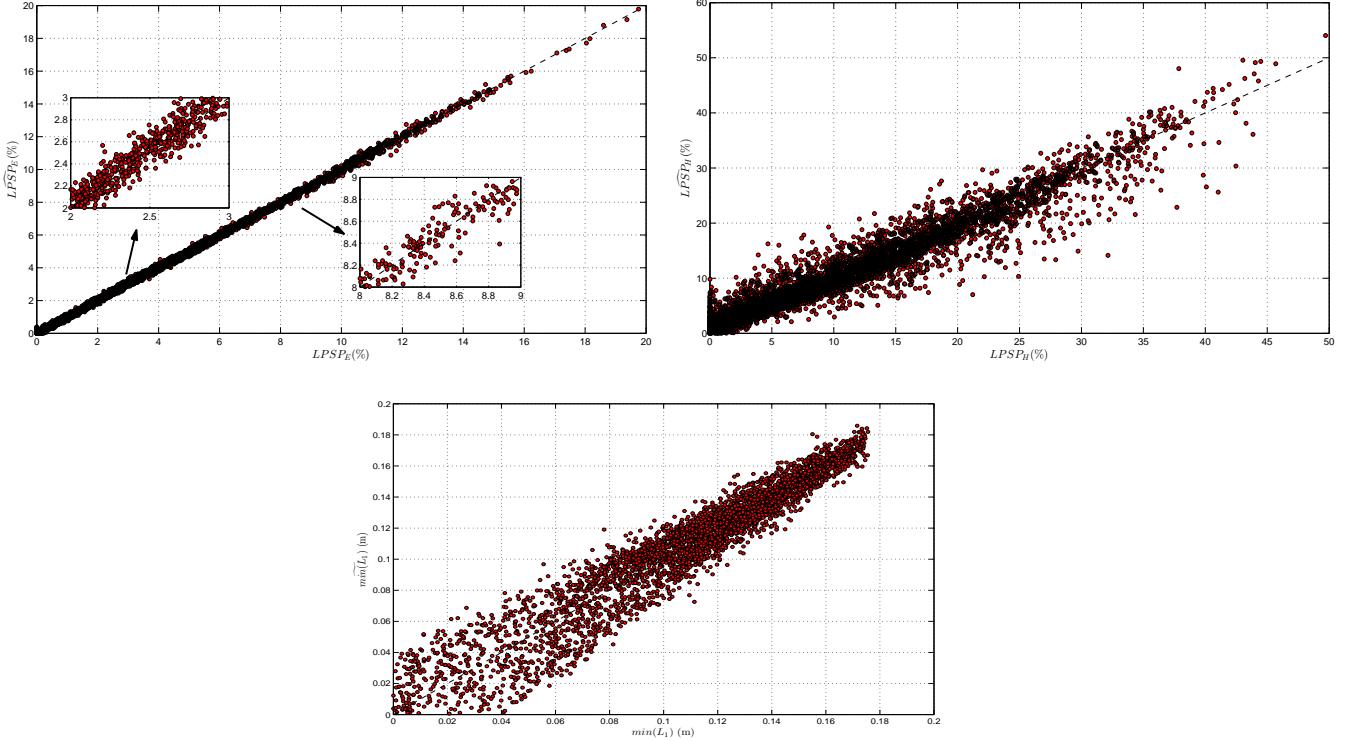


Fig. 5. Prédiction/Observation des indicateurs système

point pour les zones utiles ( $LPSP \geq 0$  et  $L_{1,min} \geq 0$ ). On voit aussi que le nuage de point pour le  $LPSP_E$  a une très faible variance autour de sa moyenne contrairement aux deux autres indicateurs.

#### 4. ALGORITHME D'OPTIMISATION

Pour obtenir le dimensionnement optimal du système, nous avons utilisé l'algorithme d'optimisation NSGA-II. Pour comparer les résultats, cet algorithme a été utilisé avec les métamodèles décrits dans cet article et aussi directement avec le simulateur dynamique dans l'algorithme NSGA-II avec les mêmes contraintes et les mêmes objectifs. La Fig. 6 présente le synoptique du processus d'optimisation.

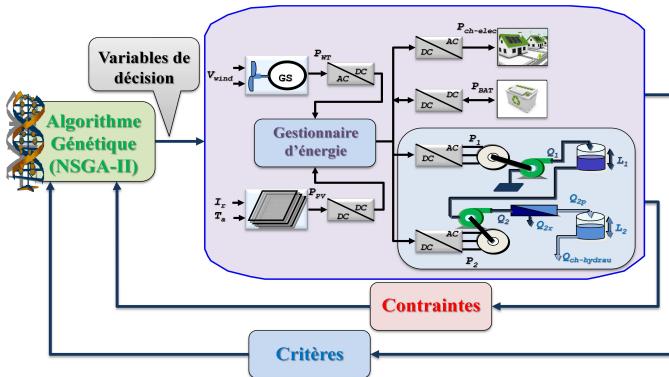


Fig. 6. Processus de dimensionnement par optimisation

Le problème d'optimisation a trois objectifs : minimiser  $LPSP_E$ ,  $LPSP_H$  avec le minimum de  $EE$  sous 3 contraintes les  $LPSP_E$  et  $LPSP_H$  inférieurs à 5% et le niveau d'eau dans le réservoir  $L_1 > 0$ .

Objectifs :

$$\min_X \begin{cases} F_1(X) = EE \\ F_2(X) = \widetilde{LPSP}_E \\ F_3(X) = \widetilde{LPSP}_H \end{cases} \quad (19)$$

Contraintes :

$$\widetilde{G}(X) = \begin{bmatrix} \widetilde{g}_1 \\ \widetilde{g}_2 \\ \widetilde{g}_3 \end{bmatrix} \leq 0 \quad (20)$$

avec  $X = [A_{PV}; A_{WT}; C_n; P_1; DM; S_2; S_1; L_{2u}; SOC_u]$  ;  $g_1 = LPSP_E - 5$  ;  $g_2 = LPSP_H - 5$  ;  $g_3 = -\min(L_1)$ .

#### 5. RÉSULTATS DE DIMENSIONNEMENT

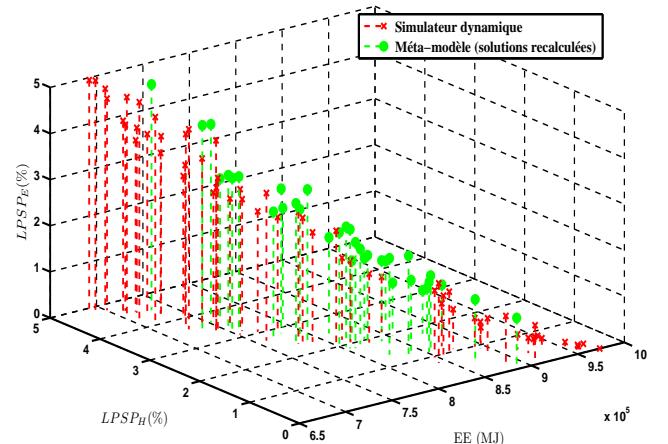


Fig. 7. Front optimal des solutions

La Fig. 7 montre en 3D l'évolution du taux d'insatisfaction de la demande électrique et hydraulique  $LPSP_E$  et  $LPSP_H$  en fonction de l'énergie grise totale  $EE$  sur cycle de vie de 20 ans. Elle présente le front optimal des solutions des variables de décision obtenu par la métamodélisation décrite dans ce papier ( $X$ ) et aussi celle obtenue en utilisant directement le simulateur dynamique ( $O$ ) avec l'algorithme d'optimisation sous les mêmes

Tableau 3. Variables de décision pour une énergie grise de  $8.4 \cdot 10^5$  MJ, un  $LPSP_E = 1.75\%$  et  $LPSP_H = 1.84\%$ , avec le simulateur dynamique et avec le méta-modèle

Variable	Simulateur dynamique	Méta-modèle
$A_{PV} [\text{m}^2]$	61	58.7
$A_{WT} [\text{m}^2]$	123.3	127
$C_n [\text{Ah}]$	649.1	673
$P_1 [\text{W}]$	1926	1944
$DM [\text{m}^3/\text{j}]$	16.7	16.1
$S_2 [\text{m}^2]$	52.3	43.3
$S_1 [\text{m}^2]$	5.6	4.7
$L_{2,u} [\text{m}]$	1.9	1.65
$SOC_U [\%]$	92.1	89

contraintes.

Pour les résultats avec les méta-modèles, les indicateurs  $LPSP_E$  et  $LPSP_H$  ont été recalculés avec le simulateur dynamique à partir des solutions du dimensionnement obtenu avec l'algorithme d'optimisation (noté sur la Fig. 7 : Méta-modèle (solutions recalculées)). La figure ne montre que les solutions qui respectent les contraintes (i.e.  $LPSP_E < 5\%$ ,  $LPSP_H < 5\%$  et  $\min(L_1) > 0$ ). On remarque une bonne concordance des solutions pour des  $LPSP$  supérieurs à 1 %, mais moins de solutions pour des faibles valeurs des  $LPSP$ .

Les résultats dans l'espace de conception est représenté par la Fig. 8. Nous remarquons que les variables de décision présentent globalement des valeurs comparables. En prenant par exemple dans les deux cas une énergie grise de  $8.4 \cdot 10^5$  MJ, un  $LPSP_E = 1.75\%$  et  $LPSP_H = 1.84\%$ , le Tableau 3 présente les paramètres obtenus pour les deux cas.

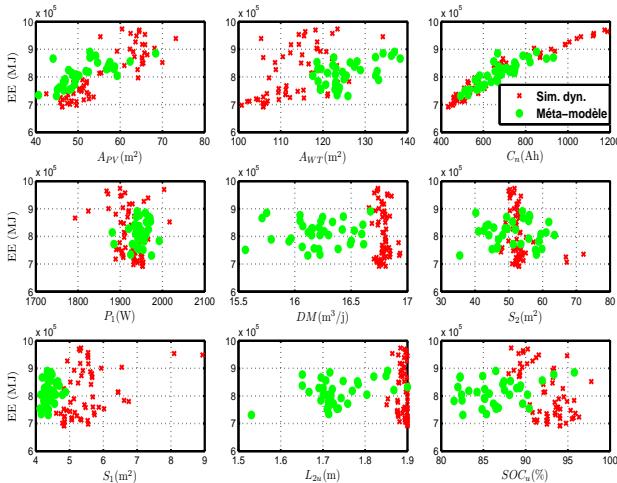


Fig. 8. Évolution des variables de décision sur les fronts optimaux de deux approches de simulation : Simulateur dynamique et méta-modèle

Le Tableau 3 montre la faible différence entre les paramètres obtenus par le simulateur dynamique et ceux obtenus par les méta-modèles. Ceci montre la qualité de l'approximation des méta-modèles même pour ce genre de système complexe comprenant deux formes de stockage (batterie et réservoirs) et deux types de charges (consommations électrique et en eau potable). La différence se fait sur le temps de convergence de l'algorithme d'optimisation. Trois jours avec le simulateur dynamique dans la boucle de l'algorithme d'optimisation et quelques minutes avec les méta-modèles à la place du simulateur dynamique. Évidemment, il faut ajouter un jour pour réaliser la base de données par plan d'expériences et la recherche des méta-modèles à partir de cette base de donnée avec une bonne représentativité.

## 6. CONCLUSIONS

Les résultats obtenus avec ces méta-modèles donnent des résultats équivalents à ceux obtenus avec le simulateur dynamique utilisé avec l'algorithme d'optimisation. La grande différence est le temps de convergence qui est obtenu en quelques minutes pour le premier et plus d'une journée pour le deuxième. La qualité des résultats montrent que cette méthodologie est efficace même sur un système relativement complexe. En perspective, il reste à améliorer la démarche pour obtenir des méta-modèles précis sur une large plage de l'espace de dimensionnement. Cette méthodologie reste à développer, car ainsi les méta-modèles pourrait servir à rechercher dans l'espace de conception des solutions proches des objectifs et contraintes donnés. Après avec cette plage de conception réduite, il ne suffirait que de faire qu'une seule optimisation avec le simulateur dynamique pour obtenir un front optimal précis.

## 7. RÉFÉRENCES

- [1] Diego Feroldi and David Zumoffen. Sizing methodology for hybrid systems based on multiple renewable power sources integrated to the energy management strategy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(2) :8609–8620, 2014.
- [2] Ghada Mereia, Cornelius Bergera, and Dirk Uwe Sauer. Optimization of an off-grid hybrid pvwinddiesel system with different battery technologies using genetic algorithm. *Solar Energy*, 97 :460–473, 2013.
- [3] R. H. Myers, D. C. Montgomery, and C. M. Andersson-Cook. *Response surface methodology : Process and product optimization using designed experiments*. Third ed. edition, 2009.
- [4] T. Layadi, G. Champenois, and M. Mostefai. Modeling and design optimization of an autonomous multisource system under a permanent power-supply constraint. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, PP(99) :1–9, 2015.
- [5] M. Zaibi, T.M. Layadi, G. Champenois, X. Roboam, B. Sareni, and J. Belhadj. A hybrid spline metamodel for photovoltaic/wind/battery energy systems. In *Renewable Energy Congress (IREC), 2015 6th International*, pages 1–6, March 2015.
- [6] W. Shepherd and D. Shepherd. *Energy studies*. Imperial College press, 2003.
- [7] W. Tong. *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. WIT Press, 2010.
- [8] J. Hofierka and J. Kaauk. Assessment of photovoltaic potential in urban areas using open-source solar radiation tools. *Renewable Energy*, 34(10) :2206 – 2214, 2009.
- [9] B. Liu, S. Duan, and T. Cai. Photovoltaic dc building module based bipv system : Concept and design considerations. *IEEE Trans. Power Electronics*, 26 (5) :1418–1429, 2011.
- [10] F. Lasnier and T. Ang. *Photovoltaic Engineering Handbook*. Taylor and Francis, 1990.
- [11] J.B Copetti and F. Chenlo. Lead/acid batteries for photovoltaic applications. test results and modelling. *Journal of Power Sources*, 47 :109–118, 1994.
- [12] D. Abbes, A. Martinez, and G. Champenois. Life cycle cost, embodied energy and loss of power supply probability for the optimal design of hybrid power systems. *Journal of Mathematics and Computers in Simulation*, 98 :46–62, 2014.
- [13] H. Cherif, G. Champenois, and J. Belhadj. Environmental life cycle analysis of a water pumping and desalination process powered by intermittent renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 2016.