

## MISE EN ŒUVRE DE LA SIMULATION

<b>V.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>115</b>
<b>V.2</b>	<b>Présentation de la simulation</b>	<b>116</b>
V.2.1	Utilisation de l'existant et développement des composants simulés	116
V.2.2	Environnement de la simulation	116
<b>V.3</b>	<b>Implémentation des modèles des composants dans le simulateur</b>	<b>118</b>
V.3.1	Modification du modèle thermique de la pile à combustible et de l'électrolyseur	118
V.3.1.a	<i>Approximation de la température de la pile à combustible</i>	118
V.3.1.b	<i>Impacts des modifications sur les performances de la pile à combustible</i>	119
V.3.1.c	<i>Impact sur le bilan énergétique annuel</i>	122
V.3.1.d	<i>Approximation de la température de l'électrolyseur</i>	122
V.3.2	Le système électrolyseur	124
V.3.3	Le système pile à combustible	124
<b>V.4</b>	<b>Les différents systèmes étudiés</b>	<b>126</b>
V.4.1	Architecture des systèmes	126
V.4.2	Algorithmes de gestion de l'énergie	127
V.4.2.a	<i>Cas du stockage batteries seules</i>	128
V.4.2.b	<i>Cas de l'USEH seul</i>	128
V.4.2.c	<i>Cas du stockage hybride USEH / Batteries</i>	128
<b>V.5</b>	<b>Méthodes de dimensionnement des systèmes simulés</b>	<b>131</b>
V.5.1	Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage	131
V.5.1.a	<i>Le système électrolyseur</i>	131
V.5.1.b	<i>Le système Pile à Combustible</i>	132
V.5.1.c	<i>Le système Batteries</i>	132
V.5.1.d	<i>Les convertisseurs</i>	133
V.5.2	Dimensionnement du champ PV	133
V.5.2.a	<i>Cas des systèmes PV_USEH et PV_USEH/BATT</i>	133
V.5.2.b	<i>Cas du système PV_BAT</i>	133
V.5.3	Dimensionnement du volume de stockage de gaz	134
<b>V.6</b>	<b>Les 'entrées et sorties' du simulateur</b>	<b>135</b>
V.6.1	Profils de charge	136
V.6.2	Profils d'ensoleillement	138
V.6.2.a	<i>Les paramètres liés à l'ensoleillement</i>	138
V.6.2.b	<i>Les profils d'ensoleillement</i>	141
V.6.3	Paramètres de la simulation	143
V.6.4	Sorties de la simulation	148
<b>V.7</b>	<b>Conclusion</b>	<b>149</b>
	<b>Références bibliographiques</b>	<b>150</b>

## **V.1 Introduction**

Différents cas d'application potentiels du stockage électrique via l'hydrogène électrolytique (Unité de Stockage d'Énergie via l'Hydrogène, **USEH**) ont été évalués afin de déterminer selon un certain nombre de critères techniques, quelles sont les applications réellement envisageables pour ce type de stockage.

Nous avons donc simulé un système stationnaire, isolé du réseau, comportant un champ photovoltaïque, un stockage d'énergie (batteries, USEH ou stockage hybride USEH/batteries) et un utilisateur matérialisé par une charge.

Afin de généraliser cette étude, nous avons testé différents profils de charge dont la puissance moyenne annuelle est de 1 kW<sub>e</sub> (type 'village isolé') pour trois lieux différents, centrés sur l'Europe occidentale.

Ce chapitre a pour objet d'introduire et de détailler la mise en œuvre de la simulation.

La description de l'environnement de simulation sera faite dans un premier temps.

L'implémentation des modèles des composants dans le simulateur a nécessité certaines modifications afin de réduire les durées de simulation. Elles seront détaillées dans un deuxième temps.

La présentation de l'architecture des systèmes évalués et des lois de gestion de l'énergie appliquées lors de leur fonctionnement sera ensuite proposée.

Un dimensionnement optimal de chaque composant des systèmes a été défini pour chaque cas testé. Les méthodes utilisées seront exposées dans une quatrième partie.

La dernière partie de ce chapitre présentera en détail la construction des profils de charge, le choix des lieux retenus ainsi que les paramètres nécessaires au fonctionnement du simulateur.

La mise en œuvre de la simulation clairement exposée permettra au lecteur de comprendre de quelle manière les résultats proposés dans le chapitre suivant ont été obtenus.

## **V.2 Présentation de la simulation**

### **V.2.1 Utilisation de l'existant et développement des composants simulés**

Nous nous sommes inspirés du simulateur PVFCSYS (système autonome de production d'énergie) développé par S. Busquet au cours de sa thèse [IV-3] afin d'élaborer notre propre outil de simulation. Il a été largement modifié et adapté à nos besoins.

Les paramètres de dimensionnement des composants sont désormais des variables dont la valeur est assignée de manière externe. Cette modification permettra par la suite de mener à bien notre étude paramétrique.

Les composants suivants ont été introduits dans le simulateur :

- le stockage batteries ;
- les convertisseurs électriques (DC/DC et DC/AC) ;

Les composants suivants ont été modifiés :

- la pile à combustible ;
- la consommation des périphériques de la pile à combustible et de l'électrolyseur ;
- le champ photovoltaïque, dorénavant associé à un module MPPT.

L'architecture globale du système a évolué du fait de l'ajout des convertisseurs électriques. Enfin, les algorithmes de gestion de l'énergie au sein du système ont été entièrement reformulés.

### **V.2.2 Environnement de la simulation**

La simulation a été réalisée dans l'environnement Matlab, dans lequel divers niveaux de langage ont été utilisés.

Des routines (fichier .m) écrites en langage Matlab font appel au simulateur (fichier .mdl) qui a été développé sous Simulink. Cet environnement de simulation de Matlab contient une bibliothèque pourvue d'objets mathématiques courants, que l'on utilise en les connectant les uns aux autres pour construire le modèle (cf. Figure V-1). Les objets 'S-Function' appellent des sous-programmes préalablement compilés et écrits en langage C. L'utilisation de ces 'S-Function' permet de réduire considérablement le temps de calcul du simulateur.

Cet environnement permet en outre de résoudre des équations implicites ou boucles algébriques, présentes dans notre modélisation au niveau des équations électriques et thermiques.

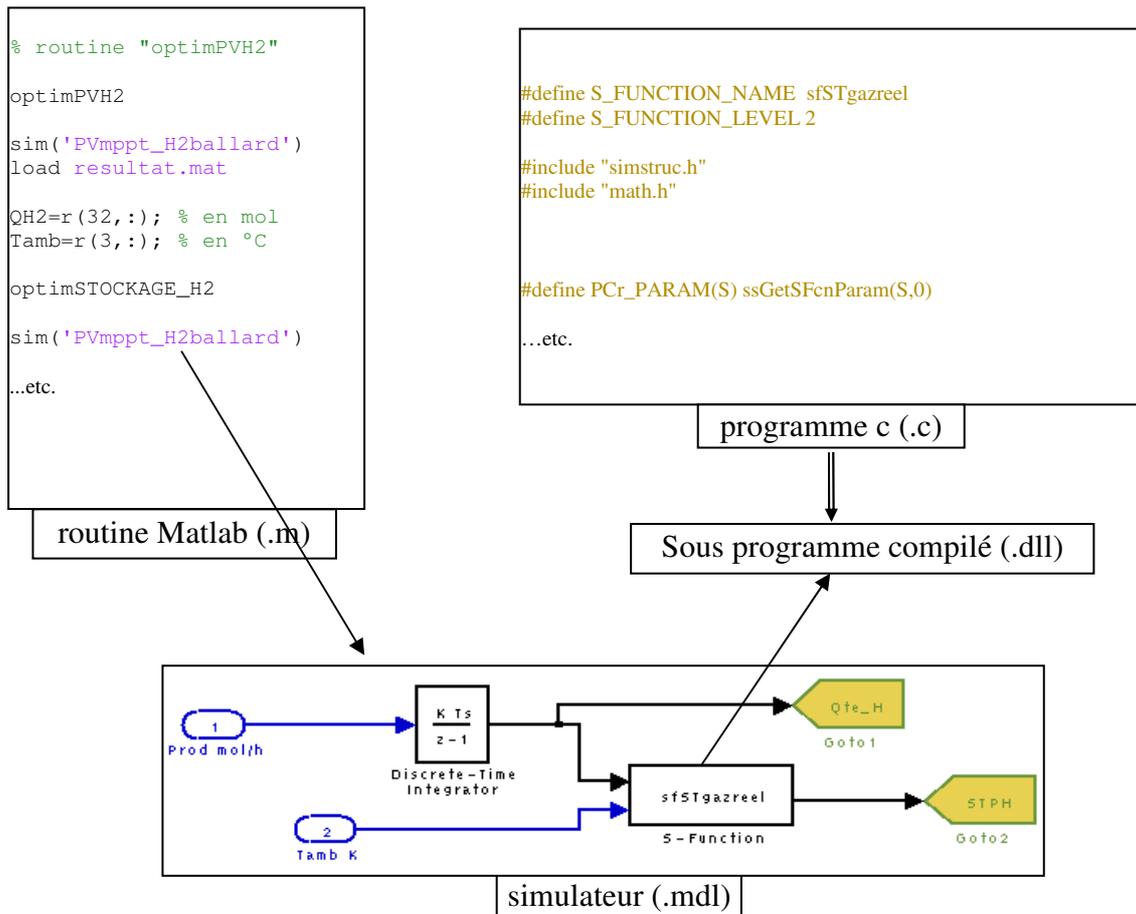


Figure V-1: schéma synoptique de la simulation développée dans l'environnement Matlab.

L'utilisation du simulateur permet de déterminer à chaque pas de temps (10 minutes) un grand nombre de grandeurs physiques qui varient avec le fonctionnement des composants : puissance échangée, tension, température, états de charge du stockage, etc. Toutes ces données sont collectées par un module d'acquisition et enregistrées dans un fichier (.mat) exploitable en post-traitement dans Matlab.

Chacun des composants du simulateur dépend de nombreux paramètres : constants (liés à la nature du composant) ou variables (liés au dimensionnement). Dans ce cas, leur valeur peut être fixée selon le choix de l'opérateur.

Dans le cadre de notre étude, des routines d'optimisation ont permis d'ajuster certains paramètres dimensionnels par simulations successives, en fonction de critères préalablement établis.

### V.3 Implémentation des modèles de composants dans le simulateur

La transposition des modèles présentés dans le chapitre IV dans l'environnement de simulation Matlab/Simulink a nécessité un certain nombre d'adaptations. En effet, les boucles algébriques présentes dans le modèle thermique des composants pile à combustible et électrolyseur induisent un ralentissement conséquent de la durée de simulation. Ainsi, pour des questions de temps de calcul, les modèles thermiques ont dû être modifiés.

Les modifications envisagées concernent le calcul de la température des composants pile à combustible et électrolyseur. Les modèles thermiques ont été remplacés par une fonction permettant de définir la température approximative des composants en fonction de leur régime de fonctionnement et de la température ambiante.

#### V.3.1 Modification du modèle thermique de la pile à combustible et de l'électrolyseur

##### V.3.1.a Approximation de la température de la pile à combustible

On présente l'évolution de la température de la pile à combustible calculée avec le modèle thermique analytique au cours d'un essai où la consigne de la puissance demandée à la pile effectue un aller-retour de 0 à 1200 W par palier de 100 W toutes les heures. La température ambiante est fixée à 298 K.

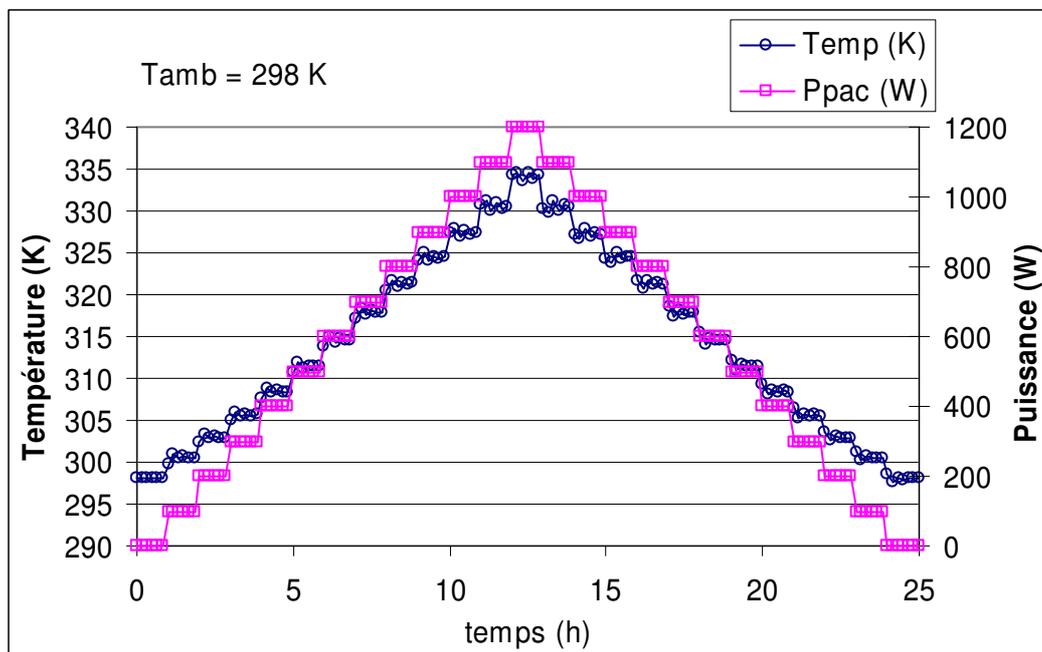


Figure V-2 : évolution de la température de la pile à combustible au cours d'une rampe de puissance.

On remarque que la température croît globalement de manière linéaire en fonction de la puissance demandée à la pile. A chaque incrément de la consigne en puissance, la température augmente momentanément avant de se stabiliser.

Si l'on néglige cette période transitoire, on peut exprimer directement la température de la pile en fonction de la puissance imposée à ses bornes à l'aide d'une fonction affine, dont la pente et l'ordonnée à l'origine sont déterminées par régression linéaire.

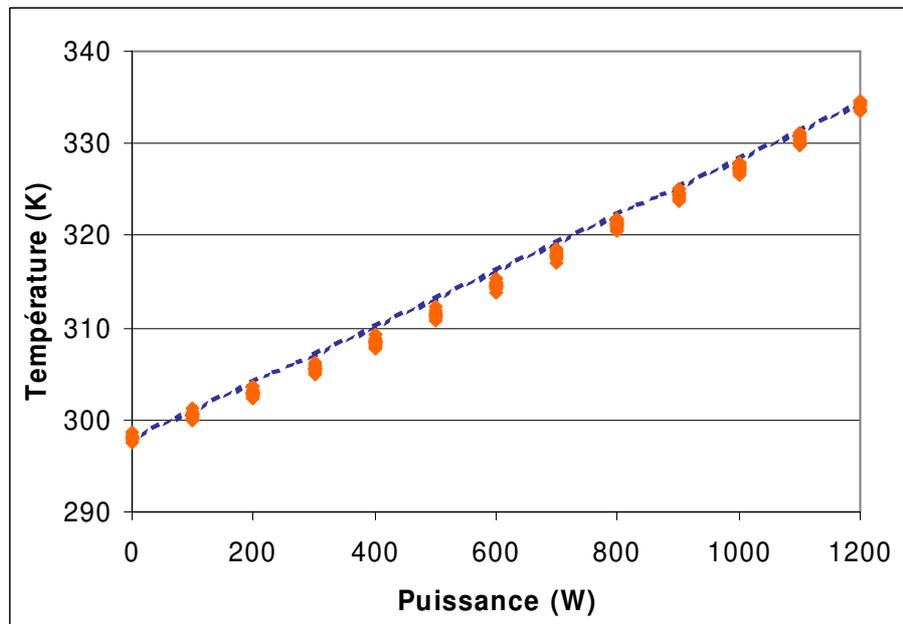


Figure V-3 : variation de la température de la pile à combustible en fonction de la puissance demandée.

L'équation résultante de la température en fonction de la puissance demandée à la pile à combustible est finalement :

$$T_{pile} = \frac{P_{pile}}{33} + T_{amb} \quad \text{équation V-1}$$

### V.3.1.b Impacts des modifications sur les performances de la pile à combustible

Il est bien évident que l'approximation faite sur la température de la pile en fonctionnement engendre des erreurs sur le calcul de sa tension ainsi que sur sa consommation d'hydrogène. Mais les écarts relevés au niveau de la température n'impactent que ponctuellement sur l'évolution de la tension et la consommation d'hydrogène.

La figure suivante illustre les différences relevées lors de l'utilisation du modèle approché. La température, la tension, l'intensité et la consommation d'hydrogène de la pile sont suivies sur trois journées. De 6018 heures environ à 6030 heures, la pile produit de l'électricité. Le modèle thermique approché sur-estime légèrement la température de la pile (courbe pointillée rouge). En revanche, on ne relève pas d'erreur critique sur la tension, ni sur l'intensité débitée par la pile et donc sur sa consommation d'hydrogène.

Durant la journée les phases d'arrêt de la pile (consommation d'hydrogène nulle), l'évolution de la température de la pile correspond à l'augmentation de la température ambiante, dont elle dépend linéairement.

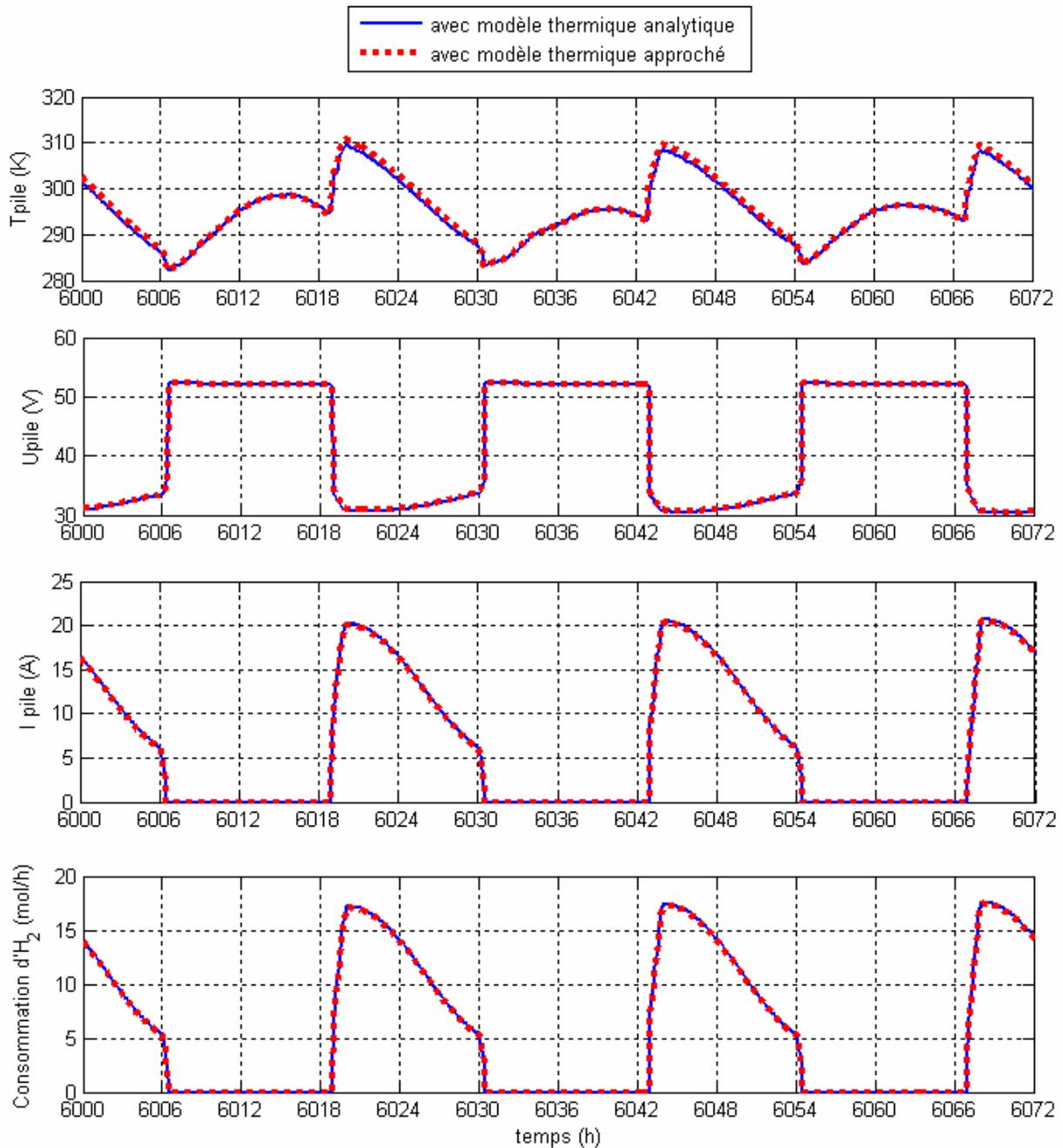


Figure V-4 : impact de l'approximation de la température de la pile à combustible sur la simulation de sa tension et de sa consommation d'hydrogène ; observation sur 72 heures de simulation.

En outre, les erreurs relatives<sup>9</sup> commises sur le calcul de la température avec le modèle approché et leur impact sur le calcul de la tension et la consommation d'hydrogène sont résumés dans le tableau suivant.

<sup>9</sup> Le calcul de l'erreur relative pour le paramètre A(t) est fait comme suit :  

$$\text{erreur\_A}(t) = 100 * [A(t)_{\text{vrai}} - A(t)_{\text{approché}}] / A(t)_{\text{vrai}}$$

Paramètres de la pile à combustible	Valeur moyenne sur un an de simulation (en fonctionnement)	Erreur relative min.	Erreur relative max.	Erreur relative moyenne
Température	291 K	-6,3 %	4,5 %	0,1 %
Tension	30,9 V	- 4,3 %	7,6 %	0,4 %
Consommation d'hydrogène	12 mol/h	- 55,7 %	13 %	-0,4 %

Tableau V-1 : erreurs relatives commises sur le calcul de la température en utilisant le modèle thermique approché pour une année particulière de simulation ; impact sur le calcul de la tension et sur la consommation d'hydrogène.

En ce qui concerne la consommation d'hydrogène, les erreurs relatives minimales et maximales apparaissent comme très importantes. Cependant, ces erreurs relatives se produisent en des points particuliers du profil de consommation d'hydrogène, dont les valeurs sont relativement faibles, comme l'illustre la figure suivante. Aussi, en ces points, l'erreur absolue n'impacte que faiblement sur la consommation totale d'hydrogène sur l'année.

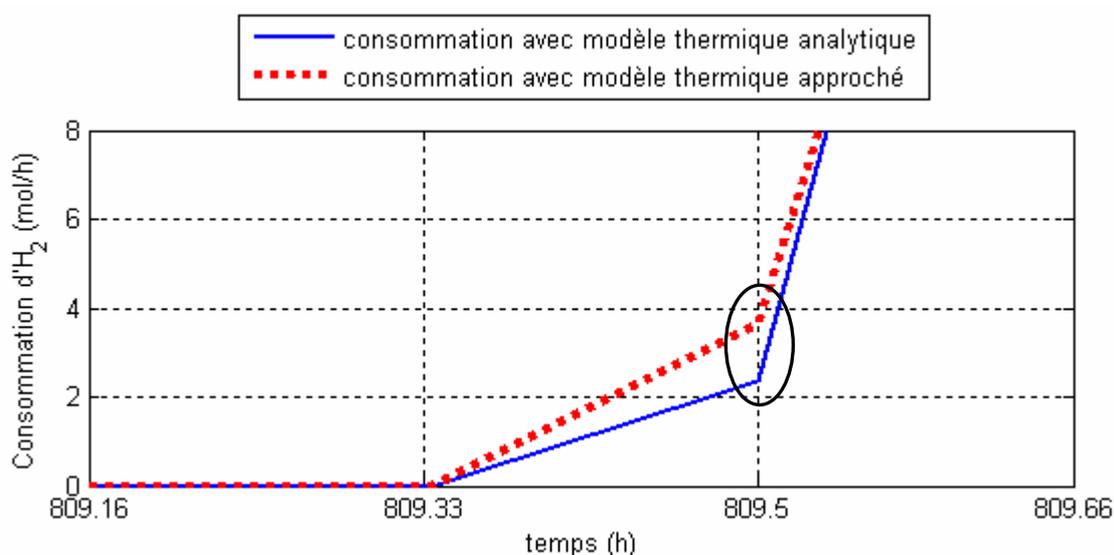


Figure V-5 : consommation d' $H_2$  pour un point particulier ; comparaison des réponses des modèles thermiques analytique et approché.

Le tableau suivant présente les valeurs relevées pour le point encerclé sur la figure ci-dessus.

<i>consommation d'<math>H_2</math></i>	Valeur	Erreur relative	Erreur absolue
Avec modèle analytique (courbe continue)	2,38 mol/h	/	/
Avec modèle approché (courbe en pointillés)	3,67 mol/h	- 54 %	-1,29 mol/h

Tableau V-2 : consommation d' $H_2$  pour un point particulier ; comparaison des erreurs relative et absolue.

### V.3.1.c Impact sur le bilan énergétique annuel

Les faibles erreurs relatives moyennes présentées dans le Tableau V-1 révèlent une certaine compensation des erreurs. En effet, le modèle thermique approché conduit à alternativement sur ou sous-estimer la température de la pile à combustible, et donc la tension. A puissance fixée (la pile est 'commandée' en puissance), les erreurs commises sur la tension se répercutent sur l'intensité de la pile et finalement sur la consommation d'hydrogène.

Dans le cadre d'un bilan global sur un an de simulation, c'est bien cette compensation des erreurs qui importent plutôt que le niveau de précision du modèle approché. Le modèle thermique analytique reste disponible pour une observation fine du comportement de la pile à combustible.

Finalement, les erreurs au niveau des bilans énergétiques globaux sont très faibles, comme le montre le tableau suivant.

	Avec modèle analytique	Avec modèle approché
Consommation d'H <sub>2</sub> totale sur l'année	5,58.10 <sup>4</sup> mol	5,60.10 <sup>4</sup> mol
Erreur absolue	/	156 mol
Erreur relative	/	0,28 %

*Tableau V-3 : erreur sur la consommation annuelle d'hydrogène par la pile à combustible.*

Ce dernier résultat justifie donc l'emploi du modèle thermique approché pour réaliser les différentes simulations dont les résultats seront présentés dans le prochain chapitre.

### V.3.1.d Approximation de la température de l'électrolyseur

Afin d'accélérer le temps de calcul du simulateur, nous avons aussi simplifié le modèle thermique de l'électrolyseur. Au vu de la dynamique lente du régime thermique de ce composant, les écarts de température relevés lors de phases de fonctionnement usuel (une journée normalement ensoleillée) s'élèvent à environ 40 degrés.

La température de l'électrolyseur a ainsi été fixée égale à la température ambiante majorée de 20 degrés lorsqu'il fonctionne. Cette température est surestimée en début de fonctionnement (généralement au début de la journée), et elle est sous-estimée en fin de fonctionnement (c'est-à-dire en fin de journée).

Mais, comme précédemment, cette alternance conduit à une erreur moyenne relative modérée, n'impactant que faiblement sur le calcul de la tension. Comme l'électrolyseur est contrôlé en puissance, la répercussion de l'erreur initiale influe donc peu sur l'intensité consignée à l'électrolyseur et finalement sur sa production d'hydrogène.

Paramètres de l'électrolyseur	Valeur moyenne sur un an de simulation (en fonctionnement)	Erreur relative min.	Erreur relative max.	Erreur relative moyenne
Température	307 K	- 9 %	9 %	- 0,7 %
Tension	28,1 V	- 6 %	7,5 %	0,1 %
Production d'H <sub>2</sub>	85 mol/h	- 8 %	5 %	- 0,2 %

Tableau V-4 : erreurs relatives commises sur le calcul de la température en utilisant le modèle thermique approché ; impact sur le calcul de la tension et sur la production d'hydrogène.

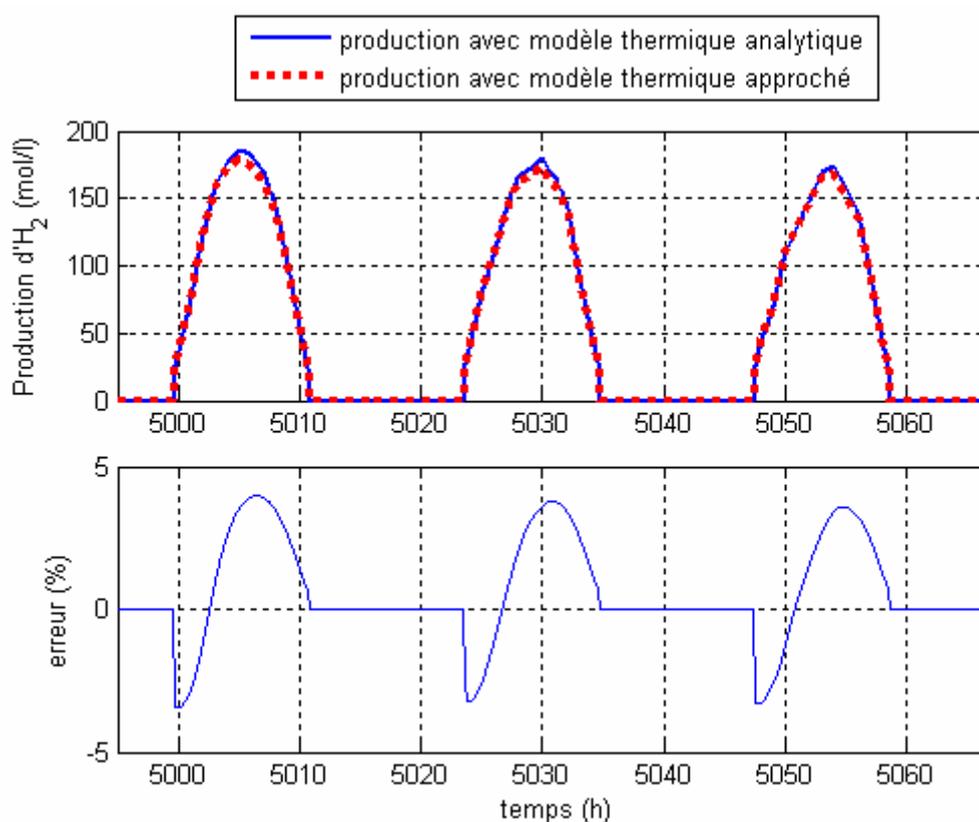


Figure V-6 : profil de production d'hydrogène sur 72 heures.

Globalement, l'erreur sur la production annuelle d'hydrogène est inférieure à un pour cent lorsque le modèle thermique approché est utilisé, comme le montrent les données du tableau suivant. Ces résultats permettent de valider l'utilisation du modèle simplifié pour la suite des simulations.

	Avec modèle analytique	Avec modèle approché
Production d'H <sub>2</sub> totale sur l'année	20,95.10 <sup>4</sup> mol	20,8.10 <sup>4</sup> mol
Erreur absolue	/	1500 mol
Erreur relative	/	0,72 %

Tableau V-5 : erreur sur la production annuelle d'hydrogène par l'électrolyseur.

### V.3.2 Le système électrolyseur

Hormis les modifications du modèle thermique, le système électrolyseur a été directement implémenté dans le simulateur à partir du modèle global présenté dans le chapitre précédent. En raison du découplage entre le cœur de l'électrolyseur et son système périphérique, et en considérant les hypothèses faites sur la consommation de ce dernier (voir paragraphe IV.5.2), le dimensionnement du système complet a été réalisé par simple homothétie, décrite dans le paragraphe IV.5.4.

### V.3.3 Le système pile à combustible

A la différence du système électrolyseur, le couplage entre le cœur de pile et son système périphérique ne nous a pas permis d'appliquer un dimensionnement homothétique. La modélisation empirique de la consommation auxiliaire du système pile (voir paragraphe IV.4.5) est liée au contexte dans lequel elle a été effectuée. Son extrapolation engendrerait un défaut de rigueur que nous n'avons pas voulu introduire ici.

Pour implémenter le système pile à combustible dans le simulateur, nous avons donc opté pour une intégration de plusieurs unités de pile à combustible NEXA connectées en parallèle (jusqu'à cinq, selon les cas étudiés).

Afin de limiter les pertes énergétiques dues à la diminution du rendement de la pile à combustible à puissance élevée, nous avons limité son fonctionnement à une puissance  $P_{max}$ , comme indiqué sur la figure suivante. Cette puissance maximale de fonctionnement a été fixée à 750 W, de sorte que le rendement reste supérieur à 0,5.

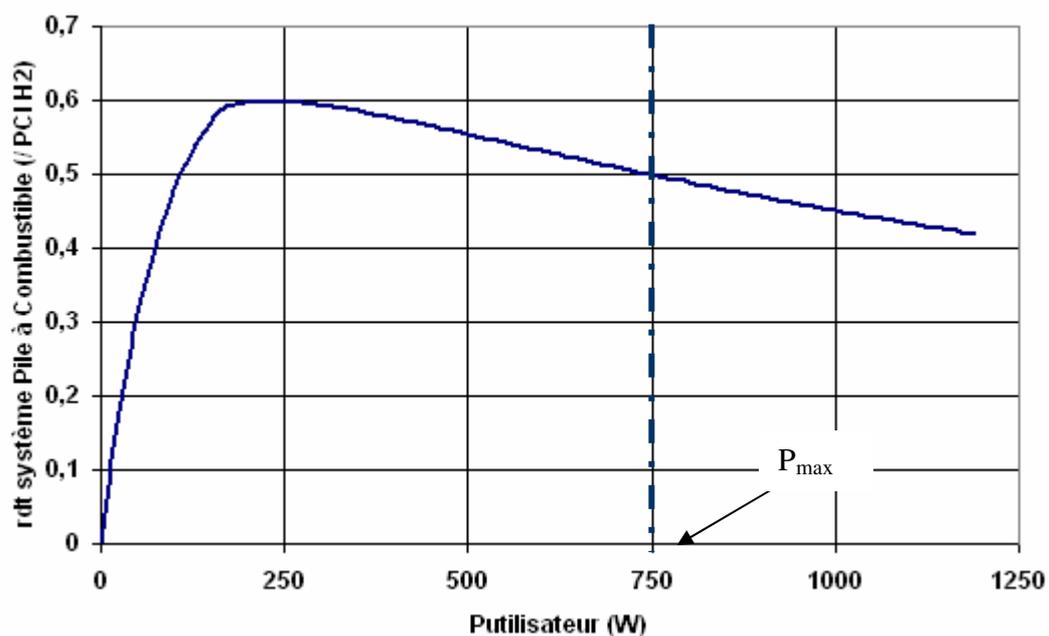


Figure V-7 : rendement de la pile à combustible par rapport au PCI de l'hydrogène en fonction de la puissance nette délivrée, à 298 K.

Le nombre de piles à combustible  $nb\_PAC$  à mettre en marche en fonction de la puissance totale demandée au système pile  $P_{tot}$  est déterminé selon les règles suivantes :

$$nb\_PAC = E(P_{tot} / 750) + 1 \text{ (avec } E : \text{ partie entière)}$$

Nous verrons par la suite que dans l'ensemble des cas testés, le nombre de piles à combustible mises en route n'excède pas 5 unités.

La puissance de chaque pile à combustible mise en route est alors :  $P_{pac} = P_{tot} / nb\_PAC$ .

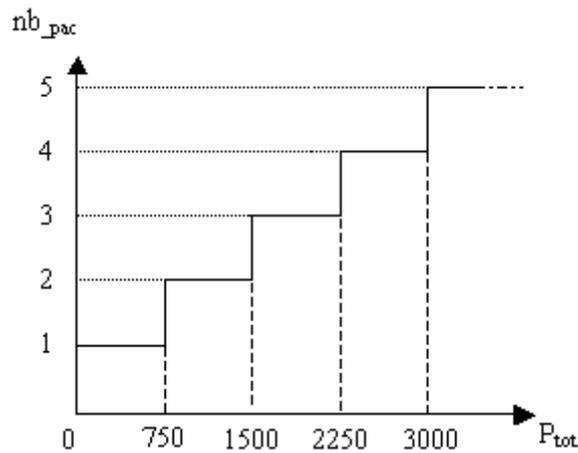


Figure V-8 : nombre de piles à combustible à mettre en marche en fonction de la puissance totale demandée au système.

La figure ci-après présente l'évolution du rendement du système pile à combustible en fonction de la puissance totale demandée  $P_{tot}$ .

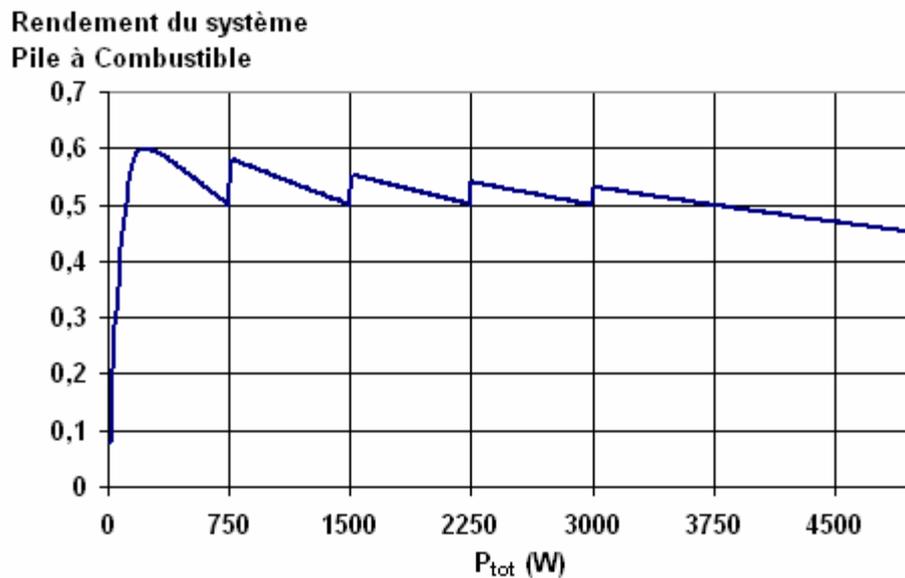


Figure V-9 : évolution du rendement du système pile à combustible tel qu'il est implémenté dans le simulateur.

## V.4 Les différents systèmes étudiés

### V.4.1 Architecture des systèmes

La finalité de ces travaux de thèse est d'évaluer les performances de l'USEH et de les comparer à un autre type de stockage plus conventionnel, les batteries au plomb. En outre, l'hybridation de l'USEH avec des batteries au plomb a été envisagée.

Nous avons donc étudié trois systèmes qui diffèrent par le type de stockage utilisé. Ils sont tous composés :

- ✓ d'un générateur photovoltaïque comme source principale d'énergie (1) ;
- ✓ d'une charge simulant la consommation de l'utilisateur final (2) ;
- ✓ d'un bus continu (3) ;
- ✓ de convertisseurs permettant d'ajuster les tensions à celle du bus continu (4) ;
- ✓ d'une unité de stockage d'énergie qui peut être constituée :
  - de batteries au plomb (cas du système PV\_BATT) (5a) ;
  - de l'USEH (cas du système PV\_USEH) (5b) ;
  - d'un système hybride USEH/batteries (cas du système PV\_USEH/BATT) (5c).

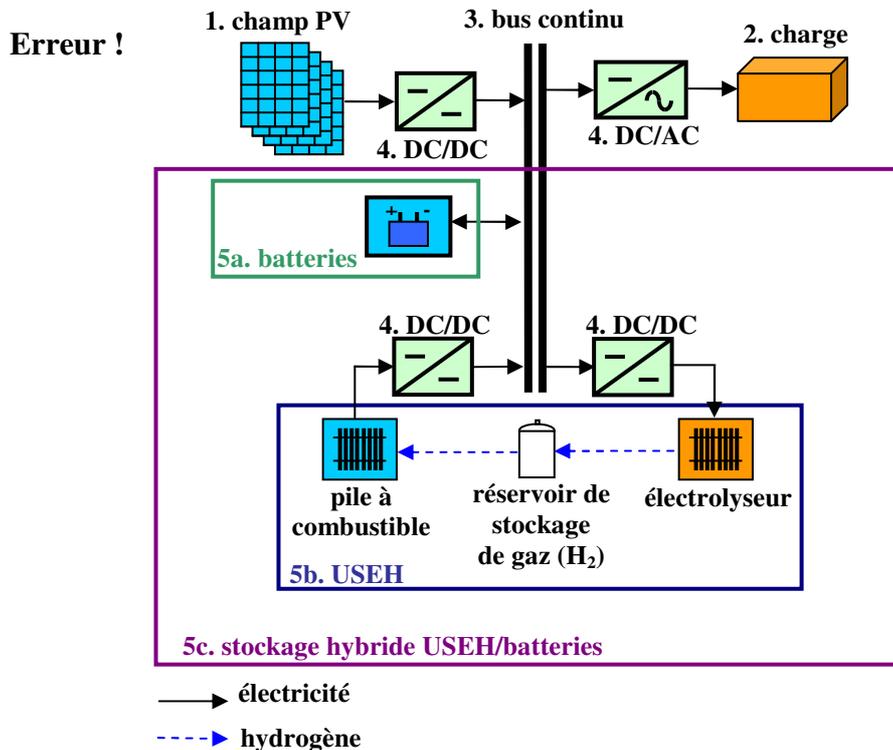


Figure V-10 : architecture des systèmes étudiés et les différents types de stockage.

Tous les composants du système exceptés les batteries sont connectés à un bus continu via des convertisseurs (DC/DC pour le stockage d'énergie ou le champ PV et DC/AC pour la charge).

Le pack batteries qui est directement connecté au bus impose donc sa tension. Il est composé d'un assemblage de 4 mono-blocs de 12 V en série et d'un certain nombre d'unités en parallèle, variant selon les cas testés. Sa tension en circuit ouvert est donc égale à 48 V. Elle varie en fonctionnement entre 44 et 56 V.

Dans le cas de l'utilisation de l'USEH comme stockage unique, nous faisons l'hypothèse de la présence d'un stockage batteries de très faible capacité permettant d'assurer le maintien de la tension du bus.

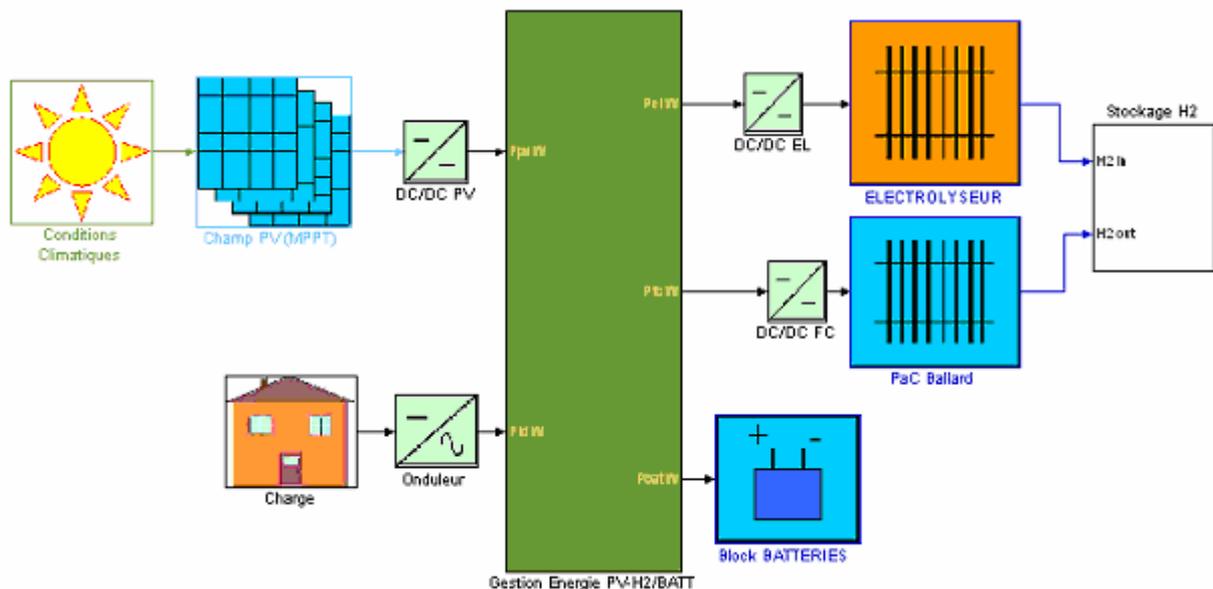


Figure V-11 : simulateur du système avec stockage hybride USEH/BATT.

La figure ci-dessus présente le système PV\_USEH/BATT dans son environnement de simulation Matlab/Simulink. L'objet 'Gestion Energie' matérialise le bus continu. Il contient l'algorithme de gestion de l'énergie au sein du système.

#### V.4.2 Algorithmes de gestion de l'énergie

Un algorithme de gestion de l'énergie a été développé pour chaque système étudié. A chaque pas de temps de dix minutes, il gère la répartition de l'énergie au sein du système.

La démarche appliquée est identique pour chacun des systèmes. Les bilans d'énergie sont toujours effectués au niveau du bus commun de raccordement des différents composants énergétiques du système. La priorité est la fourniture de l'énergie demandée par l'utilisateur à partir de l'énergie produite par le champ photovoltaïque.

Deux cas de figure se présentent :

- 1) il reste un excédent « solaire » après fourniture de la demande que l'on peut potentiellement stocker ; deux sous-cas se présentent alors :
  - a) les conditions opératoires permettent le stockage de cet excédent ;
  - b) l'excédent ne pouvant être stocké est 'perdu'. Cette quantité est comptabilisée pour sa prise en compte dans le calcul du taux d'utilisation de la source renouvelable (Production Factor, voir paragraphe VI.2.1).
- 2) il y a un déficit « solaire » et le complément d'énergie doit être fourni par le stockage.

La sollicitation du stockage est alors contrainte au respect des paramètres de fonctionnement des composants.

#### V.4.2.a Cas du stockage batteries seules

Les batteries sont sollicitées dans une plage bornée d'états de charge (*SOC*) par rapport à toute l'énergie emmagasinée. En effet, on doit assurer leur protection en évitant d'atteindre trop fréquemment des états de charge extrêmes, en partie responsables du vieillissement prématuré des batteries. Dans le cas d'un système réel la protection des batteries est généralement assurée par un contrôle de leur tension. Elles sont déconnectées si leur tension excède les bornes  $U_{min}$  et  $U_{max}$  fixées préalablement.

Cette démarche nécessite un suivi de leur tension en chaque instant. Elle n'est pas reproductible dans notre environnement de simulation, dont le pas de temps est de 10 minutes. Nous contrôlons donc la bonne marche des batteries en imposant des seuils d'état de charge à ne pas dépasser.

Aussi un état de charge minimal  $SOC_{min}$  a été fixé à 30 % de la capacité totale du pack batteries ( $C_{nom}$ ). La tension correspondante est d'environ 11V pour un courant de décharge de 60 A. De même un état de charge maximal  $SOC_{max}$  a été fixé à 92 % de  $C_{nom}$ . La tension correspondante est alors d'environ 14V pour un courant de charge de 10 A.



Figure V-12 : plage de fonctionnement autorisée pour les batteries utilisées comme stockage unique.

#### V.4.2.b Cas de l'USEH seul

Le système pile à combustible fonctionne sans contraintes particulières dans toute sa plage de puissance (de 0 à sa puissance maximale égale à sa puissance nominale  $P_{nomfc}$ ).

En revanche l'électrolyseur possède une puissance minimale de fonctionnement. Lorsqu'il fonctionne en dessous de cette puissance, la qualité des gaz produits n'est plus assurée (voir paragraphe III.1.1.d). Pour des raisons de sécurité, la puissance minimale de fonctionnement de l'électrolyseur  $P_{minel}$  est fixée à 10 % de sa puissance nominale  $P_{nomel}$ .

#### V.4.2.c Cas du stockage hybride USEH / Batteries

Comme dans le cas du stockage unique, les batteries sont sollicitées avec le respect des états de charge minimal et maximal autorisés ( $SOC_{min}$  et  $SOC_{max}$ ). Ici, deux états de charge de fonctionnement intermédiaire sont introduits :  $SOC_{min1}$  et  $SOC_{max1}$ .

En ce qui concerne l'USEH, on introduit des puissances minimales et maximales de fonctionnement pour les composants pile à combustible et électrolyseur :  $P_{minfc}$ ,  $P_{maxfc}$ ,  $P_{minel}$  et  $P_{maxel}$ .

L'algorithme de gestion de l'énergie doit déterminer quel composant utiliser. Cette décision est prise selon les considérations suivantes.

### a. Cas où les batteries sont sollicitées en priorité

Quand  $SOC_{minl} < SOC < SOC_{maxl}$  (zone hachurée), les batteries sont déchargées ou chargées en priorité, selon l'excédent ou le déficit solaire. Les états de charge minimal et maximal intermédiaires  $SOC_{minl}$  et  $SOC_{maxl}$  ont pour valeur respective 50 et 90 % de  $C_{nom}$ .



Figure V-13 : plage de fonctionnement autorisé pour les batteries dans le cas du stockage hybride.

Ici, l'état de charge maximal autorisé a été fixé à 95 % de  $C_{nom}$ . La zone d'état de charge comprise entre  $SOC_{maxl}$  et  $SOC_{max}$  ne sera atteinte que de manière occasionnelle. On peut donc relever la valeur du  $SOC_{max}$  de 92 % dans le cas des batteries seules, à 95 % dans le cas du stockage hybride, pour augmenter légèrement la plage d'utilisation des batteries et donc réduire leur dimensionnement, et ce, sans produire de dégradation notable.

### b. Cas du choix entre l'USEH et les batteries

Quand l'état de charge des batteries  $SOC$  est hors de cette plage (zone à damier, Figure V-13), l'algorithme décide alors qui des batteries ou de l'USEH doit fonctionner.

On considère alors le niveau de puissance à échanger avec le stockage.

Soit  $a$  la différence entre la puissance produite par le champ PV et la puissance demandée par l'utilisateur :

$$a = P_{pv} - P_{charge}$$

- $a$  est positif quand il y a un excédent 'solaire' ;
- $a$  est négatif quand il y a déficit 'solaire'. Pour les cas détaillés ci-après, on considèrera alors la quantité  $|a|$ .

#### b.1. Les batteries sont sollicitées

Quand  $a < P_{minel}$  ou  $|a| < P_{minfc}$ , les batteries sont sollicitées.

#### b.2. L'USEH est sollicitée

Quand  $P_{minel} < a < P_{maxel}$  ou  $P_{minfc} < |a| < P_{maxfc}$ , l'USEH est sollicitée.

#### b.3. Les batteries et l'USEH sont sollicitées

Quand  $a > P_{maxel}$  ou  $|a| > P_{maxfc}$ , l'USEH est sollicitée jusqu'aux puissances maximales de fonctionnement des composants ( $P_{maxel}$  et  $P_{maxfc}$ ). Les batteries assurent la fourniture ( $|a| - P_{maxfc}$ ) ou le stockage ( $a - P_{maxel}$ ) du complément de puissance restante.

Le diagramme suivant illustre, dans le cas du stockage hybride, les plages de fonctionnement :

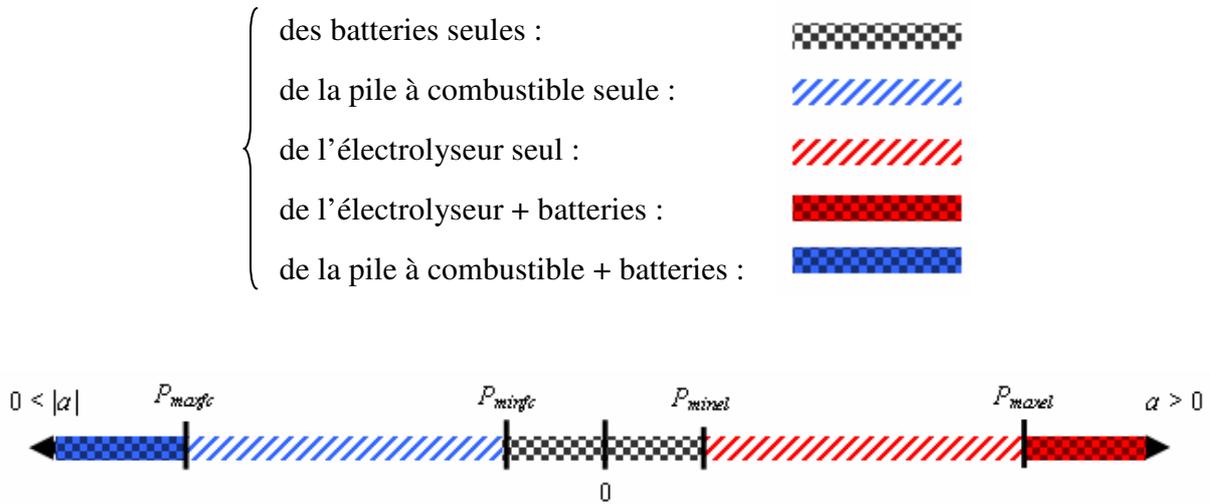


Figure V-14 : les différentes plages de fonctionnement des composants dans le cas du stockage hybride.

Les paramètres  $P_{minel}$  et  $P_{maxel}$  ont respectivement été fixés à 10 % et 80 % de la puissance nominale de l'électrolyseur.

Les paramètres  $P_{minfc}$  et  $P_{maxfc}$  ont été fixés à 10 % et 100 % de la puissance nominale du système pile à combustible.

#### V.4.2.d Conclusion

Dans le cas du stockage batteries seules, la gestion de l'énergie permet d'utiliser quotidiennement les batteries, et d'assurer leur recharge, ainsi que leur protection. Ce type de gestion permet d'installer un pack batteries de faible capacité énergétique, puisque la capacité installée sera cyclée un grand nombre de fois sur l'année.

Dans le cas du stockage hybride, la gestion de l'énergie conduit à la même utilisation des batteries (solicitation quotidienne) tout en permettant de réduire la capacité installée, en raison de la présence de l'USEH. En effet, le stockage via l'hydrogène assure le complément d'énergie nécessaire à l'autonomie du système. Il sera 'déchargé' principalement durant les périodes de fortes consommations où la production de la source renouvelable ne suffira pas à assurer la demande énergétique de l'utilisateur, et 'rechargé' durant les périodes où la situation s'inverse. Finalement il sera sollicité graduellement sur toute l'année.

La variation de l'état de charge de l'USEH (quantité d'hydrogène présente dans les réservoirs de gaz) sera donc saisonnière.

## V.5 Méthodes de dimensionnement des systèmes simulés

Pour chaque cas testé, les composants doivent être dimensionnés. Les paramètres suivants doivent être définis :

- la puissance crête du champ photovoltaïque,
- la puissance nominale des composants électrolyseur et pile à combustible,
- la capacité nominale du stockage batteries,
- le volume de stockage de gaz.

L'analyse du fonctionnement du système et de ses composants permet de fixer préalablement une partie de ces paramètres.

Le reste de ces paramètres est déterminé par des routines d'optimisation afin de compléter la définition du système en terme de dimensionnement. Les hypothèses et critères utilisés seront détaillés dans les paragraphes suivants.

### V.5.1 Hypothèses de dimensionnement pour les composants du stockage

#### V.5.1.a Le système électrolyseur

La puissance nominale du système électrolyseur  $P_{nomel}$  est fixée, proportionnelle à la puissance crête du champ PV.

$P_{nomel} = K_{el} \times P_{crêtePV}$  ; où la valeur du coefficient  $K_{el}$  dépend du type de stockage utilisé.

##### V.5.1.a.i *Cas du stockage USEH seul*

Lorsque le stockage d'énergie se fait uniquement via l'hydrogène (système PV\_USEH), pour maximiser la production d'hydrogène,  $P_{nomel}$  doit être égale au maximum de la puissance productible par le champ PV. En effet, si toute la ressource solaire est disponible, et pour en perdre le moins possible, on doit pouvoir intégralement la fournir à l'électrolyseur (aux pertes dans les convertisseurs près) afin de la stocker.

##### V.5.1.a.ii *Cas du stockage hybride USEH/BATT*

Quand le stockage hybride est utilisé, les besoins en hydrogène sont moins importants puisque le stockage batterie assure une partie de la demande énergétique (voir algorithme de gestion de l'énergie paragraphe V.4.2).

Il existe donc une interaction entre les paramètres dimensionnels  $K_{el}$  (pour l'électrolyseur) et  $C_{nom}$  (pour les batteries), dont les valeurs adéquates ont été déterminées suite à une étude de sensibilité. Elle est présentée en annexe.

Finalement, le coefficient  $K_{el}$  a été fixé égal à 0,8 réduisant ainsi la puissance installée de l'électrolyseur. Le tableau suivant présente les valeurs du paramètre  $K_{el}$  selon le système considéré.

Système	PV_USEH	PV_USEH/BATT
$K_{el}$	1	0,8

Tableau V-6 : valeurs du paramètre  $K_{el}$  selon le système considéré.

#### V.5.1.b Le système Pile à Combustible

Quel que soit le système de stockage utilisé, la puissance nominale du système pile à combustible est fixée de telle sorte qu'il puisse en tout cas assurer la fourniture d'énergie à la charge. Ainsi on a :

$$P_{nomfc} = K_{fc} \times P_{max\ Charge}$$

Le coefficient  $K_{fc}$  a été introduit afin de tenir compte des pertes dans les convertisseurs DC/DC et DC/AC. L'observation des rendements des convertisseurs durant une année de simulation a permis d'évaluer la valeur du coefficient  $K_{fc}$ . Et finalement, on pose :

$$K_{fc} = 1,1$$

#### V.5.1.c Le système Batteries

La capacité disponible du pack batteries doit satisfaire l'autonomie du système sur quelques jours durant la période la plus défavorable en terme de consommation de l'utilisateur final relativement à la production photovoltaïque.

Des coefficients normalisés exprimant la corrélation entre la charge et l'ensoleillement ont été introduits dans cette étude. (voir paragraphe VI.2.2, page 156). Ils rendent compte de la capacité de l'ensoleillement à fournir l'utilisateur final. Ils nous permettent en l'occurrence de situer la période de l'année la plus défavorable pour calculer le dimensionnement du pack batteries.

Grâce aux coefficients de corrélation, on évalue tout d'abord la quantité d'énergie  $Q_1$  que les batteries devraient fournir à l'utilisateur pendant le jour où sa consommation est la plus forte relativement à la plus faible production du champ PV.

Pour tenir compte du taux d'utilisation  $T_{utilbatteries}$  du pack batteries (défini par la différence entre les états de charge minimal et maximal autorisés  $SOC_{min}$  et  $SOC_{max}$ ), on calcule ensuite la quantité d'énergie  $Q_2$  que les batteries doivent réellement emmagasiner :

$$Q_2 = \frac{Q_1}{T_{utilbatteries}}$$

Enfin la quantité d'énergie réelle dont doit disposer le pack batteries notée  $Q_{need}$  est donnée par la relation suivante :

$$Q_{need} = Q_2 \times nbj_{autonomie}$$

où  $nbj_{autonomie}$  est le nombre de jours pendant lesquels l'autonomie du système est considérée.

Dans le cas du stockage batteries seul (système PV\_BATT), cette autonomie a été fixée à quatre jours, à l'instar des méthodes de dimensionnement appliquées aux systèmes réels.

Dans le cas du système avec stockage hybride (système PV\_USEH/BATT), le nombre de jours d'autonomie du système a été déterminé à la suite d'une étude de sensibilité (voir annexes) de ce paramètre sur divers indices de dimensionnement et de performance du système.

L'autonomie a été fixée à un seul jour durant la période la plus défavorable en terme de consommation. Cette réduction de l'autonomie se justifie par le fait que dans le cas du stockage hybride, la présence de l'USEH pourra satisfaire au complément d'énergie nécessaire à l'autonomie du consommateur final.

#### V.5.1.d Les convertisseurs

Les puissances nominales des convertisseurs correspondent aux puissances nominales des composants auxquels ils sont connectés.

### V.5.2 Dimensionnement du champ PV

#### V.5.2.a Cas des systèmes PV USEH et PV USEH/BATT

Le dimensionnement de la puissance crête du champ PV installée est déterminé par un algorithme d'optimisation (dichotomie) de manière à ce que l'énergie initialement présente dans le stockage (au début de l'année de simulation) soit égale à celle présente en fin de simulation. Ceci traduit l'autonomie énergétique du système sur l'année de fonctionnement.

Dans le cas du système PV\_USEH et du système PV\_USEH/BATT, la variable énergétique observée correspond à la quantité d'hydrogène (nombre de moles) dans le stockage de gaz. Cette quantité est tout d'abord fixée à un seuil élevé. La puissance crête du champ PV est alors déterminée de manière à ce que sur l'année, la production d'hydrogène par l'électrolyseur (alimenté par le champ PV) égale la consommation par le système pile à combustible (qui alimente l'utilisateur final). C'est-à-dire que la variation de la quantité d'hydrogène dans le stockage doit être globalement nulle sur l'année.

Dans le cas du système PV\_USEH/BATT, c'est l'algorithme de gestion de l'énergie qui veille à ce que l'état de charge du stockage batteries  $SOC$  ne dépasse pas les bornes minimales et maximales autorisées  $SOC_{min}$  et  $SOC_{max}$ . Cette quantité d'énergie est donc bien prise en compte par l'algorithme de dimensionnement du champ PV.

#### V.5.2.b Cas du système PV\_BAT

Dans le cas du système PV\_BAT, la démarche est sensiblement différente. On calcule par optimisation la puissance crête du champ PV installée de sorte que l'état de charge du système batteries  $SOC$  ne dépasse pas la borne minimale autorisée  $SOC_{min}$ .

Ici, c'est l'algorithme de gestion de l'énergie qui veille à respecter la condition d'utilisation du stockage batteries  $SOC < SOC_{max}$ .

Cette différence de calcul de dimensionnement du champ PV s'explique par le fait que le stockage batteries est utilisé de manière journalière. La figure suivante présente l'évolution de l'état de charge du stockage batteries sur une année particulière de fonctionnement.

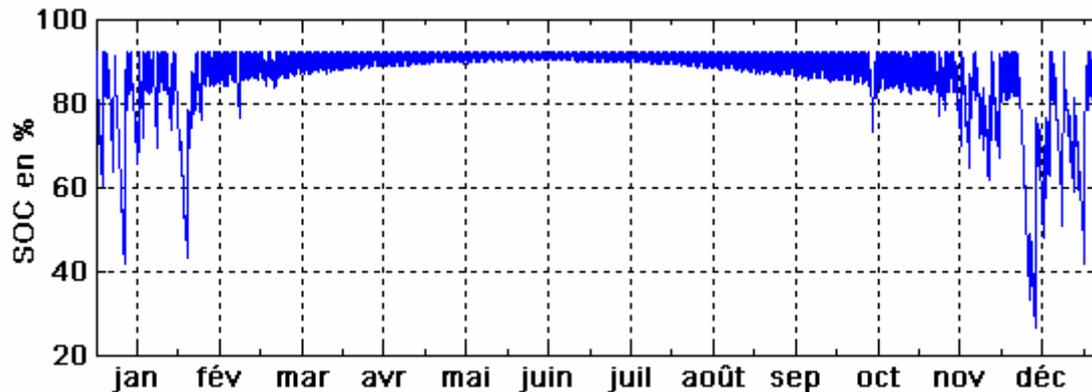


Figure V-15 : évolution de l'état de charge du stockage batteries sur une année particulière de fonctionnement.

On aurait pu dimensionner le champ PV en suivant l'état de charge des batteries et calculer la puissance crête PV à installer pour que sur 4 jours, l'état de charge initial du stockage batteries soit égal à l'état de charge final. Mais cette condition trop restrictive conduirait à installer une taille de champ PV bien trop importante par rapport à la consommation énergétique annuelle de l'utilisateur et engendrerait par conséquent de nombreuses pertes.

La condition finalement utilisée est suffisante pour définir le dimensionnement du champ PV dans le cas du système PV\_BATT.

### V.5.3 Dimensionnement du volume de stockage de gaz

Une fois le dimensionnement du champ PV effectué, on doit définir la quantité initiale d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système. Le volume minimal du stockage de gaz est alors déterminé par dichotomie de sorte que sur l'année, la pression dans le stockage de gaz  $P_{stock}$  respecte les conditions suivantes :

$$P_{stock\_min} < P_{stock} < P_{stock\_max}$$

$$\text{avec : } P_{stock\_min} = 1,3 \text{ bar}_{abs}$$
$$P_{stock\_max} = 10 \text{ bar}_{abs}$$

Ces deux pressions correspondent respectivement aux pressions de fonctionnement des composants pile à combustible et électrolyseur.

Une fois le volume de stockage défini, on calcule sa pression initiale  $P_{stock\_init}$ .

## **V.6 Les 'entrées et sorties' du simulateur**

Pour simuler un an de fonctionnement les données d'entrées nécessaires sont :

- ✓ trois profils annuels :
  - de charge ;
  - d'ensoleillement ;
  - de température ambiante ;
- ✓ les paramètres des composants.

Pour la charge, le profil d'entrée est un vecteur de puissance active (en  $W_{\text{crête}}$ ) échantillonné par pas de temps de dix minutes.

Pour l'ensoleillement, on fournit un profil annuel d'irradiation solaire globale (en  $W.m^2$ ), de même par pas de temps de dix minutes.

De nombreux paramètres doivent être renseignés préalablement au démarrage de la simulation.

On peut les classer en deux catégories :

1. les paramètres caractéristiques des composants, fixés ;
2. les paramètres dimensionnels des composants qui seront ajustés au cours des phases de dimensionnement.

### V.6.1 Profils de charge

L'application ici considérée correspond à une charge de type habitat individuel en site isolé (autonome sur une année de fonctionnement).

L'approche adoptée pour cette étude est purement déterministe. Les aléas probables au niveau de la charge (pics de consommation occasionnels) ne sont pas pris en compte, le but étant de comparer différents systèmes dans les mêmes conditions d'utilisation.

Les profils de charge annuels synthétisés ont un pas de temps de dix minutes et démarrent au 1<sup>er</sup> janvier de l'année. Leur construction est basée sur une fonction sinusoïdale du temps, dont le déphasage et l'amplitude varient de manière journalière et saisonnière.

Cinq paramètres définissent l'ensemble des profils de charge (cf. figures suivantes).

1. la puissance moyenne annuelle (fixée à 1 kW) ;
2. l'amplitude saisonnière (10, 20, 30, 40 et 50 % de la puissance moyenne annuelle) ;
3. le déphasage saisonnier (30 ou 210 jours, correspondant à une consommation plus forte en hiver ou en été) ;
4. l'amplitude journalière (20, 40, 60 et 80 % de la puissance moyenne journalière) ;
5. le déphasage journalier (0, 4, 8 et 12 heures).

Cent soixante profils de charge sont ainsi générés ( $5 \times 2 \times 4 \times 4$ ). Les Figure V-16 et Figure V-17 permettent de visualiser sur les profils les différentes amplitudes et les différents déphasages.

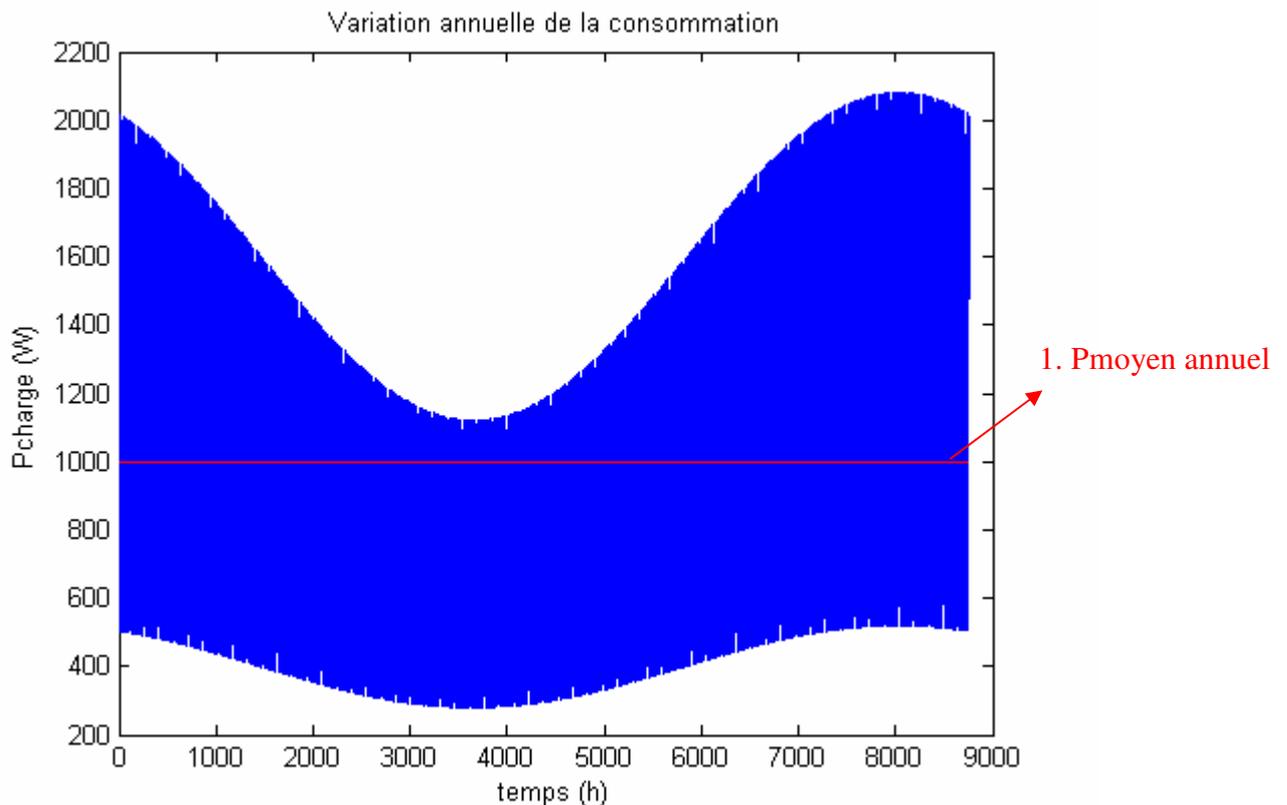


Figure V-16 : un exemple de profil de charge annuel.

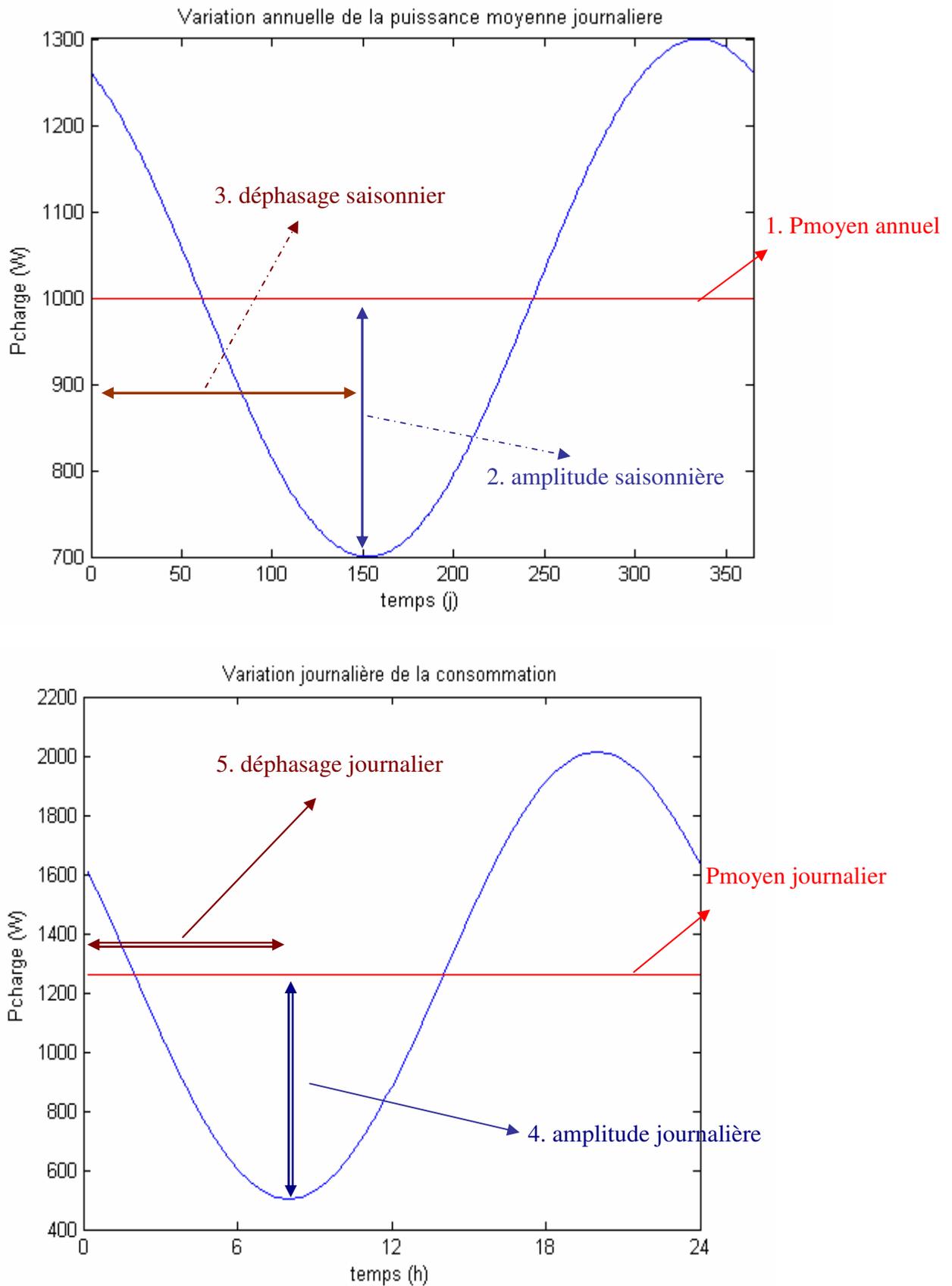


Figure V-17 : variation annuelle de la puissance moyenne journalière (en haut) ; profil de charge journalier (en bas).

## V.6.2 Profils d'ensoleillement

### V.6.2.a Les paramètres liés à l'ensoleillement

Lors de l'installation d'un champ photovoltaïque, plusieurs paramètres doivent être préalablement définis, et parmi eux :

- son inclinaison par rapport à un plan horizontal ;
- son orientation par rapport aux points cardinaux (l'azimut) ;
- l'albédo du milieu environnant (indice moyen de réflexivité du lieu).

Le choix de l'inclinaison et de l'azimut des panneaux photovoltaïques dépend du profil de consommation de l'installation et donc des besoins de l'utilisateur final.

#### V.6.2.a.i L'inclinaison

L'inclinaison permet d'ajuster l'énergie solaire captée en fonction de la saison. Dans l'hémisphère nord, les faibles inclinaisons maximisent la production du champ en été, et inversement, les fortes inclinaisons maximisent la production hivernale. On peut aussi déterminer pour un lieu et un profil d'irradiation solaire annuel donnés, une inclinaison maximisant la captation d'énergie solaire sur l'année.

La Figure V-18 présente un exemple des variations de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison du champ PV, pour le 1<sup>er</sup> janvier d'une année typique, à Sophia-Antipolis (azimut : plein sud).

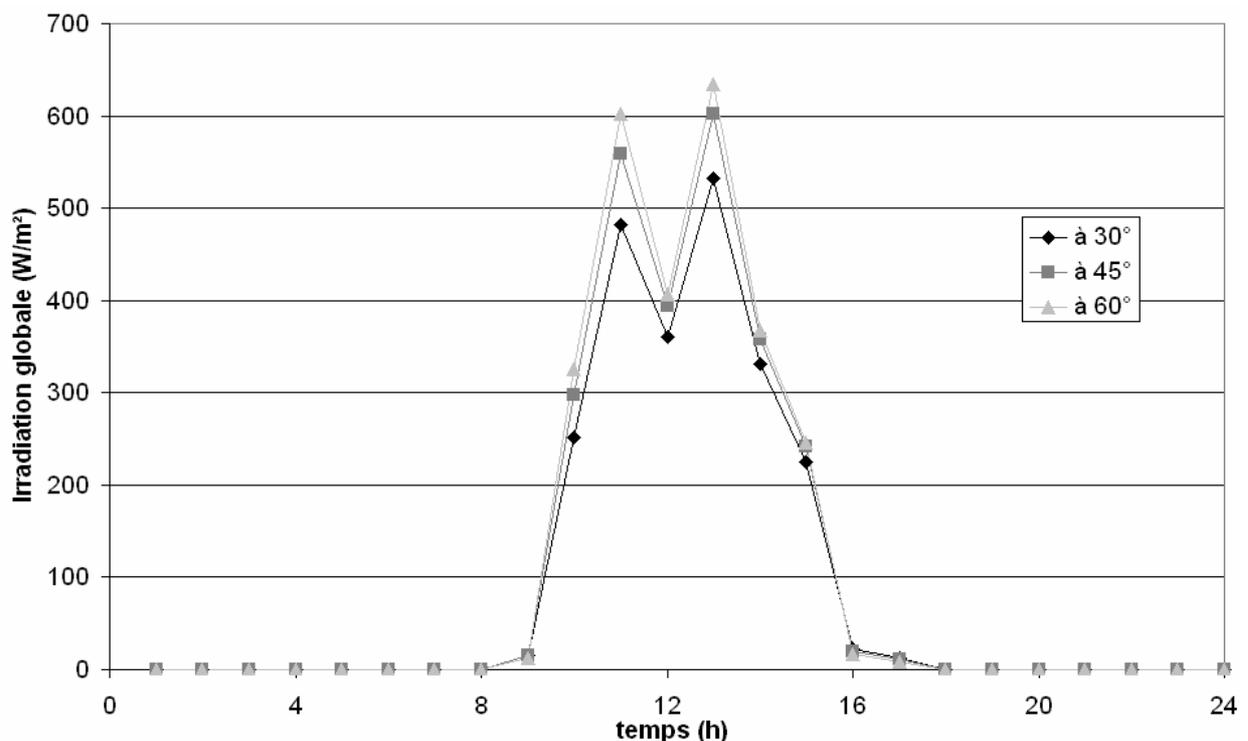


Figure V-18 : variation de l'irradiation solaire en fonction de l'inclinaison des panneaux solaires ; le 1<sup>er</sup> janvier pour une année typique à Sophia-Antipolis..

Inclinaison	30°	45°	60°
Energie journalière (Wh.m <sup>-2</sup> .j <sup>-1</sup> )	2235	2499	2622

*Tableau V-7 : énergie journalière disponible en fonction de l'inclinaison ;  
le 1<sup>er</sup> janvier pour une année typique à Sophia-Antipolis.*

L'énergie solaire journalière disponible pour ce même jour et au même endroit est présentée dans le Tableau V-7. On vérifie bien que, en hiver, plus le champ est incliné plus l'énergie solaire disponible est importante.

### Choix de l'inclinaison

Le choix de l'inclinaison des panneaux dépend donc du profil de consommation énergétique de l'utilisateur final, mais aussi du système de stockage considéré.

Si un stockage saisonnier est utilisé, l'inclinaison des panneaux solaires est fixée de manière à maximiser la captation de l'énergie sur l'année.

Dans le cas du stockage journalier, l'inclinaison est alors fixée de manière à maximiser la captation de l'énergie durant les périodes les plus défavorables en terme de disponibilité de la ressource renouvelable associée à une forte consommation de l'utilisateur final. En l'occurrence, ces périodes correspondent généralement à un mois d'hiver, où la disponibilité de la ressource est faible (journées d'ensoleillement courtes, conditions météorologiques défavorables) tandis que la consommation est plus importante (besoins en éclairage plus importants).

**Il faudra donc déterminer deux inclinaisons des panneaux pour chaque lieu choisi.**

#### *V.6.2.a.ii L'azimut*

L'azimut permet d'ajuster la captation au niveau journalier. L'irradiation solaire maximale survenant généralement le midi (soleil au zénith), une orientation plein sud (dans l'hémisphère nord) permet donc de collecter le maximum d'énergie solaire au moment où l'irradiation est maximale. En utilisant directement l'énergie captée par le champ, si les besoins d'un utilisateur sont plus importants le matin, on préférera orienter les panneaux au sud-est pour maximiser la captation à cet instant de la journée. La Figure V-19 présente les variations de l'irradiation solaire en fonction de l'azimut du champ PV, pour le 1<sup>er</sup> juin d'une année typique, à Sophia-Antipolis (inclinaison : 45°).

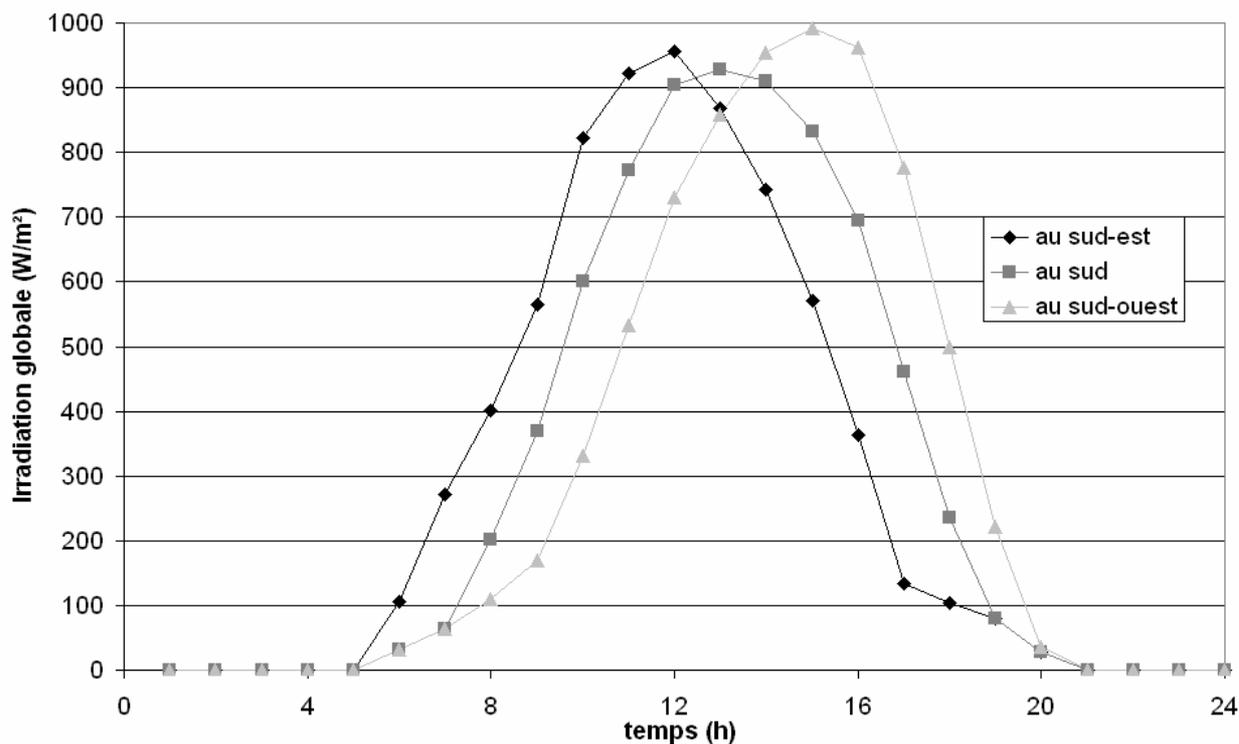


Figure V-19 : variation de l'irradiation solaire en fonction de l'azimut des panneaux solaires ; le 1<sup>er</sup> juin pour une année typique à Sophia-Antipolis..

Azimut	Sud-est (-45°)	Sud (0°)	Sud-Ouest (45°)
Energie journalière (Wh.m <sup>-2</sup> .j <sup>-1</sup> )	6931	7113	7269

Tableau V-8 : énergie journalière disponible en fonction de l'azimut ; le 1<sup>er</sup> juin pour une année typique à Sophia-Antipolis.

Le champ exposé au sud-est permet de capter plus d'énergie solaire le matin. Les variations de l'énergie solaire disponible quotidiennement en fonction de l'azimut ne diffèrent que de quelques pourcents.

### Choix de l'azimut

Dans notre étude, les profils de charge testés possèdent différents déphasages journaliers (cf. paragraphe V.6.1). On aurait pu ajuster l'azimut des panneaux solaires en fonction de la valeur du déphasage journalier du profil testé. Le nombre de cas à envisager aurait augmenté de manière considérable.

Afin de restreindre notre étude pour se concentrer sur les paramètres les plus pertinents, nous avons délibérément choisi de fixer l'azimut des panneaux photovoltaïques.

**Notre étude se situant dans l'hémisphère nord, l'azimut a donc été fixé plein sud.**

### V.6.2.b Les profils d'ensoleillement

Les profils d'ensoleillement utilisés dans nos simulations proviennent de la base de données SoDa [V-2]. Il s'agit de profils d'années « type », synthétisés à partir de mesures réelles relevées sur plusieurs années. Les données collectées avec un pas horaire sont l'ensoleillement global ( $\text{W/m}^2$ ) et la température ambiante ( $^{\circ}\text{C}$ ). Les données sont par la suite interpolées pour générer des profils avec un pas de temps de dix minutes.

Trois situations géographiques ont été choisies. Ils ont tous la même longitude ( $5,5^{\circ}$  de longitude Est), et le même azimut (plein sud).

Il y aura donc deux profils d'ensoleillement par lieu, correspondant aux inclinaisons maximisant la captation d'énergie :

- sur l'année (inclinaison 1),
- ou sur la période la plus défavorable (inclinaison 2).

Les inclinaisons en question sont déterminées par un service de la base de données SoDa.

Le tableau suivant présente les informations relatives aux lieux choisis.

<i>Lieu</i>	<b>Algérie</b>	<b>France</b>	<b>Norvège</b>
<i>Latitude</i>	35° nord	47,9° nord	61,9° nord
<i>Inclinaison 1</i>	30°	35°	40°
<i>Inclinaison 2</i>	60°	65°	75°

*Tableau V-9 : coordonnées des lieux choisis et inclinaisons associées.*

La Figure V-20 présente les profils annuels de température et d'irradiation solaire pour les trois lieux envisagés. On vérifie que ces trois situations géographiques possèdent des caractéristiques climatiques bien distinctes. Plus la latitude est faible, plus la température et l'irradiation solaire sont importantes, et réciproquement, plus la latitude croît, moins les températures sont élevées et moins l'irradiation solaire est importante.

En Norvège il existe une variation saisonnière marquée au niveau de l'irradiation solaire (plus importante en été), tandis que l'Algérie présente un profil régulier sur l'année. La France représente un cas intermédiaire.

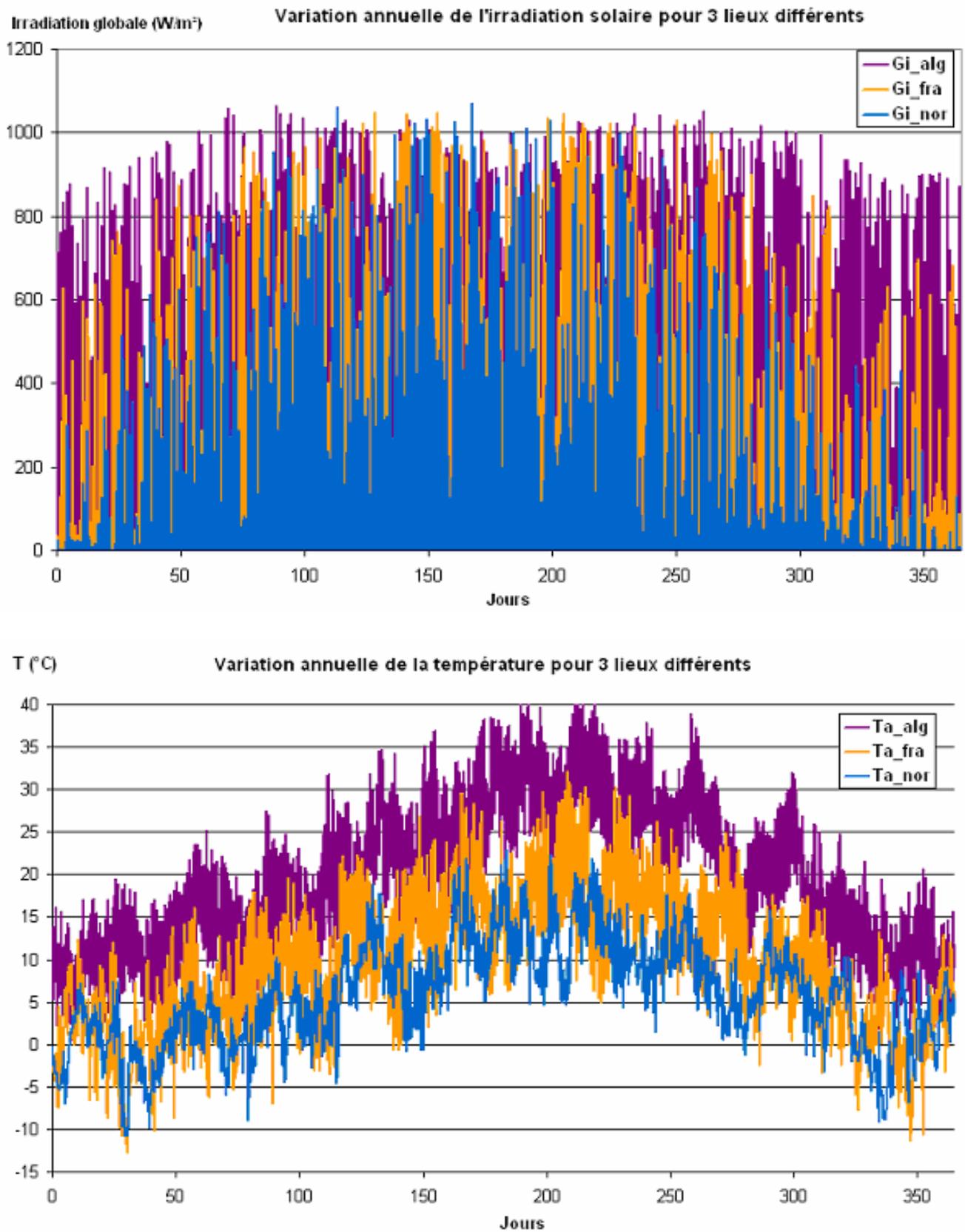


Figure V-20 : profils annuels pour les trois lieux choisis ; Irradiation globale avec inclinaison 1 (en haut);  
Température ambiante (en bas).

### V.6.3 Paramètres de la simulation

Les tableaux suivants présentent les paramètres d'entrée du simulateur pour chaque composant des systèmes étudiés. Les variables en gras correspondent aux paramètres dont les valeurs sont déterminées par les algorithmes de dimensionnement.

#### Paramètres temporels de simulation :

<i>Nom du paramètre</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Description</i>
FSS	1/6	heure	Pas de temps de la simulation
$t_{\max}$	24×365	heure	Durée de la simulation

#### Paramètres du champ PV :

<i>Nom du paramètre</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>	<i>Description</i>
<b>Npv</b>	<b>à optimiser</b>	sans unité	Nombre de modules solaires
Pmax	125	W	Puissance maximale d'un module
Mu	-0,0043	W/°C	Coefficient de variation de la puissance du module avec la température
NOCT	43	°C	Température de fonctionnement des modules solaires dans les conditions standards
$P_{\text{crêtePV}}$	$N_{\text{pv}} \times P_{\text{max}}$	W	Puissance crête installée du champ PV

### Paramètres du block batteries au plomb :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$U_{batnom}$	12	V	Tension nominale d'un block unitaire
$C_{nom}$	140	Ah	Capacité nominale d'un block unitaire
$I_{nom}$	14	A	Courant de décharge nominale
ns	4	sans unité	Nombre de branches en série
<b>np</b>	<b>à calculer</b>	sans unité	Nombre de branches en parallèle : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans le cas du stockage batteries uniquement : 4 jours d'autonomie sans soleil</li> <li>• Dans le cas du stockage hybride USEH/batteries : 1 jour d'autonomie sans soleil</li> </ul>

### Les différents états de charge (SOC) du block batteries :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
SOCmin	30	% de $C_{nom}$	SOC minimal autorisé
<i>dans le cas du stockage batteries uniquement :</i>			
SOCmax	92	% de $C_{nom}$	SOC maximal autorisé
<i>dans le cas du stockage hybride USEH/batteries :</i>			
SOCmax	95	% de $C_{nom}$	SOC maximal autorisé
SOCmin1	50	% de $C_{nom}$	SOC minimal intermédiaire
SOCmax1	90	% de $C_{nom}$	SOC maximal intermédiaire

### Paramètres de l'électrolyseur :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$P_{\text{nomel}}^{\circ}$	3600	W	Puissance nominale initiale
$N_{\text{cell\_el}}$	16	sans unité	Nombre de cellules
$A_{\text{el}}$	0,03	m <sup>2</sup>	Surface des cellules
$\Pi_{\text{el}}$	10	bar <sub>abs</sub>	Pression de fonctionnement de l'électrolyseur

Coefficients dimensionnels de l'électrolyseur (voir paragraphe V.5.1):

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$P_{\text{nomel}}$	$K_{\text{el}} \times P_{\text{crêtePV}}$	W	Puissance nominale après dimensionnement
<i>avec USEH comme stockage unique :</i>			
$K_{\text{el}}$	1	sans unité	Facteur d'échelle de l'électrolyseur
<i>avec stockage hybride USEH/batteries :</i>			
$K_{\text{el}}$	0,8	sans unité	Facteur d'échelle de l'électrolyseur

Puissances de fonctionnement de l'électrolyseur :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$P_{\text{minel}}$	$0,1 \times P_{\text{nomel}}$	W	Puissance minimale autorisée
$P_{\text{maxel}}$	$P_{\text{nomel}}$	W	Puissance maximale autorisée

Niveaux de puissance du système périphérique :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$P_{\text{cielV}}$	150	W	En veille
$P_{\text{cielF}}$	300	W	En fonctionnement

Coefficients électriques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$J_{\text{d\_el}}$	[ 0,3552 -0,0011 5,2e-5 ]	Voir paragraphe IV.4.3	Paramètres dépendant de la température et de la pression partielle en oxygène
$E_{\text{el}}$	[ 1,025 0,0012 -1,0495e-4 ]		
$b_{\text{el}}$	[ -6,1251 0,0157 -3,245e-4 ]		
$D_{\text{el}}$	[ -1,8189 0,0048 -1,248e-4 ]		

Coefficients thermiques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$C_{\text{p\_el}}$	70173	J.K <sup>-1</sup>	Capacité thermique
$h_{\text{el}}$	5,8069	W.K <sup>-1</sup>	Coefficient d'échange avec l'extérieur sans circulation
$ah_{\text{el}}$	0,0553	W.K <sup>-1</sup> .A <sup>-1</sup>	Facteur de variation du coefficient d'échange avec l'intensité

### Paramètres de la pile à combustible :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$P_{nomfc}$	1200	W	Puissance nominale
$N_{cell\_fc}$	50	sans unité	Nombre de cellules
$A_{fc}$	0,01	m <sup>2</sup>	Surface des cellules
$P_{fc/H_2}$	1,3	bar <sub>abs</sub>	Pression de fonctionnement côté hydrogène de la pile à combustible
$P_{fc/O_2}$	1,15	bar <sub>abs</sub>	Pression de fonctionnement côté oxygène de la pile à combustible
$nb_{fc}$	de 1 à 5	sans unité	Nombre de piles à combustible mises en route en fonction de la charge à fournir
$P_{seuil\_fc}$	750	W	Puissance seuil de démarrage d'une pile à combustible supplémentaire

### Puissances de fonctionnement de la pile à combustible :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
<i>avec USEH comme stockage unique :</i>			
$P_{minfc}$	0	W	Minimale
<i>avec stockage hybride USEH/batteries :</i>			
$P_{minfc}$	$0,1 \times P_{nomfc}$	W	Minimale
$P_{maxfc}$	$P_{nomfc}$	W	Maximale

### Consommation du système périphérique :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$P_{cifeV}$	30	W	En veille (En fonctionnement, voir tableau IV.3)

### Coefficients électriques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$Jd_{fc}$	[ 1,1916 1,0734 -0,0922 ]	Voir paragraphe IV.4.3	Paramètres dépendant de la température et de la pression partielle en oxygène
$E_{fc}$	[ 1,1392 1,0320 -0,0885 ]		
$b_{fc}$	[ 5,4395 4,8986 -0,4211 ]		
$D_{fc}$	[ 0,5743 0,5203 -0,0446 ]		

### Coefficients thermiques :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$Cp_{fc}$	5700	J.K <sup>-1</sup>	Capacité thermique
$ho_{fc}$	212	W.K <sup>-1</sup>	Coefficient d'échange initial avec l'extérieur
$kh_{fc}$	0,82	W.K <sup>-2</sup>	Facteur de variation du coefficient d'échange avec la température
$T_{seuil}$	323,15	K	Température seuil de changement de comportement thermique de la pile

### Paramètres du réservoir de stockage de gaz :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
<b>V</b>	<b>à optimiser</b>	m <sup>3</sup>	Volume du réservoir
po	1,0132e5	Pa	Pression atmosphérique dans les conditions standards
<b>P<sub>stock_init</sub></b>	<b>à optimiser</b>	bar <sub>abs</sub>	Pression initiale dans le réservoir
P <sub>stock_min</sub>	1,3	bar <sub>abs</sub>	Pression minimale dans le réservoir
P <sub>stock_max</sub>	10	bar <sub>abs</sub>	Pression maximale dans le réservoir
R	8,314	S.I.	Constante des gaz parfait

### Paramètres des convertisseurs :

#### Paramètres des convertisseurs DC/DC :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$\eta_{10\_DC/DC}$	93	%	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur DC/DC
$\eta_{100\_DC/DC}$	98	%	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur DC/DC
P <sub>nom_DC/DC_PV</sub>	P <sub>max charge</sub>	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC du champ PV
P <sub>nom_DC/DC_EL</sub>	P <sub>nomel</sub>	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC de l'électrolyseur
P <sub>nom_DC/DC_FC</sub>	1,1xP <sub>max charge</sub>	W	Puissance nominale du convertisseur DC/DC de la pile à combustible

#### Paramètres de l'onduleur :

Nom du paramètre	Valeur	Unité	Description
$\eta_{10\_ond}$	86	%	Rendement à 10 % de la puissance nominale de l'onduleur
$\eta_{100\_ond}$	97	%	Rendement à 100 % de la puissance nominale de l'onduleur
P <sub>nom_ond</sub>	P <sub>max charge</sub>	W	Puissance nominale de l'onduleur

#### V.6.4 Sorties de la simulation

Une fois que les paramètres énoncés dans les tableaux précédents sont renseignés et que les profils d'entrée sont définis, on peut alors démarrer la simulation d'une année de fonctionnement. Les variables de sortie du simulateur sont nombreuses. Pour chaque composant, les puissances d'entrée et de sortie sont enregistrées sur toute la durée de simulation. On peut donc a posteriori suivre l'évolution du rendement énergétique de chaque composant et évaluer les différentes pertes d'énergie dans le système.

La Figure V-21 présente l'évolution des puissances mises en jeu au niveau du bus continu du système PV\_USEH sur une journée de simulation.

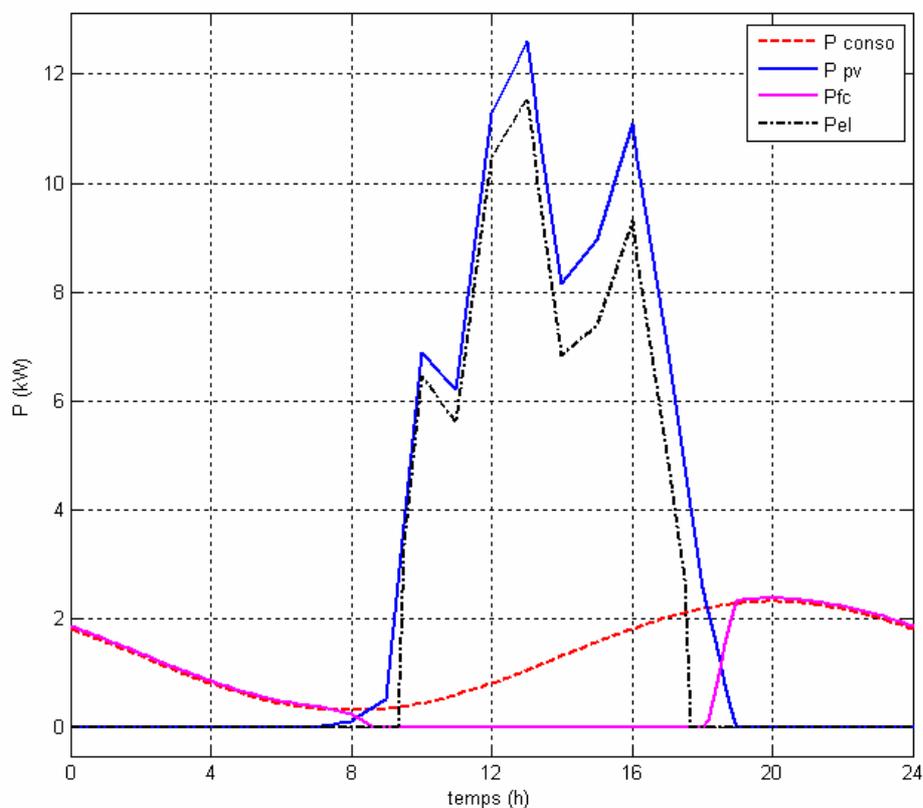


Figure V-21 : évolution des puissances échangées au niveau du bus DC pour une journée particulière de fonctionnement du système PV\_USEH.

De 0 à environ 8 heures, la production d'électricité consommée par l'utilisateur est entièrement assurée par le système pile à combustible.

Aux alentours de 8 heures, le champ PV prend le relais de la production pendant environ une heure. Puis, sa production étant excédentaire, il peut alors en stocker une partie sous forme d'hydrogène en alimentant le système électrolyseur.

Vers 18 heures, la production du champ PV n'est plus excédentaire (l'ensoleillement n'étant plus suffisant), l'alimentation du système électrolyseur et par conséquent la production d'hydrogène s'arrêtent. Mais elle permet tout de même l'alimentation de l'utilisateur jusqu'à ne plus même lui suffire.

Le système pile à combustible se met alors en marche (vers 19 heures) pour fournir le complément et finalement la totalité de la demande quand l'ensoleillement est nul.

## **V.7 Conclusion**

L'implémentation des modèles des composants pile à combustible et électrolyseur (présentés dans le chapitre IV) dans l'environnement de simulation Matlab/Simulink a donc nécessité certaines modifications, principalement au niveau de la thermique des composants.

Elles ont été validées dans le cadre de simulation qui nous préoccupe. Les erreurs relevées ont été jugées acceptables (inférieures à 1 % pour la production et la consommation annuelle d'hydrogène), n'impliquant pas de défaut majeur dans les résultats de simulation, telle qu'elle est pratiquée dans cette étude. On rappelle que pour une analyse précise du comportement des composants en fonctionnement, le recours aux modèles initialement développés est toujours possible.

L'outil finalement réalisé présente l'avantage d'être modulaire et simple d'utilisation. Il permet de tester un grand nombre de cas sans durée excessive, le temps de calcul après simplification des modèles thermiques ayant été divisé par six.

Les algorithmes de gestion de l'énergie des systèmes étudiés sont basés sur une utilisation rationnelle de l'énergie produite par la source renouvelable. L'utilisateur est alimenté en priorité et l'excédent d'énergie, quand il existe et quand cela est possible, est stocké.

Le dimensionnement des différents composants a été effectué grâce à des algorithmes d'optimisation. Ils permettent de déterminer la taille minimale des composants nécessaire à l'autonomie du système complet sur un an de fonctionnement. Les pertes énergétiques ont été réduites à leur minimum, impactant favorablement sur les rendements des composants et finalement des systèmes complets.

Les cas testés concernent donc différents utilisateurs (définis par 160 profils de charge) positionnés en Algérie, en France et en Norvège. L'influence de ces trois lieux et de ces différents profils sur le dimensionnement des systèmes et sur leurs performances, sera mise en évidence lors de la présentation des résultats de simulation, détaillés dans le chapitre suivant.

## ***Références bibliographiques***

- [V-1] *Busquet S, "Étude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation", thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2003.*
- [V-2] *Services for Professionals in Solar Energy and Radiation, <http://www.soda-is.com>*

