

RESULTATS DE SIMULATION

VI.1	Introduction	154
VI.2	Indices de performances des systèmes et critères de comparaison des résultats de simulation	154
VI.2.1	Les indices de performances	154
VI.2.2	Définition des coefficients de corrélation entre la charge et l'ensoleillement	156
VI.2.2.a	<i>Le coefficient de corrélation journalière</i>	157
VI.2.2.b	<i>Le coefficient de corrélation saisonnière</i>	160
VI.2.2.c	<i>Valeurs des coefficients de corrélation des cas testés</i>	163
VI.2.2.d	<i>Conclusion</i>	163
VI.3	Un exemple de résultat	164
VI.3.1	Profil de charge et d'ensoleillement du cas présenté	164
VI.3.2	Les valeurs des Cs et Cj	166
VI.3.3	Le dimensionnement des composants	166
VI.3.4	Le diagramme de répartition des puissances échangées au sein du système	166
VI.3.5	Diagramme de répartition des différentes pertes dans le système	171
VI.4	Résultats généraux en fonction des systèmes	172
VI.4.1	Le système PV_BATT pour les trois lieux testés	172
VI.4.1.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	172
VI.4.1.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	173
VI.4.2	Le système PV_USEH pour les trois lieux testés	176
VI.4.2.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	176
VI.4.2.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	177
VI.4.2.c	<i>Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène</i>	178
VI.4.3	Le système PV_USEH/BATT pour les trois lieux testés	180
VI.4.3.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	180
VI.4.3.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	181
VI.4.3.c	<i>Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène</i>	182
VI.5	Comparaison des résultats en fonction des systèmes testés	183
VI.5.1	PV_BATT et PV_USEH	184
VI.5.1.a	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	184
VI.5.1.b	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	185
VI.5.2	PV_USEH et PV_USEH/BATT	186
VI.5.2.a	<i>Les rendements énergétiques globaux</i>	186
VI.5.2.b	<i>Les dimensionnements du champ PV</i>	188
VI.5.2.c	<i>Les volumes du stockage de gaz H₂</i>	189

VI.6	Comparaison des systèmes simulés à des systèmes réels	191
VI.6.1	Les ratios de performance et facteurs production du champ PV pour les trois systèmes évalués	191
VI.6.1.a	<i>Le système PV_BATT</i>	191
VI.6.1.b	<i>Le système PV_USEH</i>	192
VI.6.1.c	<i>Le système PV_USEH/BATT</i>	192
VI.6.2	Confrontation à des systèmes réels	193
VI.7	Etude économique de cas	194
VI.7.1	Les hypothèses de coût des composants	194
VI.7.2	Présentation des cas	195
VI.7.3	Résultats des calculs de coûts	196
VI.8	Conclusion	197
	Références bibliographiques	198

VI.1 Introduction

Dans ce chapitre sont exposés les résultats de simulation obtenus au cours de cette étude. Mais avant de développer l'analyse de ces résultats, on présentera les outils qui ont été utilisés dans la comparaison des cas testés.

Nous avons déjà souligné l'importance, dans le cadre de notre étude, de la corrélation entre le profil de consommation de l'utilisateur final et le profil de production de la source renouvelable. Nous détaillerons ici comment nous avons élaboré le calcul de critères permettant de quantifier cette corrélation.

Le cas testé détaillé au paragraphe VI.3 permettra au lecteur de bien comprendre le fonctionnement du système complet, en livrant toutes les informations relatives au dimensionnement et aux performances de chaque composant.

Cette phase préliminaire effectuée, les résultats généraux ainsi que leur comparaison pourront donc être présentés. Nous livrerons alors les conclusions relevées au cours de ce travail de thèse.

VI.2 Indices de performances des systèmes et critères de comparaison des résultats de simulation

VI.2.1 Les indices de performances

Les résultats de simulation obtenus pour une même application avec chaque système testé pourront être comparés en évaluant divers paramètres de dimensionnement et de performance. La taille du champ PV et le rendement du système global seront directement issus de la simulation. Mais un certain nombre d'indices nécessitent d'être précisés.

On peut utiliser les indices présentés ci-après pour comparer différents systèmes stationnaires alimentés par un champ PV isolé du réseau [IV-1], [VI-3]. On précise qu'ils sont calculés sur la base de valeurs de puissances moyennes annuelles. Ainsi, par exemple, la puissance moyenne sur l'année consommée par la charge est équivalente à l'énergie annuelle consommée par l'utilisateur final, au facteur 8760 près correspondant aux 8760 heures comprises dans une année.

✓ Ratio de performance PR

C'est le rapport annuel entre l'énergie consommée par l'utilisateur et la production théorique de la source ENR dans les conditions standards.

$$PR = \frac{\overline{P}_{charge} / P_{crêtePV}}{\overline{G}_i / G_{STC}} \quad \text{équation VI-1}$$

où : \overline{P}_{charge} est la puissance moyenne annuelle consommée par la charge (W).

$P_{crêtePV}$ est la puissance crête du champ PV ($W_{crête}$).

\overline{G}_i est l'irradiation solaire globale moyenne sur l'année (W/m^2) ;

G_{STC} est l'irradiation solaire dans les conditions standards ($1000 W/m^2$).

✓ Facteur de production PF

C'est le rapport annuel entre l'énergie réellement produite par la source renouvelable et sa production théorique dans les conditions standards.

$$PF = \frac{\overline{P}_{pv} / P_{crêtePV}}{\overline{G}_i / G_{STC}} \quad \text{équation VI-2}$$

où : \overline{P}_{pv} est la puissance moyenne annuelle produite par le champ PV ($W_{crête}$) ;

✓ Rendement du système $\eta_{système}$

C'est le rapport annuel entre l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie réellement produite par la source ENR. Il renseigne donc sur le bon fonctionnement du système en terme de gestion et d'utilisation de l'énergie. Il tient compte de tous les rendements de conversion de l'énergie qui transite dans le système.

$$\eta_{système} = \frac{PR}{PF} = \frac{\overline{P}_{charge}}{\overline{P}_{pv}} \quad \text{équation VI-3}$$

Néanmoins, il ne fait pas apparaître l'énergie totale disponible aux bornes du champ PV. On définit donc le rendement suivant :

✓ Rendement global du système $\eta_{sysglobal}$

$$\eta_{sysglobal} = \frac{\overline{P}_{charge}}{\overline{P}_{pv\text{potentiel}}} \quad \text{équation VI-4}$$

où : $\overline{P}_{pv\text{potentiel}}$ est la puissance moyenne annuelle potentiellement productible relativement à la puissance crête installée du champ PV (W).

Il est donc différent du rendement du système présenté précédemment qui lui se réfère à l'énergie du champ PV effectivement utilisée dans le système.

L'utilisation du $\eta_{sysglobal}$ semble mieux correspondre à l'approche énergétique globale que nous avons tenté de poursuivre dans cette étude. C'est pourquoi nous présenterons par la suite les valeurs de ce rendement-ci, et non celles du rendement présenté équation VI-3.

VI.2.2 Définition des coefficients de corrélation entre la charge et l'ensoleillement

Le nombre de cas testés dans cette étude est relativement important : cent soixante profils de charge testés pour trois lieux différents. Ainsi quatre cent quatre-vingts cas seront testés pour chacun des trois systèmes étudiés.

Comme annoncé précédemment, les performances des systèmes évalués ainsi que le dimensionnement de leurs composants sont fortement dépendants des profils de charge et d'ensoleillement. La comparaison des résultats de simulation sera facilitée par la mise en place de coefficients exprimant la corrélation entre le profil de consommation et le profil de production de la source renouvelable (ici, profil d'irradiation solaire).

Le 'Matching Factor' (MF) défini dans un rapport de L'International Energy Agency sur les systèmes avec sources photovoltaïques [VI-5], donne une indication sur la capacité de la source renouvelable à fournir l'utilisateur à partir de données mesurées sur un système existant. Il définit a posteriori la corrélation globale entre la production effective du champ PV et la consommation de l'utilisateur final. Mais dans le cadre d'une étude préliminaire visant à évaluer l'intérêt de l'implantation d'un tel système en un lieu donné, cet indice n'est pas exploitable.

A l'instar de cet indice, on détermine deux coefficients qui expriment la corrélation entre la charge et l'ensoleillement aux niveaux journalier et saisonnier, basés sur le profil de charge (consommation réelle) et sur le profil d'irradiation solaire (indépendant de la production réelle du champ PV).

La construction de ces coefficients permet de s'affranchir de la connaissance du système a priori et donc de prévoir l'intérêt potentiel d'un système pour un lieu donné, avant même d'avoir défini son dimensionnement.

VI.2.2.a Le coefficient de corrélation journalière

Quatre étapes sont nécessaires pour aboutir au coefficient de corrélation journalière entre la charge et l'ensoleillement.

1^{re} étape : les profils de charge et d'ensoleillement (en puissance) sont tout d'abord normalisés à l'échelle journalière. A partir des profils annuels, on construit donc 365 profils journaliers normalisés par l'énergie journalière¹⁰ comme indiqué par les équations ci-après.

Pour chaque jour j on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_charge\ norm_j(h) = \frac{P_charge_j(h)}{\sum_{h=0}^{24} P_charge_j(h)} \quad \text{équation VI-5} \\ P_enso\ norm_j(h) = \frac{P_enso_j(h)}{\sum_{h=0}^{24} P_enso_j(h)} \quad \text{équation VI-6} \\ \text{avec } h \in [0 ; 24] \end{array} \right.$$

Pour un jour j donné, on a donc bien :

$$\sum_h P_charge\ norm_j(h) = 1$$

et

$$\sum_h P_enso\ norm_j(h) = 1$$

2^{ème} étape : on détermine alors l'intersection de ces deux profils normalisés sur chaque jour j de l'année (équation VI-7).

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1 ; 365] \text{ et } h \in [0 ; 24] : \\ Corrj(j,h) = \min [P_charge\ norm_j(h), P_enso\ norm_j(h)] \quad \text{équation VI-7} \end{array} \right.$$

La figure suivante illustre la construction du paramètre $Corrj(j,h)$. La surface 'verte' est bien l'intersection des deux profils normalisés.

¹⁰ Le pas de temps étant constant, l'énergie journalière peut être assimilée à la somme sur une journée des indices du profil de puissance.

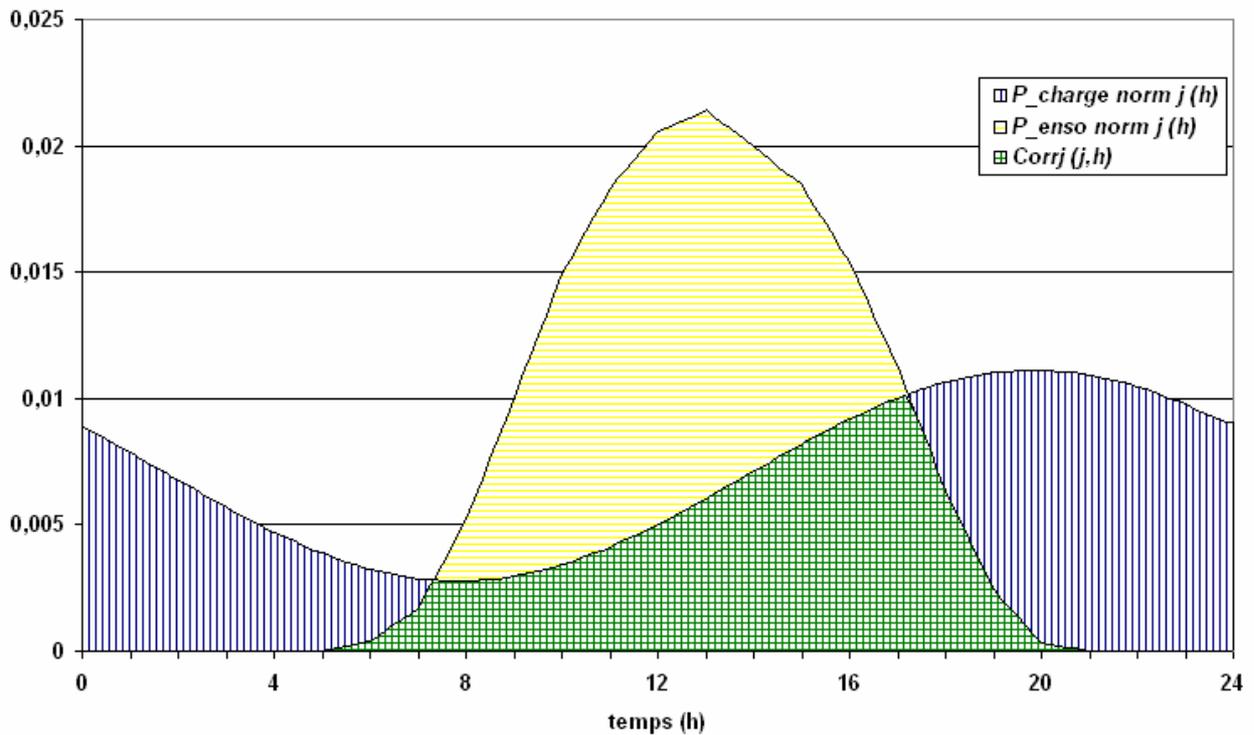


Figure VI-1 : illustration du coefficient de corrélation journalière pour une journée j particulière.

Les profils étant normalisés, leur intersection, lorsqu'elle existe ($Corrj(j,h) > 0$), exprime le fait que l'ensoleillement disponible sur la 'durée' de l'intersection permettrait de satisfaire :

- toute la consommation de l'utilisateur, si $P_{enso\ norm\ j}(h) > P_{charge\ norm\ j}(h)$;
- ou pour le moins une partie dans le cas où $P_{enso\ norm\ j}(h) < P_{charge\ norm\ j}(h)$.

A l'inverse, lorsque $Corrj(j,h) = 0$, la charge devra être entièrement alimentée par une autre source, en l'occurrence le stockage d'énergie.

3^{ème} étape : pour un jour j donné, le coefficient de corrélation journalière $cj(j)$ est donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1;365] \text{ et } h \in [0 ;24] : \\ \\ cj(j) = \sum_h Corrj(j,h) \end{array} \right. \quad \text{équation VI-8}$$

Il permet donc de rendre compte de la capacité de la ressource renouvelable à pourvoir l'utilisateur final sur une journée. Plus il est petit, plus cette capacité est faible ; inversement un $cj(j)$ élevé rendra compte d'une bonne corrélation entre la charge et l'ensoleillement, à l'échelle journalière.

Pour le jour particulier présenté Figure VI-1, $cj(j) = 0,42$. Ainsi pour cette journée, moins de la moitié de la consommation électrique de l'utilisateur sera *potentiellement* directement fournie par la ressource renouvelable.

Cependant, en pratique, les composants du système ayant des rendements différents de l'unité, les besoins énergétiques de l'utilisateur ne seront donc pas couverts à hauteur de la valeur du coefficient de corrélation journalier indiquée ici.

Les trois figures suivantes présentent des profils de charge et d'ensoleillement normalisés donnant lieu à différentes valeurs de c_j .

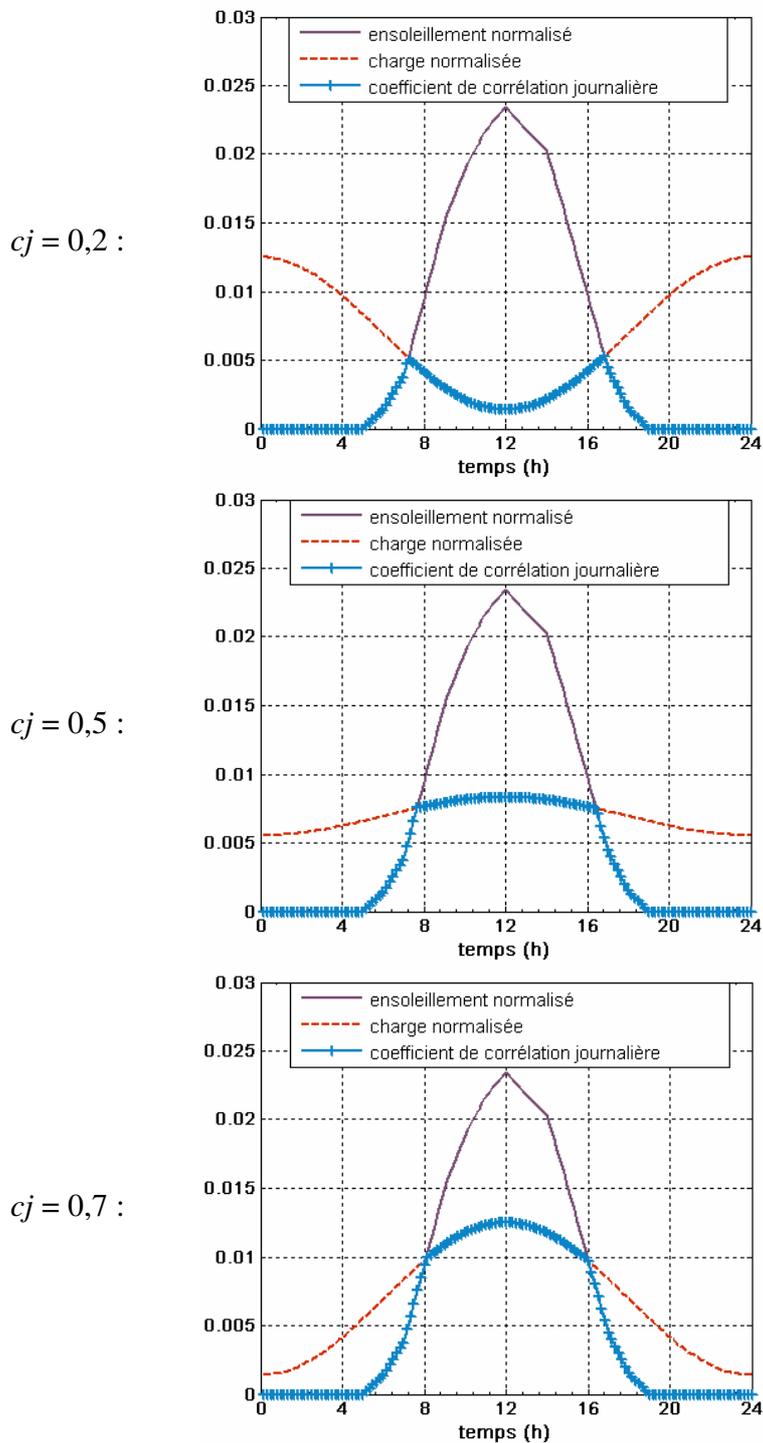


Figure VI-2 : profils journaliers pour différents c_j .

4^{ème} étape : enfin, le coefficient de corrélation journalière global C_j pour un profil de charge et un profil d'ensoleillement donnés est la moyenne des 365 $c_j(j)$.

$$C_j = \frac{\sum_j c_j(j)}{365} \quad j \in [1;365] \quad \text{équation VI-9}$$

Finalement, le coefficient C_j donne une tendance, sur l'année, de la capacité de la ressource renouvelable à pouvoir fournir l'utilisateur sur une journée de consommation. L'impact des aléas dus à des journées particulières, correspondant à des valeurs extrêmes des $c_j(j)$, est donc atténué. Cette démarche confirme l'approche déterministe de notre étude, énoncée initialement.

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière des cas que nous avons étudiés seront présentées au paragraphe VI.2.2.c.

VI.2.2.b Le coefficient de corrélation saisonnière

La construction du coefficient de corrélation saisonnière est basée sur la même démarche que celle empruntée précédemment, mais à l'échelle saisonnière. Elle s'opère en trois étapes.

1^{re} étape : à partir des profils annuels de charge et d'ensoleillement, on construit des profils d'énergie journalière¹¹ (on obtient donc 365 valeurs par profil). Ces deux nouveaux profils sont ensuite normalisés par l'énergie globale annuelle, comme indiqué par les équations suivantes.

pour $j \in [1;365]$ et $h \in [0;24]$:

$$E_{\text{charge norm}_{\text{an}}}(j) = \frac{\sum_{h=0}^{24} P_{\text{charge}_j}(h)}{\sum_{j=1}^{365} \sum_{h=0}^{24} P_{\text{charge}_j}(h)} \quad \text{équation VI-10}$$

$$E_{\text{enso norm}_{\text{an}}}(j) = \frac{\sum_{h=0}^{24} P_{\text{enso}_j}(h)}{\sum_{j=1}^{365} \sum_{h=0}^{24} P_{\text{enso}_j}(h)} \quad \text{équation VI-11}$$

Pour une année donnée, on a donc bien :

$$\sum_j E_{\text{charge norm}_{\text{an}}}(j) = 1$$

et

$$\sum_j E_{\text{enso norm}_{\text{an}}}(j) = 1$$

¹¹ Voir note 10 page 157.

2^{ème} étape : on construit alors le vecteur $Corrs(j)$ (équation VI-12) correspondant à l'intersection des deux profils normalisés sur l'année, construits précédemment.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1;365] \\ Corrs(j) = \min [E_charge \text{ norm}_{an}(j), E_enso \text{ norm}_{an}(j)] \end{array} \right. \quad \text{équation VI-12}$$

3^{ème} étape : finalement le coefficient de corrélation saisonnière C_s est donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{pour } j \in [1;365] \\ C_s = \sum_j Corrs(j) \end{array} \right. \quad \text{équation VI-13}$$

La figure suivante présente les profils normalisés en énergie journalière $E_charge \text{ norm}_{an}(j)$ et $E_enso \text{ norm}_{an}(j)$ ainsi que leur intersection, représentée par le vecteur $Corrs(j)$.

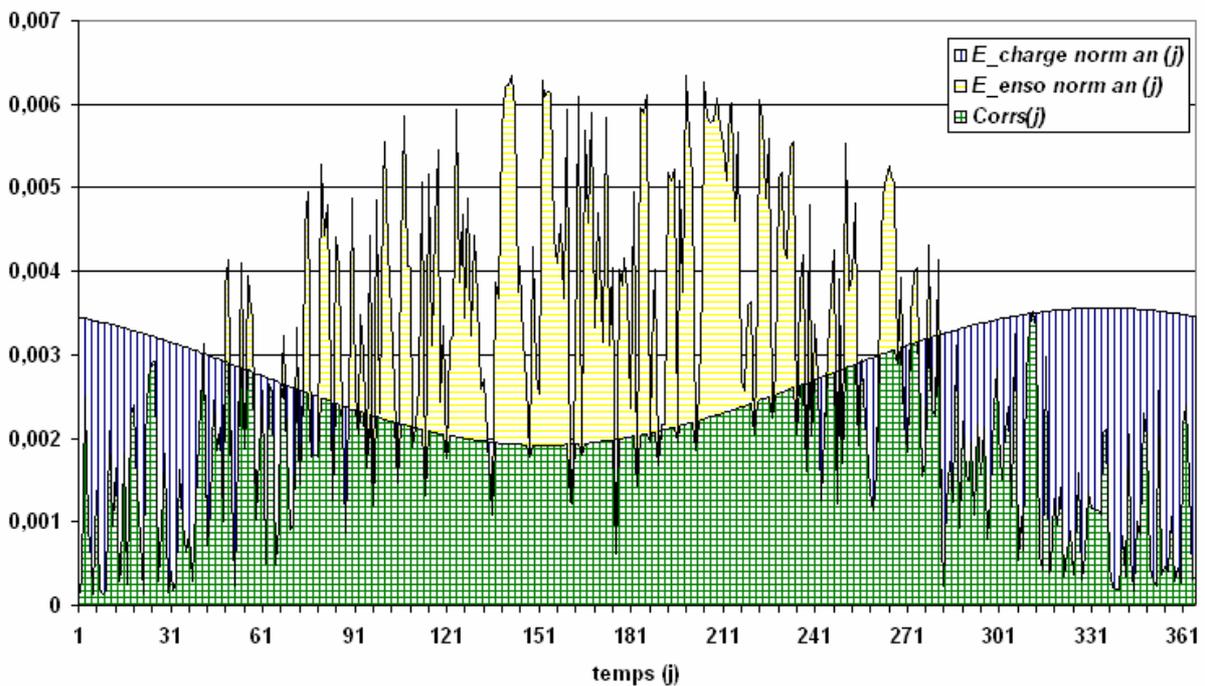


Figure VI-3 : illustration du coefficient de corrélation saisonnière pour une année particulière.

On note que le profil de la charge présente une variation saisonnière, correspondant à une plus faible consommation au milieu de l'année qu'au début et à la fin. A l'inverse, le profil d'ensoleillement présente des valeurs plus importantes en milieu d'année qu'en début et en fin. Pour cette année particulière, on a : $C_s = 0,66$.

Les deux tiers de la charge annuelle pourraient donc être *potentiellement* directement fournis par la ressource renouvelable, malgré cette 'décorrélation' apparente entre la charge et l'ensoleillement.

Le coefficient de corrélation saisonnière C_s nous renseigne donc sur la capacité de la ressource renouvelable à alimenter directement l'utilisateur final à l'échelle annuelle. Les trois figures suivantes présentent des profils de charge et d'ensoleillement normalisés donnant lieu à différentes valeurs de C_s .

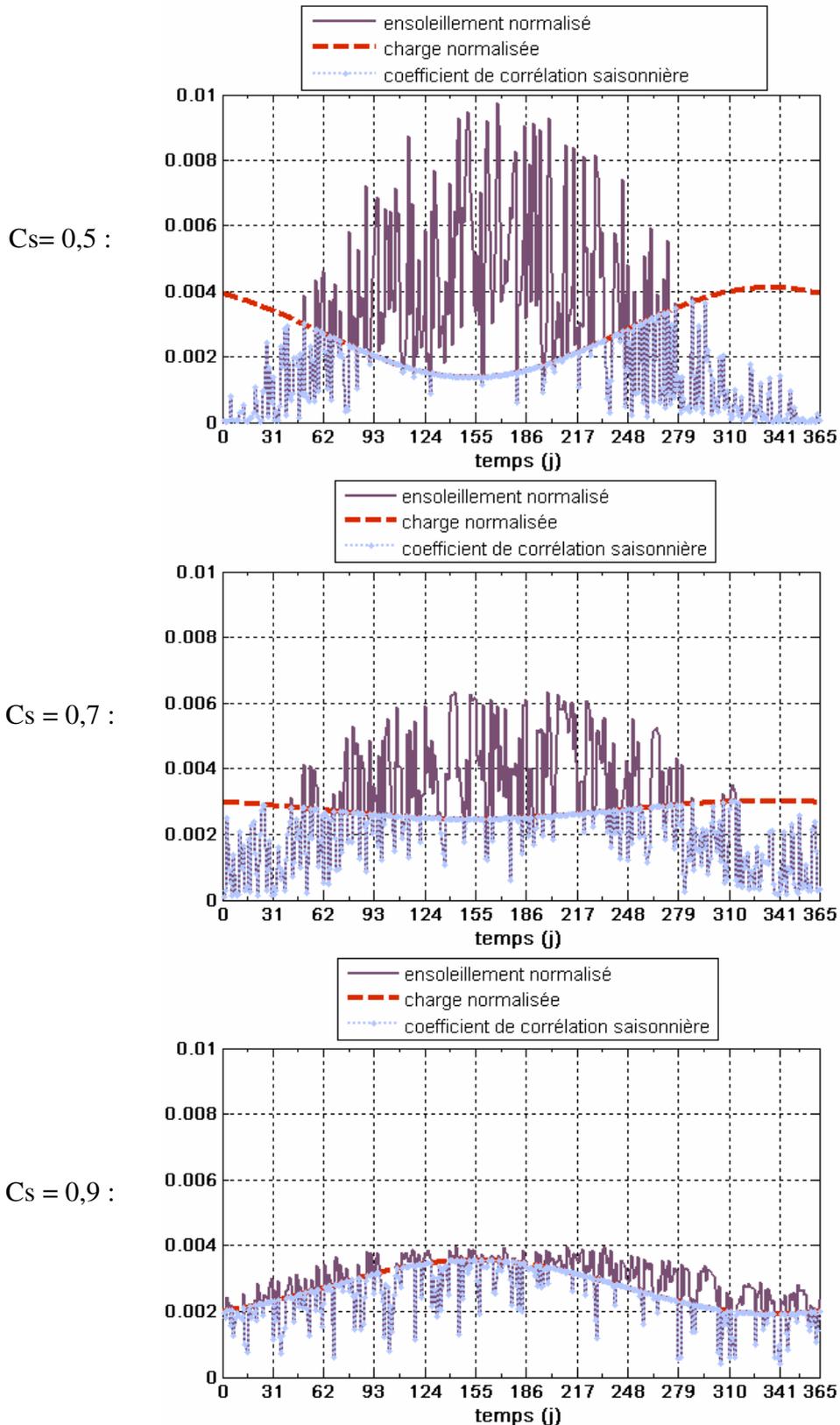


Figure VI-4 : profils annuels pour différents C_s .

VI.2.2.c Valeurs des coefficients de corrélation des cas testés

Le tableau suivant présente une vision de l'ensemble des C_s et C_j obtenus pour les cas testés dans notre étude.

Lieu	C_j min	C_j max	C_j moyen	C_s min	C_s max	C_s moyen
Algérie	0,19	0,64	0,41	0,75	0,91	0,86
France	0,19	0,61	0,41	0,61	0,81	0,73
Norvège	0,17	0,58	0,38	0,49	0,75	0,63

Tableau VI-1 : les différents C_s et C_j obtenus pour les trois pays testés.

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière C_j nous indiquent qu'au maximum, environ deux tiers de la charge journalière seront potentiellement couverts par la production du champ PV, et ce, dans tous les lieux testés. A l'inverse, au minimum environ 20 % de la consommation quotidienne sera potentiellement assurée par la production de la source renouvelable.

Les écarts entre les valeurs des C_j pour les différents lieux testés sont peu importants.

Au niveau annuel, l'impact de la situation géographique est plus marqué.

Les valeurs des coefficients de corrélation saisonnière C_s révèlent qu'en Norvège, la consommation annuelle pourra éventuellement être directement fournie par la production photovoltaïque à hauteur d'environ 50 % au minimum et 75 % au maximum.

En France, cette variation évolue pour passer de 61 % au minimum à 81 % au maximum.

La grande disponibilité de la ressource renouvelable en Algérie permettra au champ PV de potentiellement produire directement entre 75 % et 91 % de la demande énergétique.

VI.2.2.d Conclusion

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière et saisonnière sont calculées à partir de deux profils annuels, de même pas de temps ; l'un concernant la disponibilité de la ressource renouvelable (dans notre cas, l'irradiation solaire), l'autre concernant la consommation de l'utilisateur final.

Ces deux coefficients nous renseignent sur le potentiel de la source renouvelable à directement fournir l'utilisateur, à l'échelle d'une journée et à l'échelle d'une année. Le choix du système de stockage peut être fondé sur les valeurs de ces coefficients : stockage journalier préconisé pour de faibles valeurs de C_j ; stockage saisonnier recommandé pour de faibles valeurs de C_s .

Nous pourrions donc par la suite présenter les résultats de simulation des cas testés en fonction de ces deux coefficients et souligner leur impact sur les performances et les dimensionnements des systèmes considérés.

VI.3 Un exemple de résultat

Dans le but de faciliter la lecture et la compréhension des résultats généraux et de leur comparaison, présentés dans les paragraphes suivants, nous détaillons ici, pour un cas donné, toutes les informations relatives au système évalué ; les données d'entrée, son dimensionnement après optimisation et les performances obtenues après un an de simulation.

VI.3.1 Profil de charge et d'ensoleillement du cas présenté

Le système PV_USEH/BATT a été évalué avec les données d'ensoleillement correspondant à la France (voir paragraphe V.6.2.b).

Le profil de charge est déterminé par les paramètres suivants :

Puissance moyenne annuelle (W)	Amplitude de variation saisonnière (en %)	Déphasage annuel (J)	Amplitude de variation journalière (en %)	Déphasage journalier (h)
1000	10	30	20	0

Tableau VI-2 : paramètres utilisés pour la construction du profil de charge pour le cas testé.

La Figure VI-5 présente les profils de charge et d'ensoleillement pour une semaine en hiver et une semaine en été. Le déphasage annuel étant fixé à 30 jours, le pic de consommation apparaîtra en hiver, période où la disponibilité de la ressource renouvelable est faible (Figure VI-5.a/). A l'inverse, en été (Figure VI-5.b/), le profil d'ensoleillement présente des valeurs élevées, tandis que le profil de charge atteint ses valeurs les plus faibles. La valeur du coefficient de corrélation saisonnière C_s devrait être plutôt élevée, sans atteindre de valeur extrême, au vu de la faible amplitude de variation saisonnière.

Le déphasage journalier étant nul, à l'échelle quotidienne, le pic de consommation se produit à minuit. A cette échelle, les profils de charge et d'ensoleillement sont donc en opposition de phase. On s'attend donc à obtenir une faible valeur du coefficient de corrélation journalière, C_j .

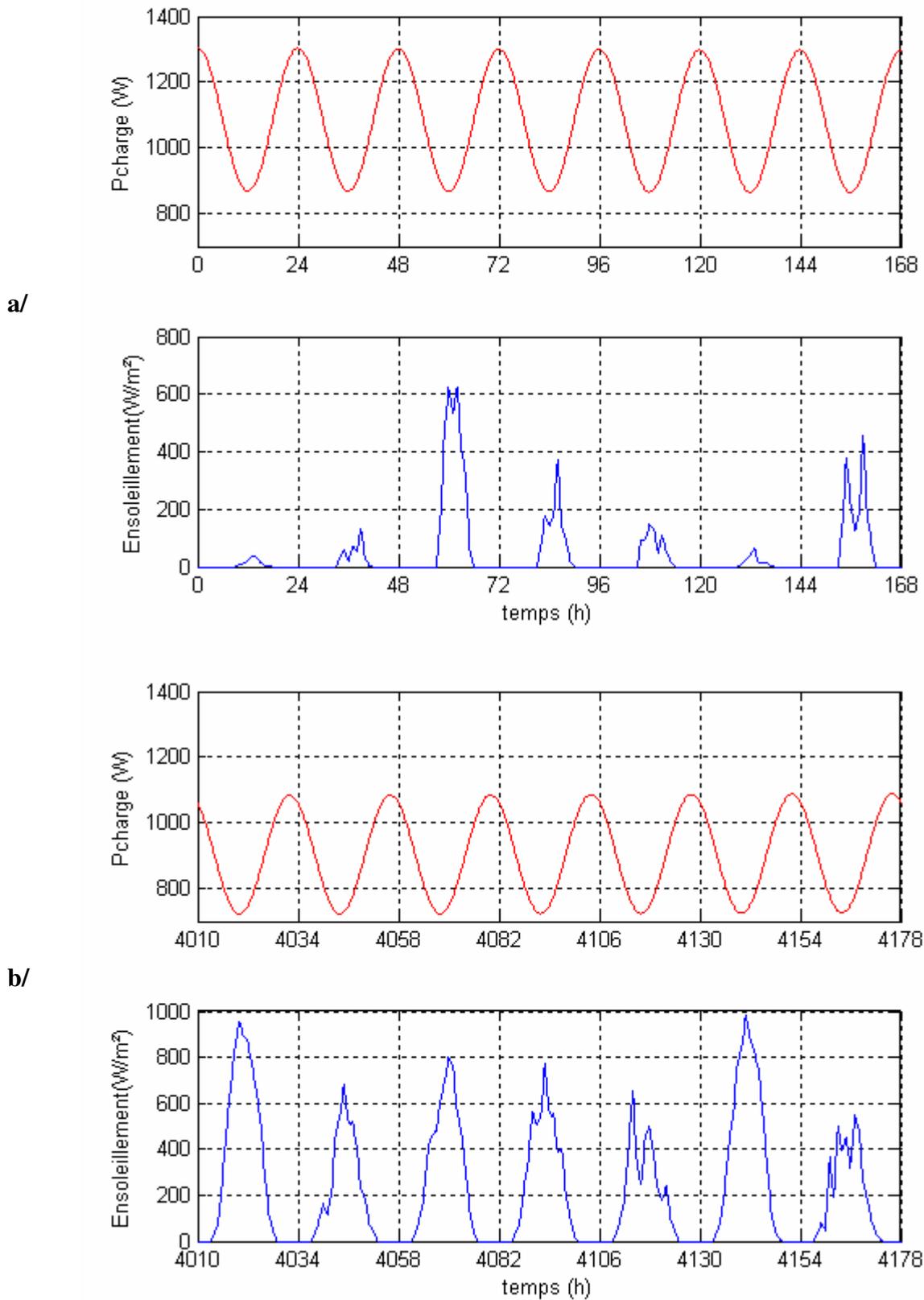


Figure VI-5 : profils de charge et d'ensoleillement utilisés pour le cas testé ;

a/ une semaine en hiver – b/ une semaine en été.

VI.3.2 Les valeurs des Cs et Cj

Les valeurs des coefficients de corrélation journalière et saisonnière des profils d'ensoleillement et de charge utilisés dans ce cas sont données dans le tableau suivant :

Cj	Cs
0,36	0,71

Tableau VI-3 : valeurs des coefficients de corrélation journalière et saisonnière pour le cas testé.

VI.3.3 Le dimensionnement des composants

Les routines de dimensionnement appliquées au cas testé nous permettent de déterminer la taille des composants du système testé. Le tableau suivant présente les résultats obtenus.

Puissance crête du champ PV (kW)	Volume du stockage de gaz (m ³)	Pression initiale dans le stockage de gaz (bar _{abs})	Puissance nominale de l'électrolyseur (kW)	Puissance nominale de la pile à combustible (kW)	Capacité énergétique nominale des batteries (kWh)
13,4	160	5	10,7	1,45	26,3

Tableau VI-4 : dimensionnement du système évalué dans les conditions du cas testé.

On peut noter que le volume de stockage de gaz est relativement élevé. Le stockage de l'hydrogène à des pressions plus élevées que 10 bar_{abs} en utilisant soit un compresseur soit un électrolyseur dont la pression de fonctionnement est plus importante, permettrait de réduire le volume du stockage de gaz.

Mais l'utilisation d'un compresseur engendre des pertes énergétiques importantes que nous n'avons pas chiffrées dans cette étude, et les électrolyseurs fonctionnant à haute pression (> 70 bar_{abs}) sont encore à l'état de développement. Cette dernière hypothèse pourra donc être testée dans le cadre d'une suite éventuelle de ces travaux.

VI.3.4 Le diagramme de répartition des puissances échangées au sein du système

La Figure VI-6 page suivante, présente la répartition des puissances mises en jeu au sein du système. Les valeurs indiquées sont des puissances moyennées sur une année de fonctionnement. Elles s'apparentent donc à des énergies annuelles au facteur temporel près¹². Ce diagramme permet d'apprécier du point de vue énergétique le fonctionnement du système global, en donnant des informations au niveau des composants, comme leur rendement.

La nomenclature utilisée dans le diagramme est présentée dans le Tableau VI-5, page 168.

¹² Energie annuelle = Puissance moyenne annuelle * 8760

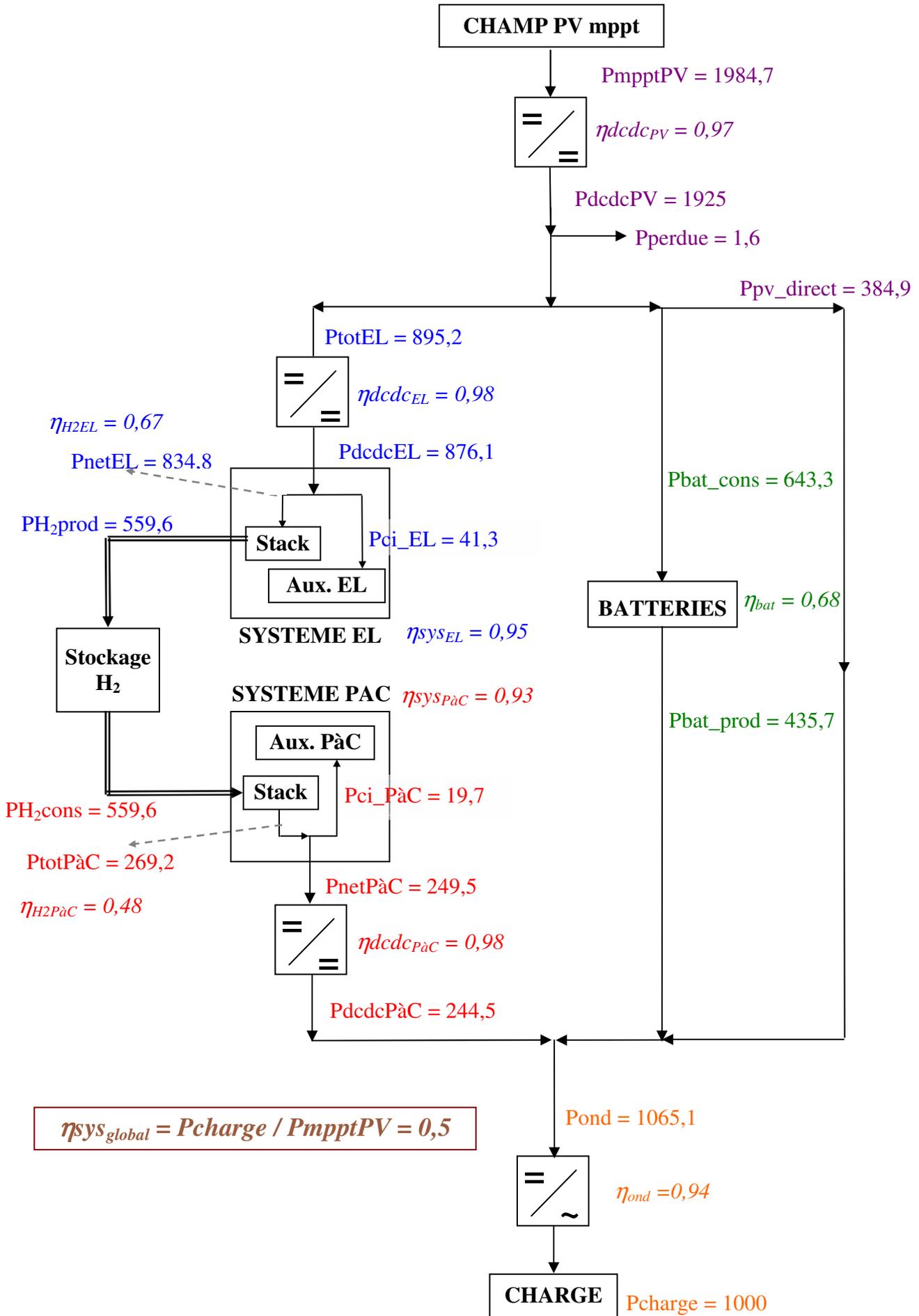


Figure VI-6 : diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé.

Champ PV	
P_{mpptPV}	Puissance du champ PV en sortie du convertisseur MPPT (Wmoyen)
$\eta_{dc/dc_{pv}}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du champ PV ($P_{dc/dc_{PV}} / P_{mpptPV}$)
$P_{dc/dc_{PV}}$	Puissance du champ PV en sortie du convertisseur DC/DC (Wmoyen)
P_{perdue}	Puissance du champ PV non utilisée (Wmoyen)
P_{pv_direct}	Puissance du champ PV directement fournie à l'utilisateur (Wmoyen)
Stockage BATTERIES	
P_{bat_cons}	Puissance stockée dans les batteries (Wmoyen)
η_{bat}	Rendement moyen du stockage batteries ($P_{bat_prod} / P_{bat_cons}$)
P_{bat_prod}	Puissance produite par les batteries (Wmoyen)
Système électrolyseur (EL)	
P_{totEL}	Puissance fournie au système EL (W)
$\eta_{dc/dc_{EL}}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du système EL ($P_{dc/dc_{EL}} / P_{totEL}$)
$P_{dc/dc_{EL}}$	Puissance totale du système EL en sortie du convertisseur DC/DC (Wmoyen)
P_{ci_EL}	Puissance consommée par les périphériques du système EL (Wmoyen)
$\eta_{sys_{EL}}$	Rendement moyen total du système EL ($P_{netEL} / P_{dc/dc_{EL}}$)
P_{netEL}	Puissance nette fournie au cœur de l'électrolyseur (Wmoyen) ($P_{dc/dc_{EL}} - P_{ci_EL}$)
η_{H_2EL}	Rendement moyen de conversion de l'électricité en H ₂ par rapport à son PCI ¹³ (P_{H_2prod} / P_{netEL})
P_{H_2prod}	Puissance produite par le cœur de l'électrolyseur en équivalent électrique (Wmoyen)
Système pile à combustible (PAC)	
$P_{dc/dc_{PàC}}$	Puissance du système PAC en sortie du convertisseur DC/DC (W)
$\eta_{dc/dc_{PàC}}$	Rendement moyen du convertisseur DC/DC du système PAC ($P_{dc/dc_{PàC}} / P_{netPàC}$)
$P_{netPàC}$	Puissance nette produite par le cœur de pile (Wmoyen) ($P_{totPàC} - P_{ci_PàC}$)
$P_{ci_PàC}$	Puissance consommée par les périphériques du système PAC (Wmoyen)
$\eta_{sys_{PàC}}$	Rendement moyen total du système PAC ($P_{netPàC} / P_{totPàC}$)
P_{H_2cons}	Puissance consommée par le cœur de pile en équivalent électrique (Wmoyen)
$P_{totPàC}$	Puissance totale produite par le cœur de pile (Wmoyen)
$\eta_{H_2PàC}$	Rendement moyen de conversion de l'H ₂ en électricité (par rapport au PCI de l'H ₂) ($P_{totPàC} / P_{H_2cons}$)
Charge	
P_{ond}	Puissance fournie en entrée de l'onduleur (Wmoyen) ($P_{dc/dc_{PàC}} + P_{pv_direct} + P_{bat_prod}$)
η_{ond}	Rendement moyen de l'onduleur (P_{charge} / P_{ond})
P_{charge}	Puissance fournie à l'utilisateur en sortie de l'onduleur (Wmoyen)
Système global	
$\eta_{sys_{global}}$	Rendement global du système (P_{charge} / P_{mpptPV})

Tableau VI-5 : variables utilisées dans le diagramme de répartition des puissances mises en jeu au sein du système pour le cas testé.

¹³ Le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) de l'hydrogène dans les conditions standards est de 67,16 Wh /mol ou 2,78 kWh / Nm³.

Le rendement global du système est donc de 0,5. La moitié de l'énergie produite par le champ PV (PmpptPV) est fournie à l'utilisateur final, le reste est perdu.

Les pertes sont dues à plusieurs raisons :

- on ne peut pas utiliser toute l'électricité produite par le champ (voir algorithme de gestion de l'énergie, § V.4.2.c) ; il y a donc une quantité perdue P_{perdue} . Cependant pour le cas détaillé ici, cette quantité reste très faible : $P_{perdue} = 1,6$ W moyen sur l'année ;
- l'électricité stockée au niveau des différents composants de stockage subit des pertes liées à sa conversion en énergie chimique ;
- les différents convertisseurs DC/DC ou DC/AC engendrent des pertes liées au transport du courant (pertes joules, etc.) et à sa conversion (perte par commutation, etc.).

Sur une année de fonctionnement, seulement 20 % de l'électricité produite par le champ PV est directement fournie à l'utilisateur (P_{pv_direct}). Cette quantité d'électricité ne subit que peu de pertes et doit donc être maximisée afin d'augmenter le rendement global du système.

L'énergie transitant par les composants de stockage subit des pertes importantes liées aux rendements de conversion des batteries, de l'électrolyseur et de la pile à combustible. Le tableau suivant présente pour chacun de ces composants, leur durée d'utilisation sur l'année, ainsi que leur rendement moyen de conversion.

	Durée d'utilisation (h)	Rendement moyen de conversion
Batteries	5637	0,68
Electrolyseur	1207	0,67
Pile à combustible	1993	0,48

Tableau VI-6 : durée d'utilisation et rendement de conversion des composants du stockage d'énergie.

Les rendements de conversion des composants électrolyseur et pile à combustible correspondent aux valeurs attendues lors de la mise en place de la gestion de ces deux composants.

Les batteries, quant à elles, ont un faible rendement par rapport aux valeurs habituellement rencontrées dans ce type d'utilisation (plutôt autour de 0,85). La Figure VI-7 illustre une période s'échelonnant entre les mois de mai et juillet, où les batteries subissent des utilisations répétées à un état de charge élevé, ce qui pénalise le rendement moyen du stockage batteries.

Enfin, on peut souligner dans le tableau ci-dessus, la faible durée d'utilisation des composants sur l'année de simulation. Les batteries sont utilisées les deux tiers de l'année, la pile à combustible environ 20 % du temps et l'électrolyseur moins de 14 %.

Les répercussions sur le coût de remplacement et de maintenance des composants de stockage seront vraisemblablement positives.

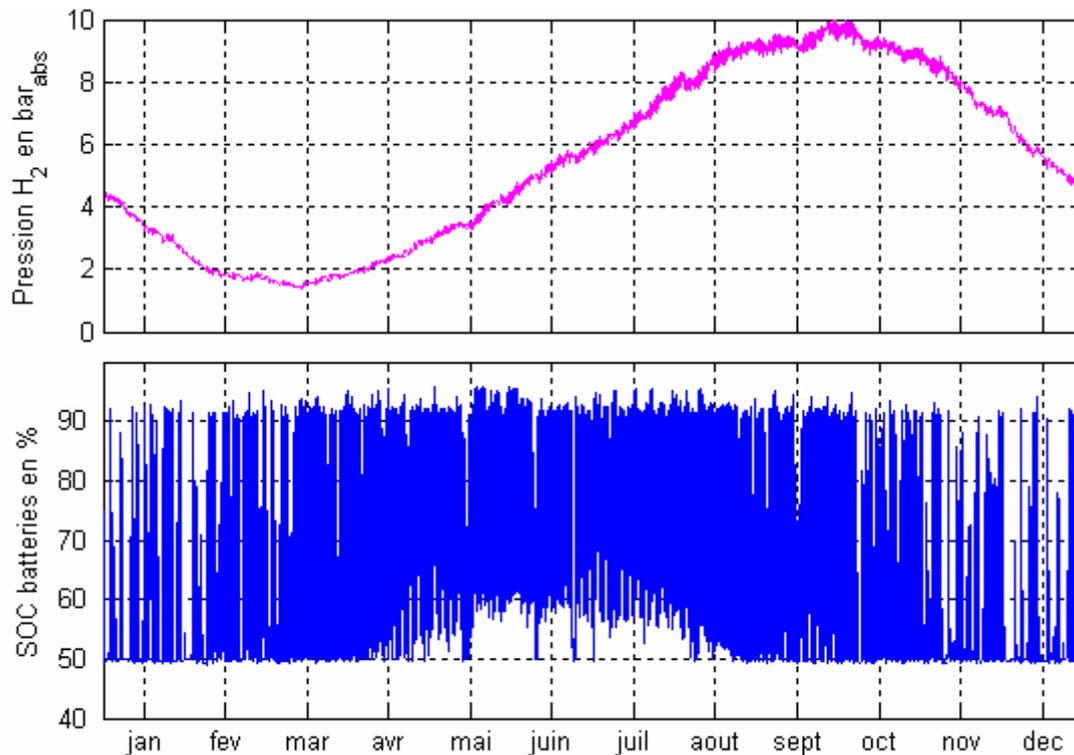


Figure VI-7 : évolution de la pression dans le réservoir d'H₂ et de l'état de charge des batteries sur un an de simulation.

La figure ci-dessus illustre l'évolution annuelle de la pression dans le réservoir d'hydrogène et de l'état de charge des batteries. On observe que, le stockage d'hydrogène se 'remplit' et se 'vide' graduellement sur l'année, sans cyclage. Il est bien utilisé de manière saisonnière. A l'inverse, le stockage batterie est cyclé quotidiennement tout au long de l'année. Ces sollicitations sont bien en accord avec les lois de gestion de l'énergie mises en place pour le système avec stockage hybride.

VI.3.5 Diagramme de répartition des différentes pertes dans le système

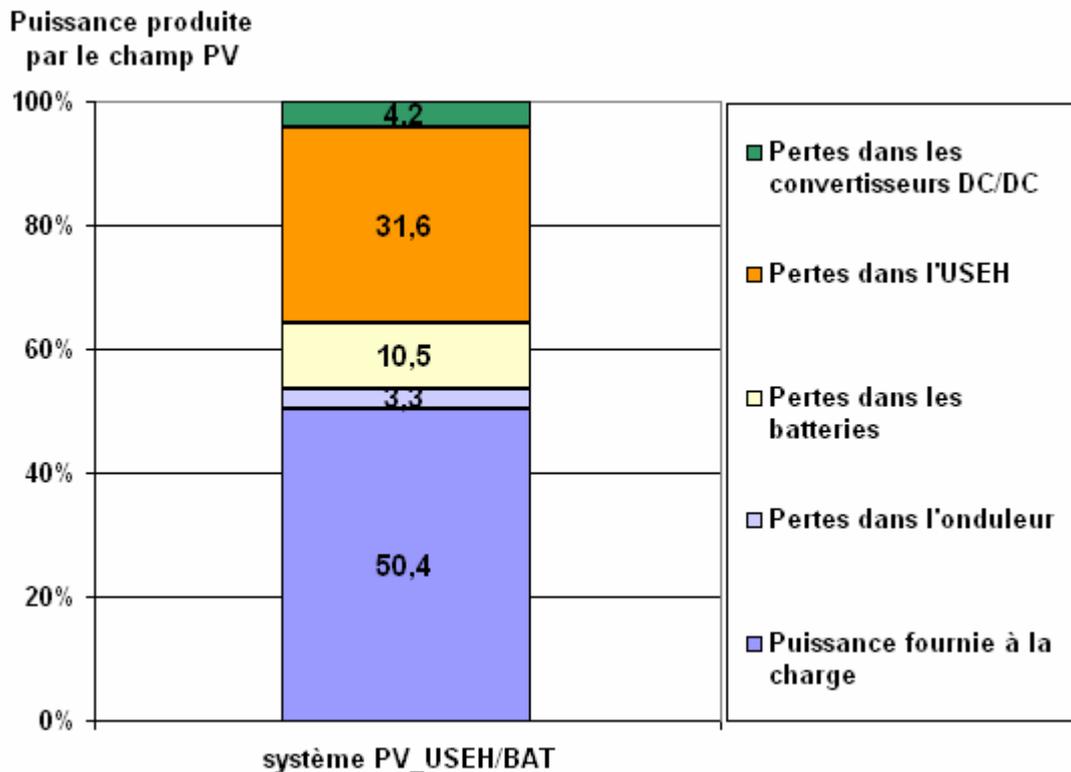


Figure VI-8 : répartition de la puissance électrique produite par le champ PV (1984,7 W en moyenne sur l'année).

La figure ci-dessus illustre les pertes occasionnées dans les différents composants du système. Environ 50 % de l'énergie produite par le champ PV alimente en définitive l'utilisateur final. Le reste est perdu soit dans les convertisseurs DC/DC et DC/AC (à hauteur de 7,5 % environ), soit dans les unités de stockage (environ 32 % dans l'USEH et 10,5 % dans les batteries).

VI.4 Résultats généraux en fonction des systèmes

Pour synthétiser l'ensemble des cas testés, on présente les résultats en fonction des coefficients de corrélation journalière et saisonnière, C_s et C_j .

VI.4.1 Le système PV_BATT pour les trois lieux testés

VI.4.1.a Les rendements énergétiques globaux

La Figure VI-9 présente les rendements globaux (voir équation VI-4, page 155), pour le système PV_BATT en fonction des coefficients C_j et C_s , pour les trois lieux testés. On observe de prime abord que les rendements sont très faibles en ce qui concerne la Norvège ($< 0,04$ sur l'ensemble des cas testés). Pour les deux autres localités, ils s'échelonnent entre 0,1 et 0,8. La plage de variation des rendements est plus importante en France qu'en Algérie.

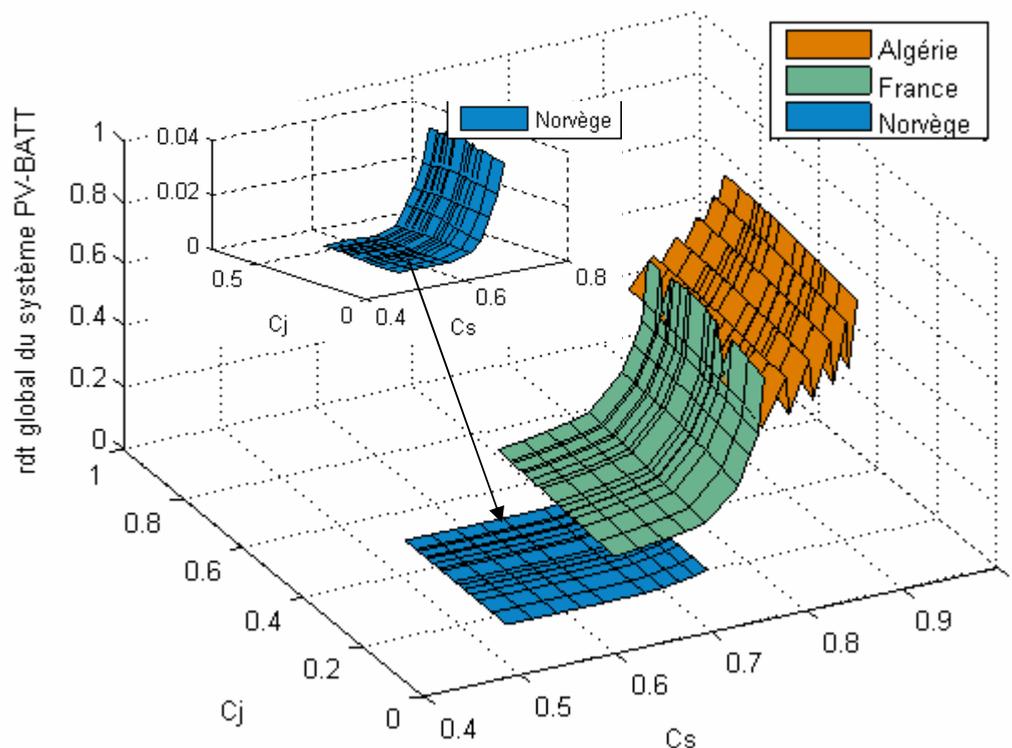


Figure VI-9 : rendement global du système PV_BATT dans les différents pays.

Les rendements très faibles du système PV_BATT en Norvège s'expliquent par la taille considérable du champ PV nécessaire à l'autonomie du système (voir Figure VI-10). On atteint pour ce pays, des dimensions invraisemblables pour un tel système.

L'intérêt d'utiliser des batteries comme moyen de stockage en Norvège est quasiment nul du point de vue énergétique, le rendement global du système PV_BATT étant, dans tous les cas testés, très faible.

En revanche, dans le cas de l'Algérie et de la France, les rendements peuvent atteindre des valeurs assez élevées comme l'indique le tableau suivant.

	Rendement min	Rendement max
Algérie	0,44	0,83
France	0,12	0,67

Tableau VI-7 : rendements minimums et maximums pour le système PV_BATT en Algérie et en France.

La figure ci-dessus met en évidence le faible impact du coefficient de corrélation journalière C_j sur le rendement du système PV_BATT. En revanche, on peut noter que plus le C_s est élevé, plus le rendement du système PV_BATT sera important. C'est d'ailleurs en Algérie, où les valeurs du C_s sont les plus importantes, que l'on obtient les meilleurs rendements.

Plus la latitude du lieu étudié diminue, moins l'effet saisonnier de la disponibilité de la ressource renouvelable est marqué. Ainsi, en Algérie, la disponibilité est relativement importante tout au long de l'année. L'utilisation d'un stockage journalier est donc justifiée, et ce, quelle que soit la charge testée.

En France, la tendance est moins nette, et l'impact de la charge est plus important. On peut donc atteindre des rendements élevés (0,7 au maximum) et de très faibles rendements (0,1 au minimum), lorsque le pic annuel de la consommation apparaît pendant les périodes de faible disponibilité de la ressource renouvelable (faible C_s).

VI.4.1.b Les dimensionnements du champ PV

On présente le dimensionnement du champ PV en terme de puissance crête installée $P_{crêtePV}$. La puissance crête du champ PV est la puissance mesurée à ces bornes dans des conditions standards de fonctionnement. Cette puissance est proportionnelle à la surface A_{PV} du champ PV. On rappelle l'expression du rendement global du système tel qu'il a été défini au paragraphe VI.2.1 :

$$\eta_{sysglobal} = \frac{\bar{P}_{charge}}{P_{PVpotentiel}}$$

Or $\bar{P}_{PVpotentiel}$ est proportionnel à l'irradiation solaire globale moyennée sur l'année et à la surface du champ PV, A_{PV} . La puissance crête du champ PV est donc inversement proportionnelle au rendement global du système.

La puissance moyenne de la charge étant constante (1 kW), plus le rendement est élevé, plus la puissance crête du champ PV est faible. Ainsi, les tendances relevées au niveau du rendement global du système se reporteront inversement sur la puissance crête du champ PV.

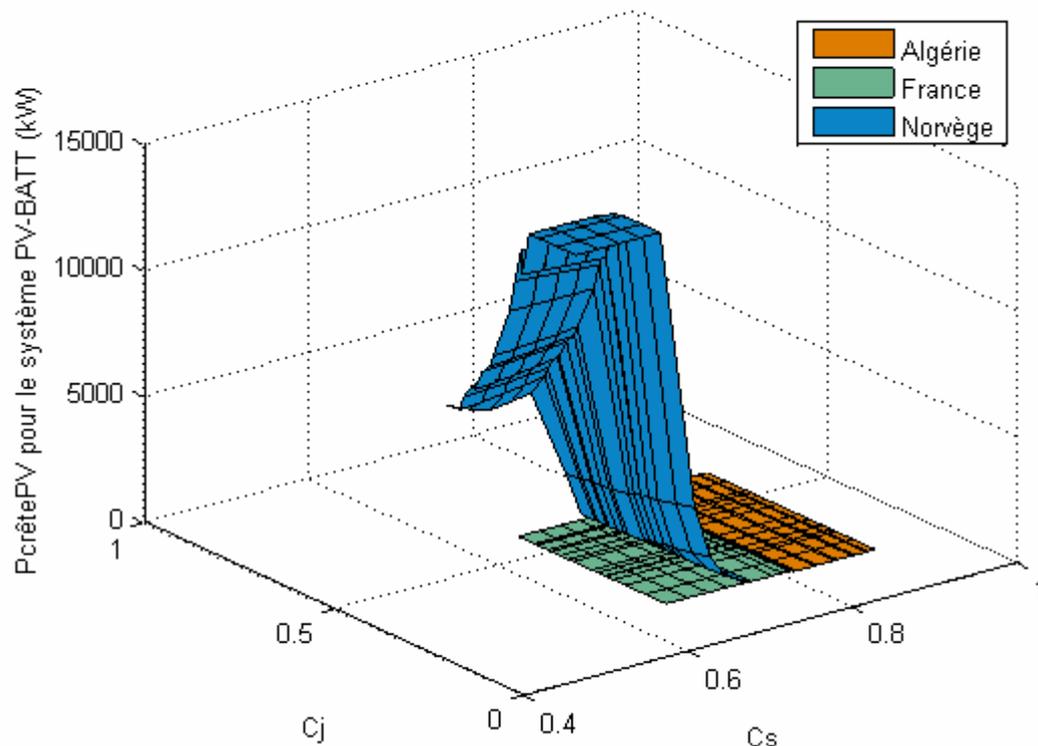


Figure VI-10 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_BATT en fonction des différents lieux.

En Norvège, la puissance crête minimale du champ PV à installer pour satisfaire au critère d'autonomie du système PV_BATT s'élève à 280 kW. La figure ci-dessus présente, en ce qui concerne la Norvège, une zone de saturation, correspondant à la borne maximale de l'intervalle de dichotomie de recherche de la puissance crête du champ PV optimale (fixée à 15 MW).

Dans le cadre de notre étude, ces résultats condamnent l'utilisation du système PV_BATT en Norvège. Les « faibles » valeurs du coefficient de corrélation saisonnier, comprises entre 0,5 et 0,75 (voir paragraphe VI.2.2.c), nous indiquaient déjà que le stockage saisonnier était à conseiller. On vérifie ici que l'utilisation d'un stockage journalier conduit à de très mauvaises performances des composants du système, un dimensionnement aberrant en ce qui concerne la puissance crête du champ PV et finalement un très faible rendement global du système (0,04 au maximum).

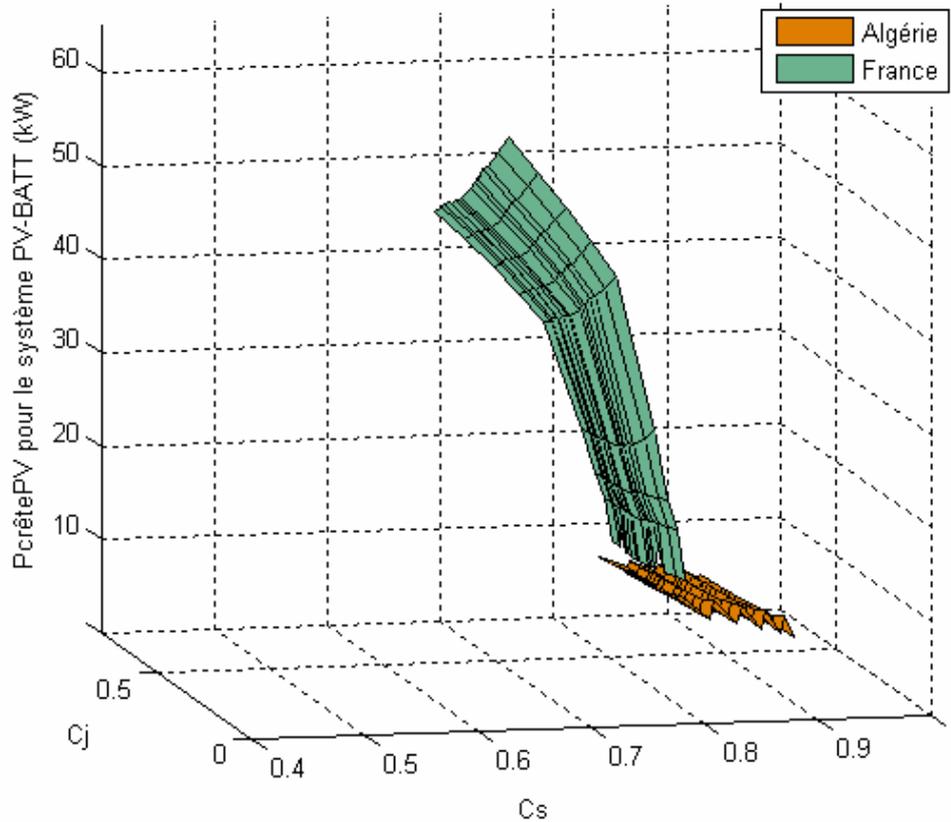


Figure VI-11 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_BATT en Algérie et France.

A l'inverse, en Algérie, les puissances crête du champ PV à installer pour assurer l'autonomie du système sur l'année sont raisonnables au vu de la puissance moyenne annuelle de la charge (1 kW).

	$P_{\text{crête PV min}}$ (kW)	$P_{\text{crête PV max}}$ (kW)
Algérie	5,7	11
France	11	60

Tableau VI-8 : puissances crête min et max du champ PV pour le système PV_BATT en Algérie et en France.

On note en France, une grande plage de variation de la puissance crête du champ PV en fonction des cas testés. La taille du champ PV est très sensible à la corrélation saisonnière entre la charge et l'ensoleillement, ce que nous indique la large plage de variation de $P_{\text{crêtePV}}$. L'évolution de la taille de ce champ pour les différents cas ne se fait pas comme en Algérie, ce qui justifie de tester différents lieux dans cette étude.

La comparaison avec les résultats obtenus pour le système PV_USEH pourra permettre de déterminer les cas favorables au stockage batteries.

VI.4.2 Le système PV_USEH pour les trois lieux testés

VI.4.2.a Les rendements énergétiques globaux

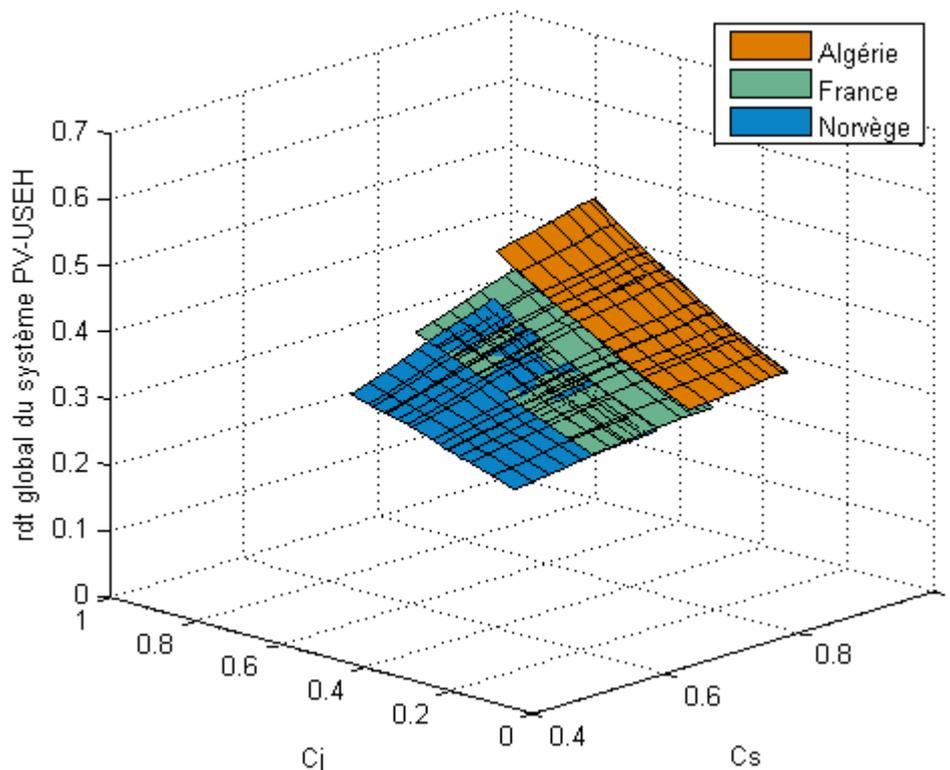


Figure VI-12 : rendement global du système PV_USEH dans les différents pays.

L'utilisation du stockage d'énergie via l'hydrogène (USEH) permet d'obtenir des rendements bien moins disparates que dans le cas du stockage batteries. Néanmoins, les meilleurs rendements obtenus sont généralement plus faibles que dans le cas de l'utilisation du stockage batteries.

	Rendement min	Rendement max
Algérie	0,32	0,51
France	0,29	0,46
Norvège	0,27	0,43

Tableau VI-9 : rendements minimums et maximums pour le système PV_USEH dans les trois lieux testés.

En outre, les résultats obtenus en Norvège en ce qui concerne le rendement global du système PV_USEH (et nous le verrons plus loin, la surface du champ PV) sont nettement supérieurs aux rendements obtenus dans le cas du système PV_BATT.

Il est intéressant de signaler que l'ensemble des résultats obtenus présentés dans la Figure VI-12 se situe approximativement dans un même plan. Le rendement du système global du système PV_USEH pourrait donc s'exprimer directement à partir des coefficients C_j et C_s , selon une relation linéaire. On peut déterminer trois coefficients a , b et c tels que :

$$\eta_{PV_USEH} = a \times C_j + b \times C_s + c \quad \text{équation VI-14}$$

Ainsi, pour un profil de consommation et d'ensoleillement donnés, le calcul des coefficients de corrélation journalier et saisonnier permettra de déterminer le rendement global du système lorsque l'USEH est utilisée comme moyen de stockage d'énergie.

VI.4.2.b Les dimensionnements du champ PV

Les résultats de dimensionnement en ce qui concerne le champ PV sont présentés dans la figure et le tableau suivants.

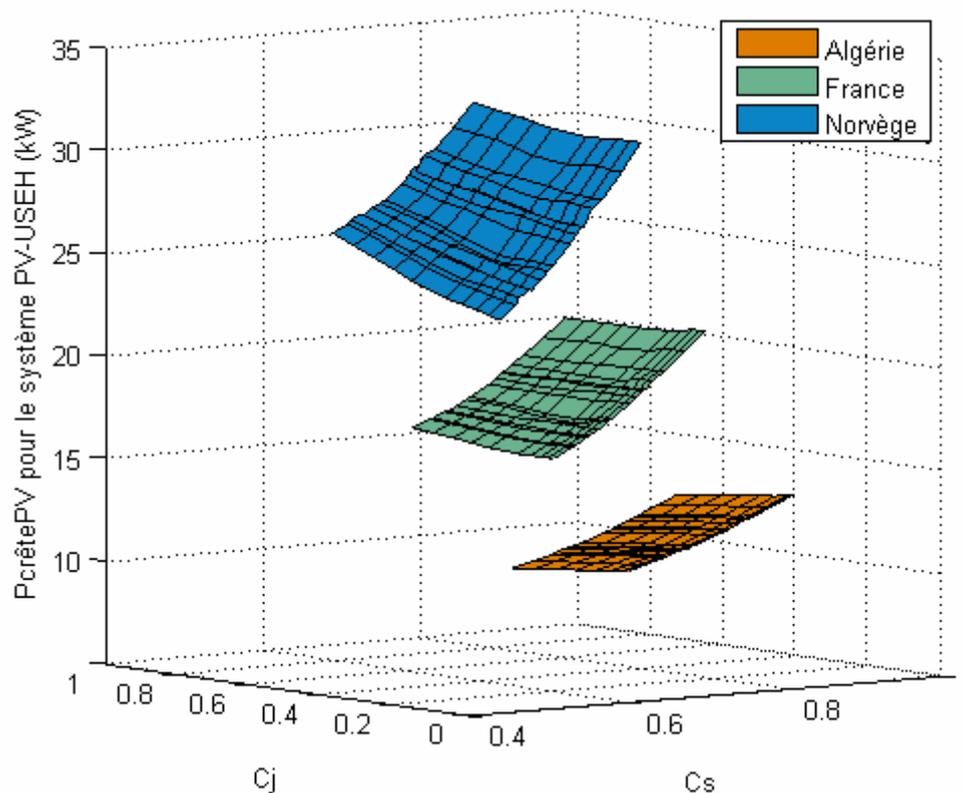


Figure VI-13 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_USEH dans les différents pays.

Les puissances crête du champ PV à installer pour assurer l'autonomie du système sur l'année sont résumées ci-après :

	P _{crête PV} min (kW)	P _{crête PV} max (kW)
Algérie	8,8	14,2
France	14,7	23,2
Norvège	21,8	34

Tableau VI-10 : puissances crête min et max du champ PV pour le système PV_USEH dans les trois lieux testés.

VI.4.2.c Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène

On rappelle que les volumes en question dans la figure et le tableau suivants correspondent au volume de l'enceinte de stockage de gaz, dans laquelle la pression varie de 1,3 à 10 bar relatifs. Il ne s'agit donc pas de la quantité d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système.

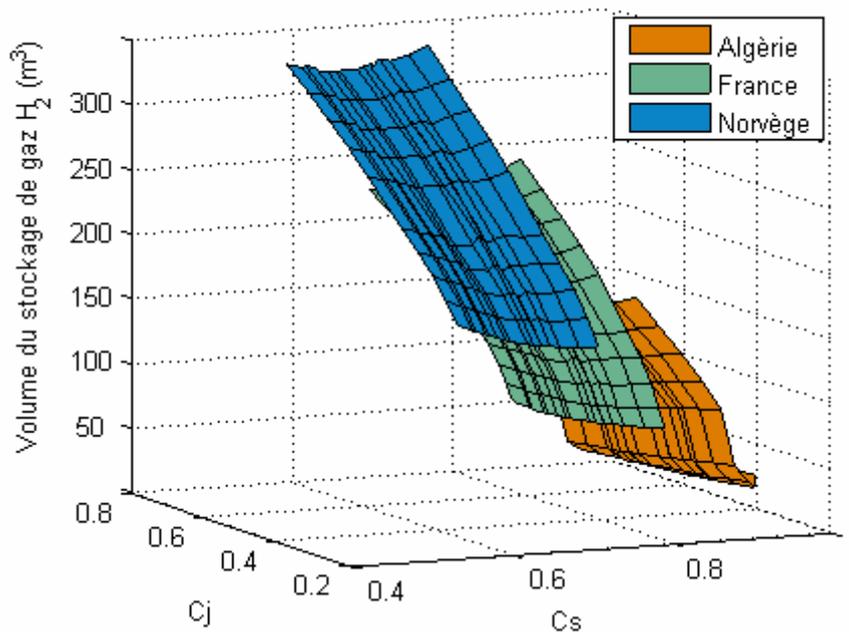


Figure VI-14 : volumes du stockage d'H₂ pour le système PV_USEH dans les différents pays.

	Vol. min (m ³)	Vol. max (m ³)
Algérie	25	198
France	70	314
Norvège	138	408

Tableau VI-11 : volume du stockage d'H₂ min et max pour le système PV_USEH dans les trois lieux testés.

La valeur maximale atteinte en Norvège est d'environ 400 m³. Elle s'explique par le fait que la plupart de la fourniture d'électricité est assurée par l'USEH. En effet, seuls 1900 kWh sur les 8760 kWh consommés annuellement par la charge seront directement fournis par le champ photovoltaïque.

Les volumes obtenus ici sont liés à la pression de fonctionnement de l'électrolyseur, qui est la pression maximale dans le stockage de gaz. Si la production d'hydrogène se faisait à plus haute pression, on pourrait réduire la taille du réservoir de gaz de manière conséquente.

On observe, ici encore, que plus le C_s est petit, plus le volume de stockage de gaz est important. Nous avons tracé dans la figure suivante les volumes obtenus pour des C_j particuliers.

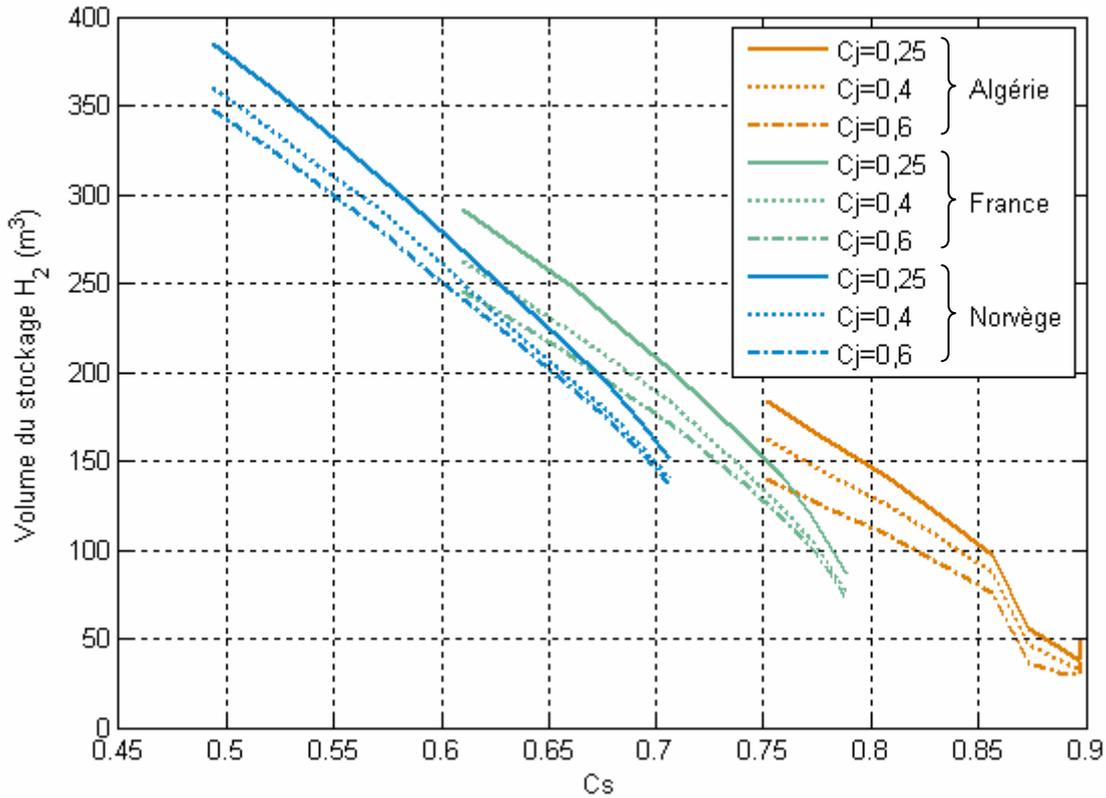


Figure VI-15 : vue en 2D de la Figure VI-14 pour des C_j particuliers.

Cette démarche permet de mettre en évidence la tendance linéaire qui existe entre le volume de stockage de gaz et le coefficient C_s . Pour chaque lieu, on peut déterminer deux coefficients d et e tels que :

$$V_{H_2} = d \times C_s + e \quad \text{équation VI-15}$$

Cette équation permettra de déterminer directement le volume du stockage de gaz nécessaire pour le système PV_USEH à partir du coefficient de corrélation saisonnier.

VI.4.3 Le système PV_USEH/BATT pour les trois lieux testés

VI.4.3.a Les rendements énergétiques globaux

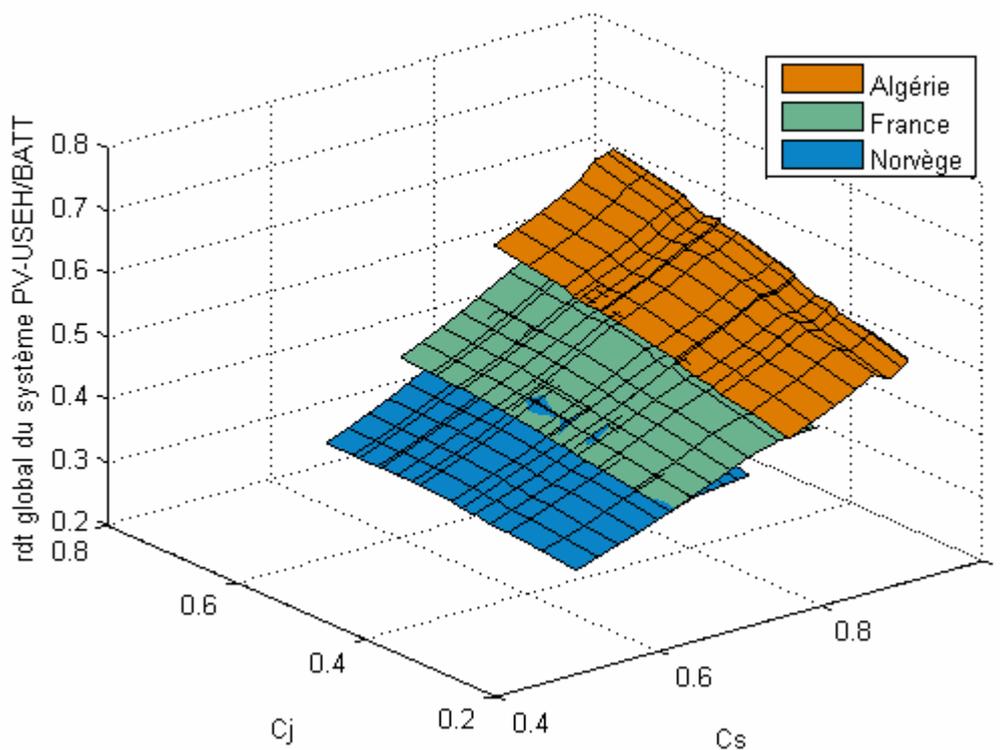


Figure VI-16 : rendement global du système PV_USEH/BATT dans les différents pays.

L'hybridation du stockage USEH permet d'obtenir de meilleurs résultats en terme de rendement global du système que l'utilisation de l'USEH seule. Les gains de l'hybridation seront présentés dans le paragraphe VI.5.

	Rendement min	Rendement max
Algérie	0,49	0,69
France	0,42	0,60
Norvège	0,37	0,53

Tableau VI-12 : rendements minimums et maximums pour le système PV_USEH/BATT dans les trois lieux testés.

Nous constatons ici encore que l'ensemble des rendements se situent tous dans un même plan. Le calcul du rendement du système PV_USEH/BATT pourra donc être simplement effectué à partir des coefficients C_j et C_s .

VI.4.3.b Les dimensionnements du champ PV

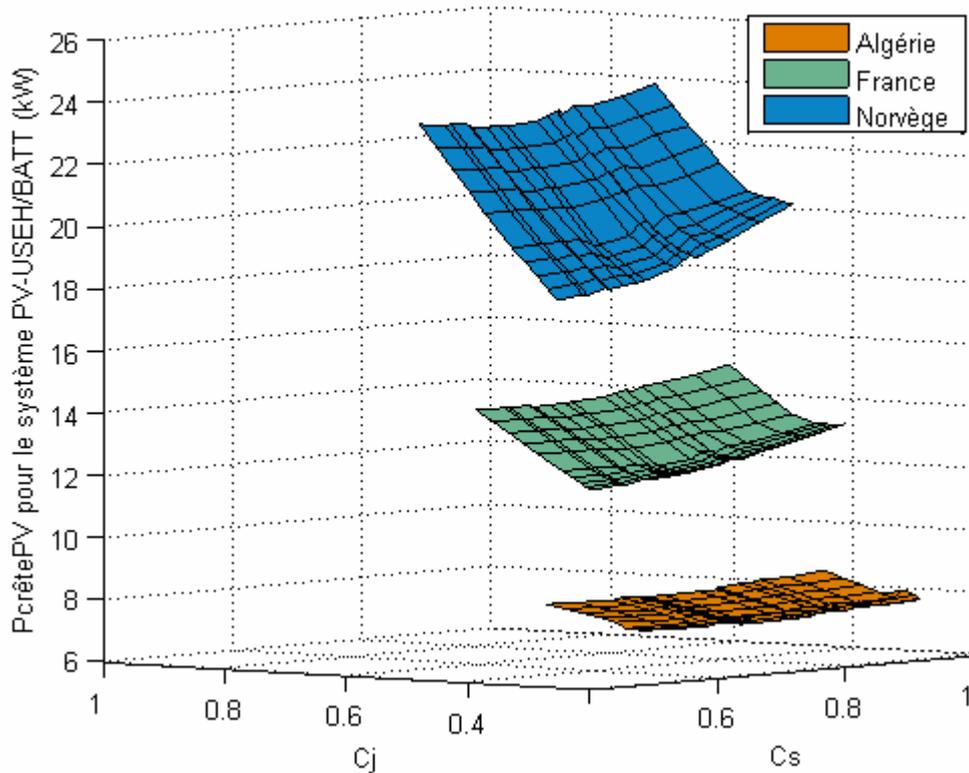


Figure VI-17 : puissance crête du champ PV installée pour le système PV_USEH/BATT dans les différents pays.

Les résultats en terme de dimensionnement du champ PV sont aussi améliorés par l'hybridation du stockage.

	$P_{\text{crête PV min (kW)}}$	$P_{\text{crête PV max (kW)}}$
Algérie	6,5	9,2
France	11,2	16
Norvège	17,5	25,3

Tableau VI-13 : puissances crête du champ PV min et max pour le système PV_USEH/BATT dans les trois lieux testés.

VI.4.3.c Les dimensionnements du volume de stockage d'hydrogène

La surface du champ ayant été réduite dans le système PV_USEH/BATT (voir paragraphe précédent) et compte-tenu de la présence de batteries dans le stockage, la quantité d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système sur l'année sera donc réduite. La figure et le tableau suivants le confirment.

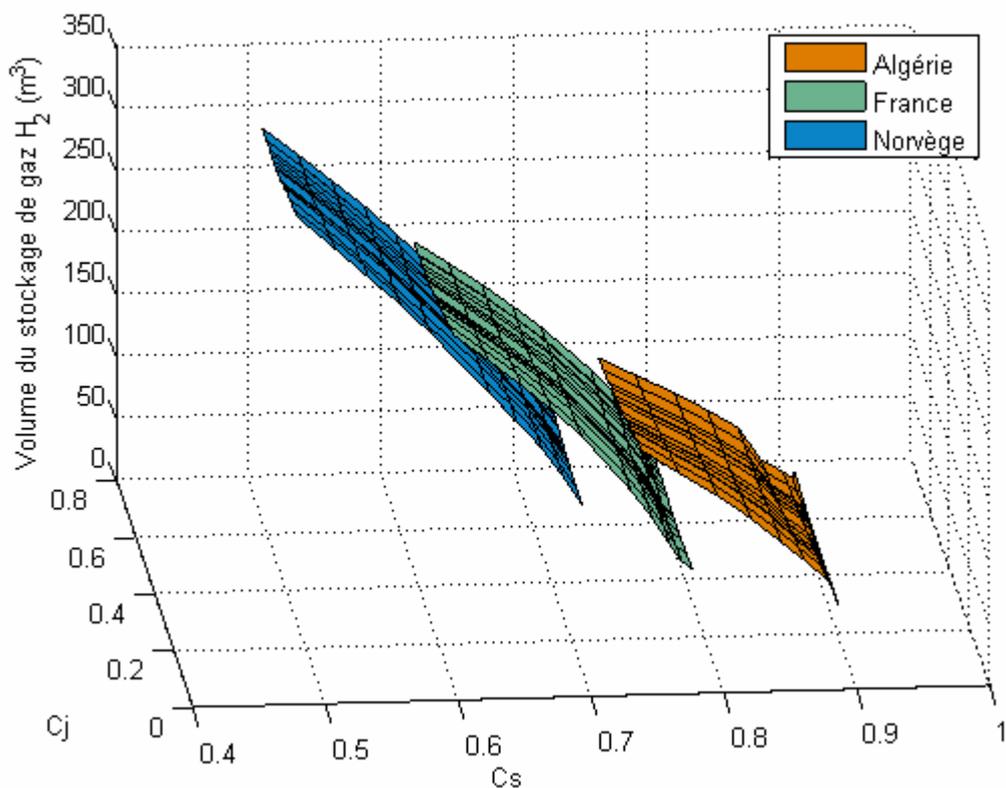


Figure VI-18 : volume du stockage d'H₂ pour le système PV_USEH/BATT dans les différents pays.

Comme dans le cas du système PV_USEH (voir page 179), on peut remarquer la linéarité qui existe entre le volume de stockage de gaz et le coefficient Cs, à Cj donné.

	Vol. min (m ³)	Vol. max (m ³)
Algérie	21	153
France	51	249
Norvège	110	347

Tableau VI-14 : volumes du stockage d'H₂ min et max pour le système PV_USEH/BATT dans les trois lieux testés.

VI.5 Comparaison des résultats en fonction des systèmes testés

La comparaison des résultats de simulation permettra de déterminer les bénéfices de l'utilisation d'un type de stockage par rapport aux autres. On peut exprimer les gains (en % par rapport à un système donné) en terme de performance ou de dimensionnement.

- ✓ Gain sur le rendement global du système entre le système *sys1* et le système *sys2* :

$$\text{Gain}_{\text{rdt}} = 100 \times \frac{\text{rdt}_{\text{sys2}} - \text{rdt}_{\text{sys1}}}{\text{rdt}_{\text{sys1}}} \quad \text{équation VI-16}$$

Un gain positif sur le rendement global du système correspondra à une augmentation du rendement en passant du système *sys2* au système *sys1*.

- ✓ Gain en puissance crête du champ PV :

$$\text{Gain}_{\text{PPV}} = 100 \times \frac{P_{\text{crêtePV}_{\text{sys1}}} - P_{\text{crêtePV}_{\text{sys2}}}}{P_{\text{crêtePV}_{\text{sys1}}}} \quad \text{équation VI-17}$$

Un gain positif sur la puissance crête du champ PV installée correspondra à une réduction de $P_{\text{crêtePV}}$ en passant du système *sys2* au système *sys1*.

- ✓ Gain en volume de stockage de gaz :

$$\text{Gain}_{\text{Vol}} = 100 \times \frac{V_{\text{ol}_{\text{sys1}}} - V_{\text{ol}_{\text{sys2}}}}{V_{\text{ol}_{\text{sys1}}}} \quad \text{équation VI-18}$$

Un gain positif sur le volume de stockage de gaz correspondra à une réduction de ce volume en passant du système *sys2* au système *sys1*.

VI.5.1 PV_BATT et PV_USEH

VI.5.1.a Les dimensionnements du champ PV

Nous avons vu précédemment qu'en Norvège l'utilisation des batteries était à éviter du fait du rendement extrêmement faible de ce système pour cette situation géographique. Aussi la comparaison entre les systèmes PV_BATT et PV_USEH ne sera faite que pour l'Algérie et la France.

La figure suivante présente le gain potentiel apporté par l'USEH par rapport aux batteries, sur le dimensionnement du champ PV (en terme de $P_{\text{crêtePV}}$ installée).

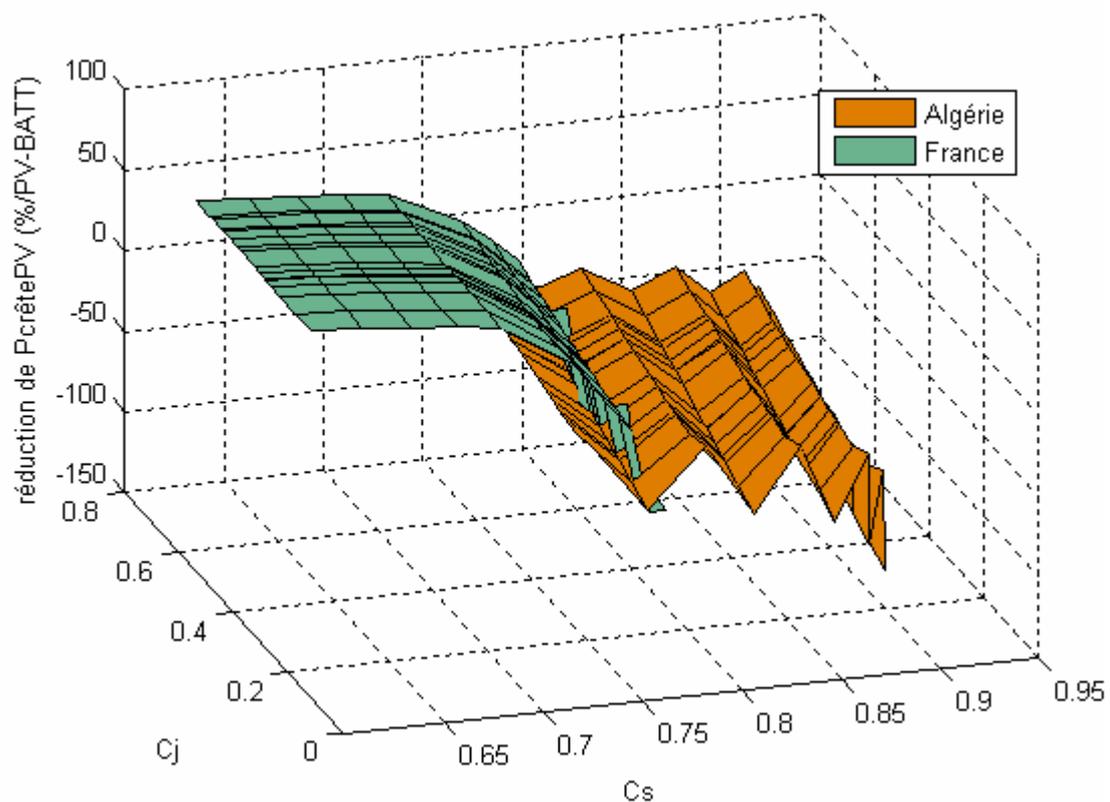


Figure VI-19 : gain de l'USEH par rapport aux Batteries en Algérie et en France sur la puissance crête du champ PV.

En Algérie, le gain de l'USEH par rapport aux batteries est toujours négatif. Nous pouvons donc affirmer que quels que soient les cas testés, le stockage batteries conduit toujours à la dimensionnement du champ photovoltaïque plus satisfaisant que si le stockage USEH est utilisé.

En France, le gain n'est pas toujours négatif. Il existe une valeur limite du C_s , en deçà de laquelle le gain sera positif. Pour ces cas, l'USEH permettra de réduire la puissance crête du champ PV.

Pour bien mettre en évidence cette tendance, on peut retracer la Figure VI-19 en deux dimensions, à C_j fixés. Nous constatons que la valeur limite du C_s est d'environ 0,77.

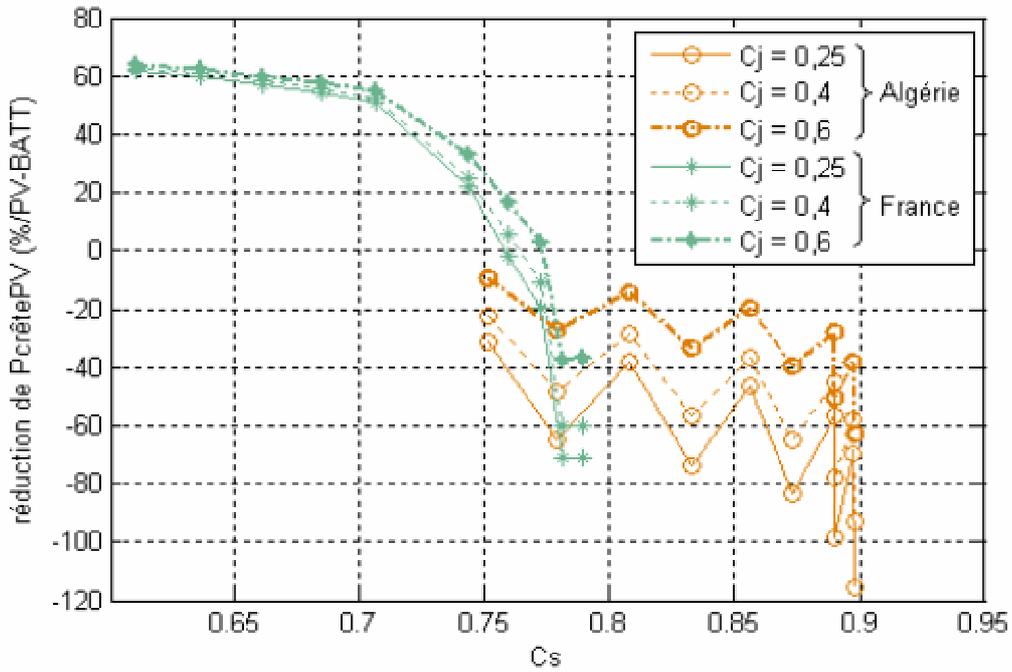


Figure VI-20 : vue en 2D de la Figure VI-19 pour quelques Cj.

VI.5.1.b Les rendements énergétiques globaux

Les tendances observées précédemment peuvent se transposer directement aux rendements globaux des systèmes, compte-tenu de la proportionnalité inverse entre le rendement et $P_{crêtePV}$ (voir paragraphe VI.4.1.b) et de l'expression des gains (voir paragraphe VI.5).

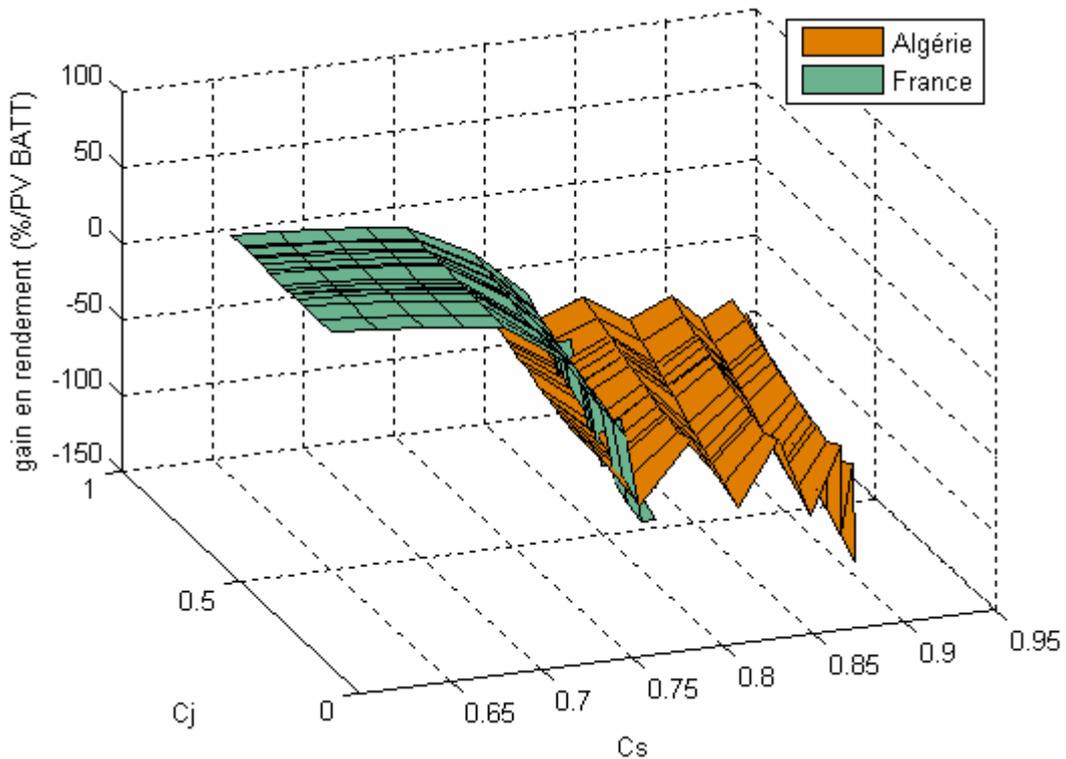


Figure VI-21 : gain de l'USEH par rapport aux Batteries en Algérie et en France sur le rendement global du système.

En Algérie, l'USEH ne conduit jamais à de meilleurs résultats que les batteries, les gains étant toujours négatifs. Les valeurs obtenues s'échelonnent entre -12 % et -93 %, le gain moyen étant de -60 %. Ainsi, même avec des progrès importants sur cette technologie, elle ne pourra jamais concurrencer le stockage batteries pour cette situation géographique.

En France, l'USEH peut concurrencer les batteries (quand le C_s est inférieur à 0,77), d'autant mieux que l'on améliorera la technologie (notamment pour obtenir des rendements de composant plus élevés). Les bons résultats de l'USEH seront accentués avec des faibles valeurs du C_s (c'est-à-dire, quand le pic de consommation de la charge se produit en hiver).

VI.5.2 PV_USEH et PV_USEH/BATT

On observe ici les gains apportés par l'hybridation du stockage USEH avec des batteries.

VI.5.2.a Les rendements énergétiques globaux

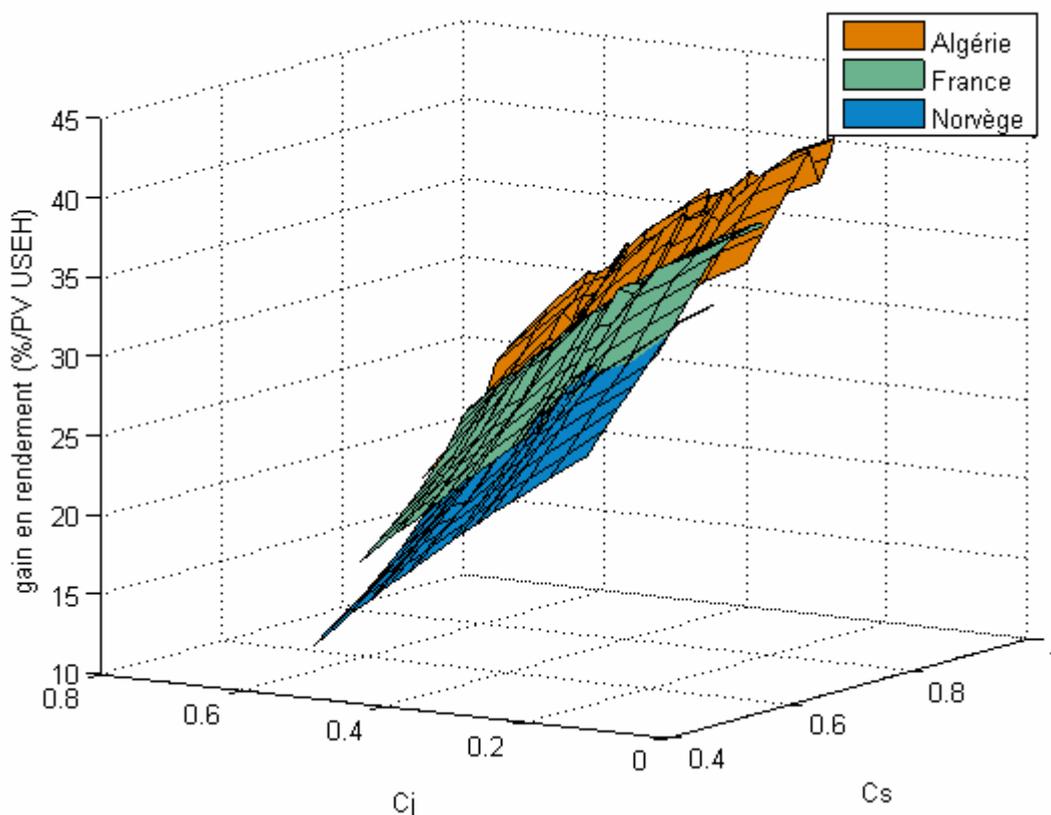


Figure VI-22 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur le rendement global du système pour les trois lieux évalués.

On note que les gains sont toujours positifs. L'hybridation du stockage conduit toujours à de meilleurs rendements du système complet que l'utilisation de l'USEH seule. Le tableau suivant résume les valeurs obtenues pour les différents lieux.

Gain sur le rendement système (en % / PV_USEH)	Algérie	France	Norvège
minimum	19,5	15,9	11,9
maximum	41,6	37,5	33,1
moyen	32,6	27,7	23,1

Tableau VI-15 : gain de l'hybridation sur le rendement pour les trois lieux testés.

L'hybridation du stockage USEH avec des batteries permet en moyenne d'augmenter le rendement du système complet de 23 % à 33 % de sa valeur initiale (c'est-à-dire quand l'USEH est utilisée comme seul moyen de stockage) selon les lieux considérés.

On peut exprimer les gains de l'hybridation au niveau du rendement du système en fonction des facteurs de corrélation journalier et saisonnier, puisqu'une nouvelle fois, tous les gains se situent dans un même plan. L'expression du gain de l'hybridation sur le rendement pourra donc être du type :

$$\text{Gain}(\eta_{\text{hybridation}}) = f \times C_j + g \times C_s + h \quad \text{équation VI-19}$$

Le coefficient f de l'équation VI-19 sera négatif, car à C_s donné, plus le C_j est faible, plus le gain est important. En effet, plus la corrélation journalière est faible, plus le stockage journalier est sollicité. Comme le rendement du stockage batteries est meilleur que celui de l'USEH, le rendement global du système PV_USEH/BATT est donc amélioré et le gain de l'hybridation est plus important.

A l'inverse, à C_j donné, le gain croît avec le C_s . Nous avons vu précédemment que plus le coefficient de corrélation saisonnier est élevé, moins l'utilisation de l'USEH est justifiée et donc plus le stockage journalier sera sollicité. Ceci participera à l'augmentation du rendement global du système et finalement à celle du gain de l'hybridation sur le rendement.

Le C_s est lié à la situation géographique des lieux considérés. Plus l'utilisateur est situé au sud, plus la latitude du lieu est faible et plus le C_s est important puisque la disponibilité de la ressource est plus importante quand on se rapproche de l'équateur. On peut tracer les valeurs des gains présentées dans le Tableau VI-15 en fonction de la latitude des sites évalués. Cette figure correspondrait à la Figure VI-22 à C_j donnés.

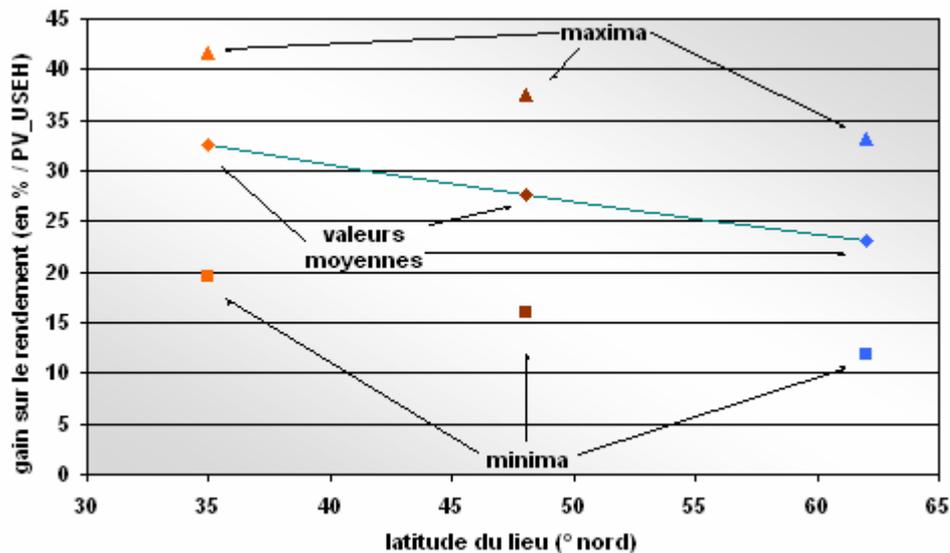


Figure VI-23 : gain de l'hybridation du stockage sur le rendement global en fonction de la latitude du lieu.

Cette figure présente une relation linéaire entre le gain de l'hybridation sur le rendement global du système et la latitude du lieu considéré. On observe que l'on perd 0,35 point sur le gain moyen par degré de latitude nord. On peut souligner que le gain ne s'annulera jamais, puisque s'il suit bien une loi linéaire, au pôle Nord (90° la. Nord), il devrait s'élever à environ 13 %.

Afin de généraliser ce résultat, il faudra tester d'autres lieux et vérifier que les gains obtenus se placent dans le même alignement que celui de la figure ci-dessus.

VI.5.2.b Les dimensionnements du champ PV

Les résultats obtenus en ce qui concerne les gains de l'hybridation du stockage sur les rendements du système sont identiques aux gains sur le dimensionnement du champ PV, pour les mêmes raisons qu'indiquées au paragraphe VI.5.1.b.

La figure ci-après présente les gains obtenus au niveau de la puissance crête du champ PV lorsqu'on hybride le stockage USEH avec des batteries. Les gains ne dépendent que des coefficients C_j et C_s puisqu'on retrouve une nouvelle fois tous les résultats dans un même plan. Les valeurs des gains sont identiques à celles présentées dans le Tableau VI-15.

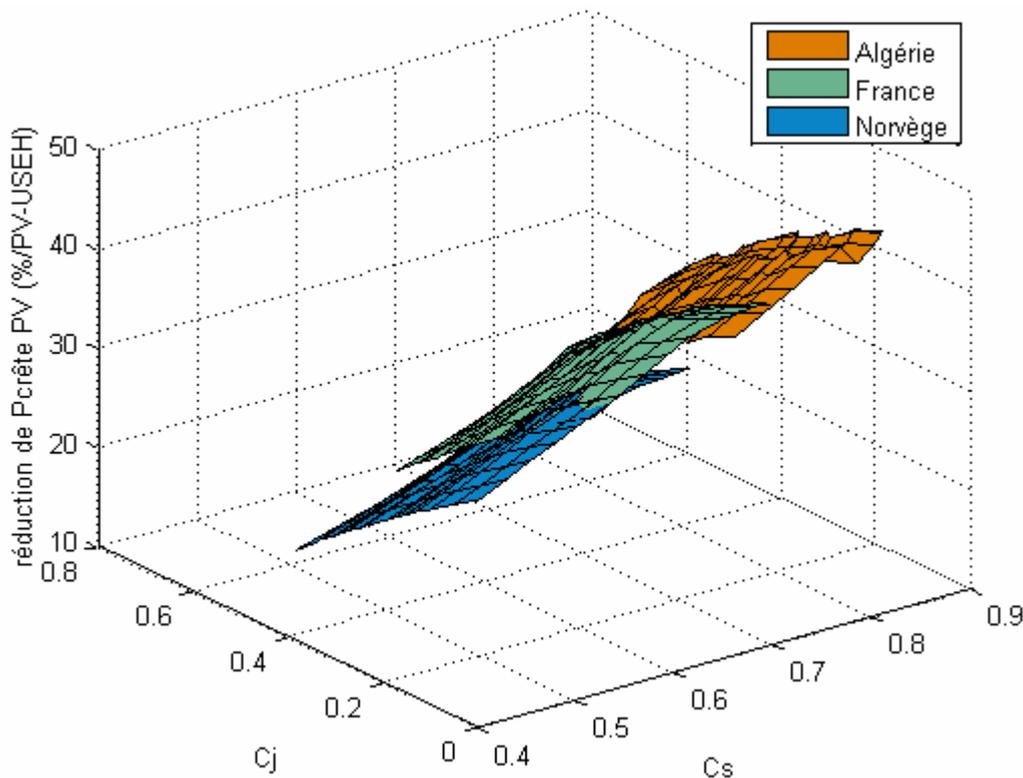


Figure VI-24 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur $P_{crêtePV}$ pour les différents lieux évalués.

VI.5.2.c Les volumes du stockage de gaz H2

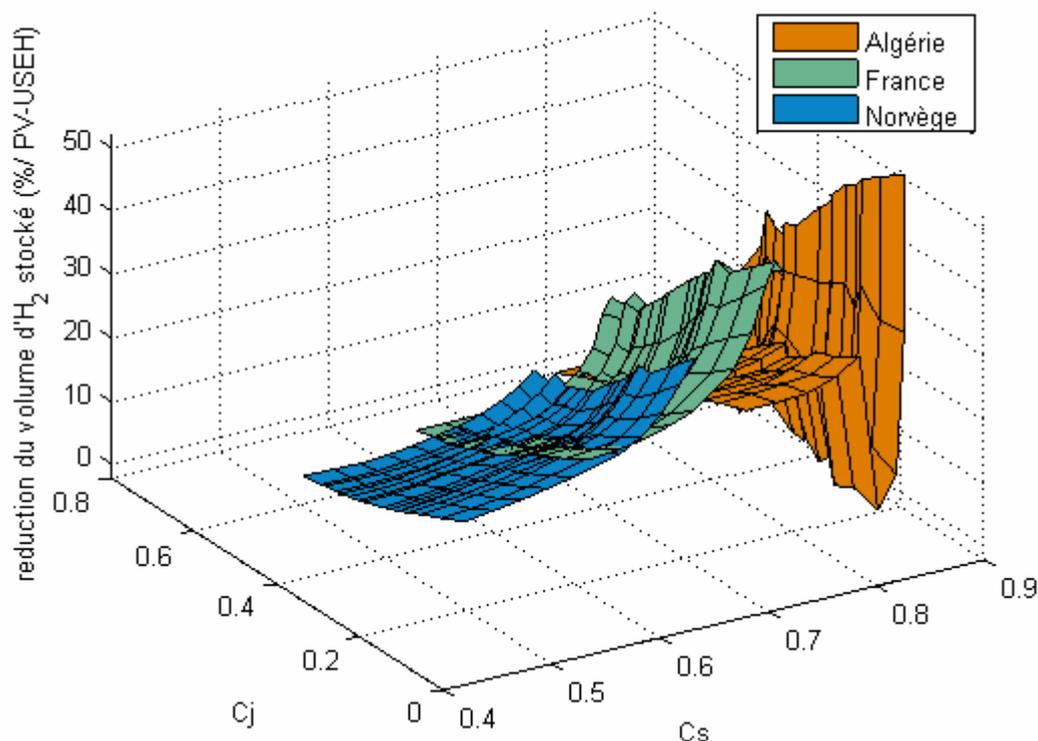


Figure VI-25 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur le volume du stockage de gaz pour les différents lieux évalués.

Les gains de l'hybridation du stockage sont aussi positifs en ce qui concerne le volume du stockage de gaz installé dans la plupart des cas testés. La réduction de ce volume peut atteindre en Algérie environ 51 % par rapport au volume installé dans le cas du stockage USEH seul.

Gain sur le volume du stockage de gaz (en % / PV_USEH)	Algérie	France	Norvège
minimum	-1,5	4,7	3,4
maximum	50,7	41,7	29,5
moyen	16,8	15,9	10,2

Tableau VI-16 : gain de l'hybridation sur le volume du stockage de gaz pour les trois lieux testés.

En revanche, il existe des cas en Algérie où l'on constate une augmentation du volume (le gain est donc négatif) jusqu'à 1,5 %, comme nous l'indique la figure suivante.

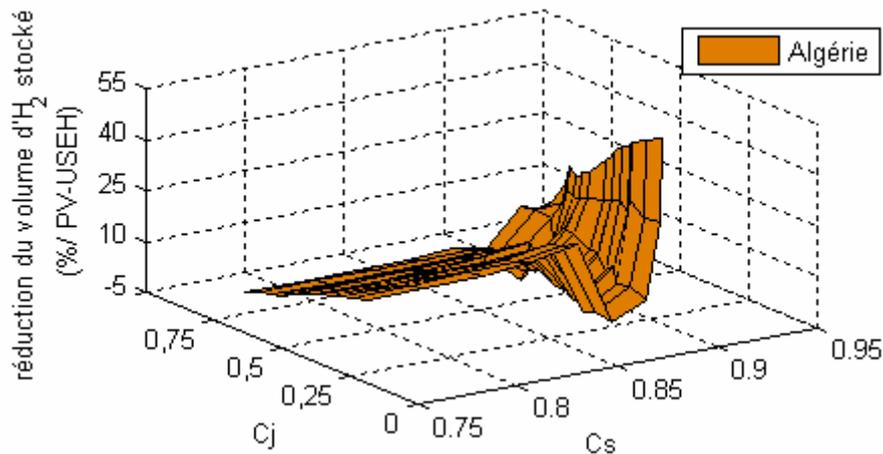


Figure VI-26 : gain de l'hybridation du stockage USEH sur le volume du stockage de gaz en Algérie.

L'analyse de ces résultats nous indique que, pour les cas dont il est question ici, la taille de l'électrolyseur n'est pas assez optimisée.

La forte production d'hydrogène pendant une période où le besoin n'est pas conséquent, contribue à l'augmentation de pression dans le réservoir qui atteint 10 bar. Le volume de stockage de gaz doit donc être augmenté pour éviter de dépasser la pression maximale admissible dans le réservoir. Ainsi, la réduction de la taille de l'électrolyseur (et donc du coefficient d'hybridation présenté au paragraphe V.5.1) conduira à une plus faible production d'hydrogène et donc à un plus faible volume du réservoir de stockage de gaz. Nous avons vérifié cette assertion et constaté que la réduction du volume de gaz se produisait aux dépens d'une légère augmentation de la puissance crête du champ PV.

Il existe donc des cas pour lesquels le dimensionnement des composants peut être amélioré. Nous rappelons que le coefficient d'hybridation de l'électrolyseur a été déterminé par une étude de sensibilité. Or l'optimisation d'une fonction de coût bien définie permettrait de correctement définir la valeur de ce coefficient. Ce travail pourra être effectué ultérieurement en complément de cette étude.

VI.6 Comparaison des systèmes simulés à des systèmes réels

Afin de confronter les principaux résultats de simulation des trois systèmes considérés dans cette étude à des données de systèmes réels, on peut utiliser les indices de performance définis au paragraphe VI.2.1. Les diagrammes présentés ci-après permettent de visualiser les résultats obtenus de manière générale et de les comparer à des performances de systèmes isolés hybrides PV/générateurs diesel, qui ont été étudiés dans le cadre du programme PVPS de l'Agence Internationale de l'Energie (IAE).

VI.6.1 Les ratios de performance et facteurs de production du champ PV pour les trois systèmes évalués

VI.6.1.a Le système PV_BATT

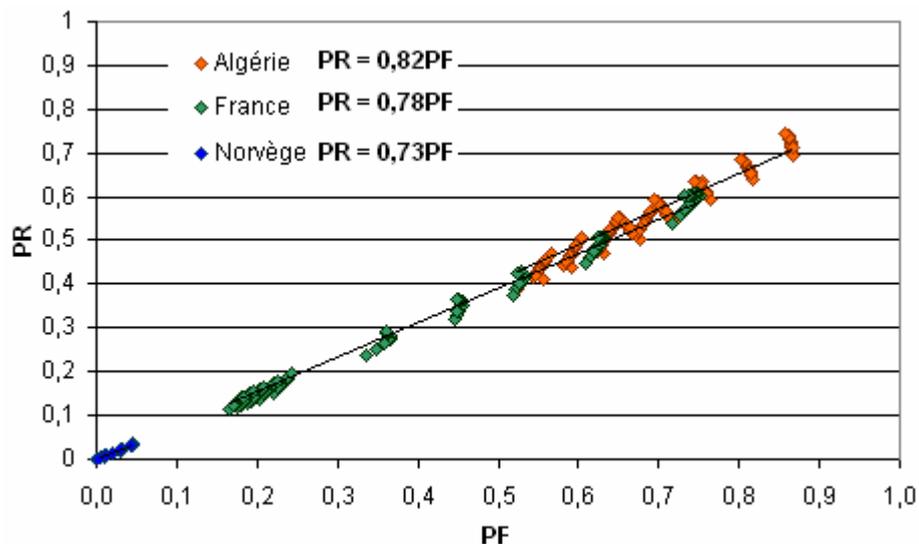


Figure VI-27 : PR en fonction de PF pour le système PV_BATT pour tous les lieux testés.

On observe dans la figure ci-dessus que les résultats balayent une large gamme des PF possibles obtenus après simulation du système PV_BATT avec un maximum de 0,87 atteint en Algérie. Plus la latitude du lieu testé est faible, plus le PF est important. Cette constatation est corroborée par les valeurs de l'énergie solaire annuelle qui diminuent quand la latitude augmente.

L'ensemble des ratios de performance est compris entre 0 et 0,74. Les faibles valeurs des PR et PF en Norvège nous confirment le surdimensionnement aberrant mais néanmoins nécessaire assurant l'autonomie du système PV_BATT pour cette situation géographique.

On peut souligner que les résultats sont situés aux voisinages de droites, dont les équations obtenues par régression linéaire sont inscrites en légende. Le coefficient directeur (équivalent au rapport PR/PF) est caractéristique du bon fonctionnement et du bon dimensionnement du système PV_BATT pour les lieux testés. Il est, en moyenne, proche des valeurs obtenues pour des systèmes PV hybrides conventionnels (avec groupe électrogène), présentées dans le document de thèse de C Camez [VI-4]. Les valeurs calculées à partir de résultats de mesures

faites sur 19 systèmes hybrides sont proches de 0,89. Les valeurs que nous avons obtenues à partir de nos résultats de simulation sont comprises entre 0,73 et 0,82.

VI.6.1.b Le système PV_USEH

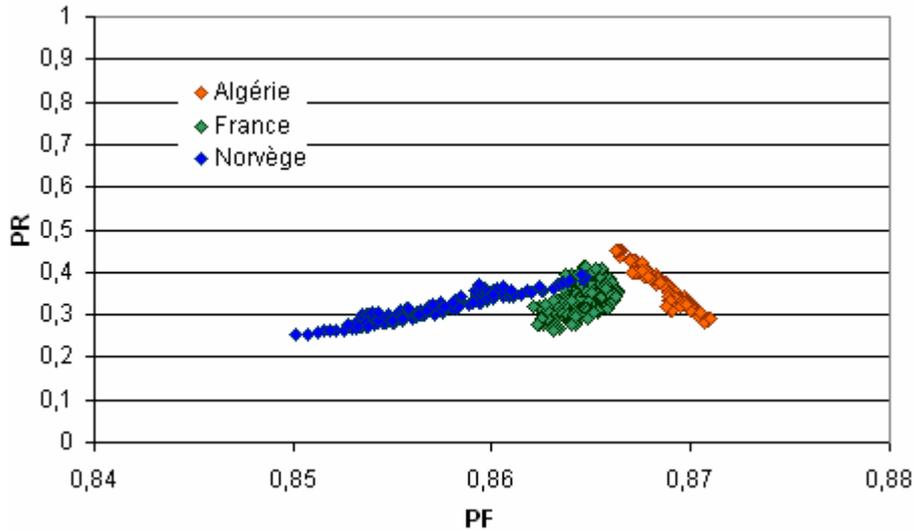


Figure VI-28 : PR en fonction de PF pour le système PV_USEH pour tous les lieux testés.

Les résultats obtenus en ce qui concerne le système PV_USEH révèlent un resserrement des valeurs de PF, comprises entre environ 0,85 et 0,87. Le caractère saisonnier de l'USEH permet en effet de maximiser l'utilisation de l'énergie produite par le champ PV et donc d'obtenir un PF très élevé. Mais l'impact de l'USEH sur le PR reste néfaste puisque les valeurs obtenues sont limitées à 0,45 avec un minimum de 0,25. Le principal argument que nous pouvons avancer pour expliquer les faibles valeurs du PR repose sur le plus faible rendement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie via l'hydrogène, en comparaison avec des batteries.

VI.6.1.c Le système PV_USEH/BATT

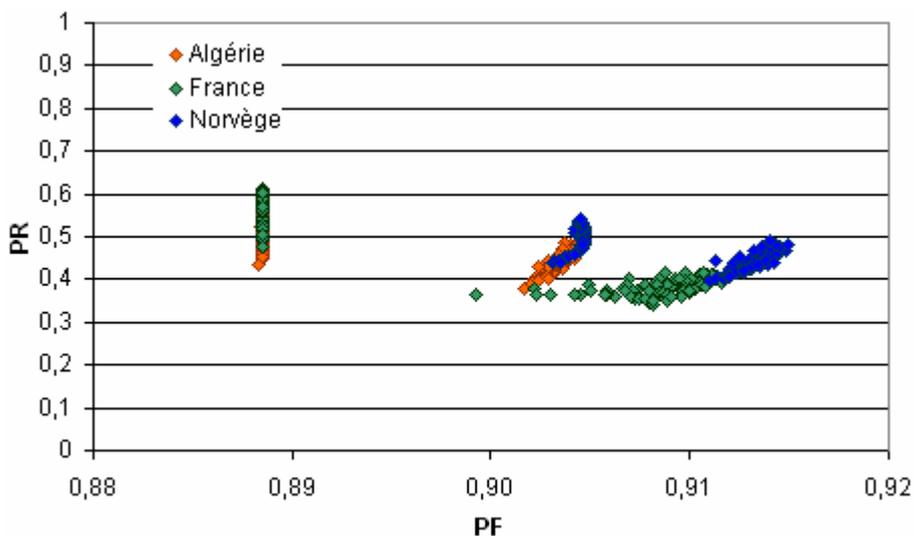


Figure VI-29 : PR en fonction de PF pour le système PV_USEH/BATT pour tous les lieux testés.

L'hybridation du stockage impacte positivement sur les deux indices de performance, comme le montre la Figure VI-29. Les valeurs du ratio de performance PR sont en effet plus importantes que dans le cas où l'USEH est utilisée comme seul moyen de stockage. Elles sont comprises entre 0,34 et 0,61.

Le facteur de production PF est compris entre 0,89 et 0,91, pour l'ensemble des cas testés. Le gisement solaire est donc exploité dans sa quasi-intégralité.

VI.6.2 Confrontation à des systèmes réels

Pour clore la présentation des résultats, on présente dans la figure suivante l'ensemble des indices de performance PR et PF obtenus pour les trois systèmes évalués.

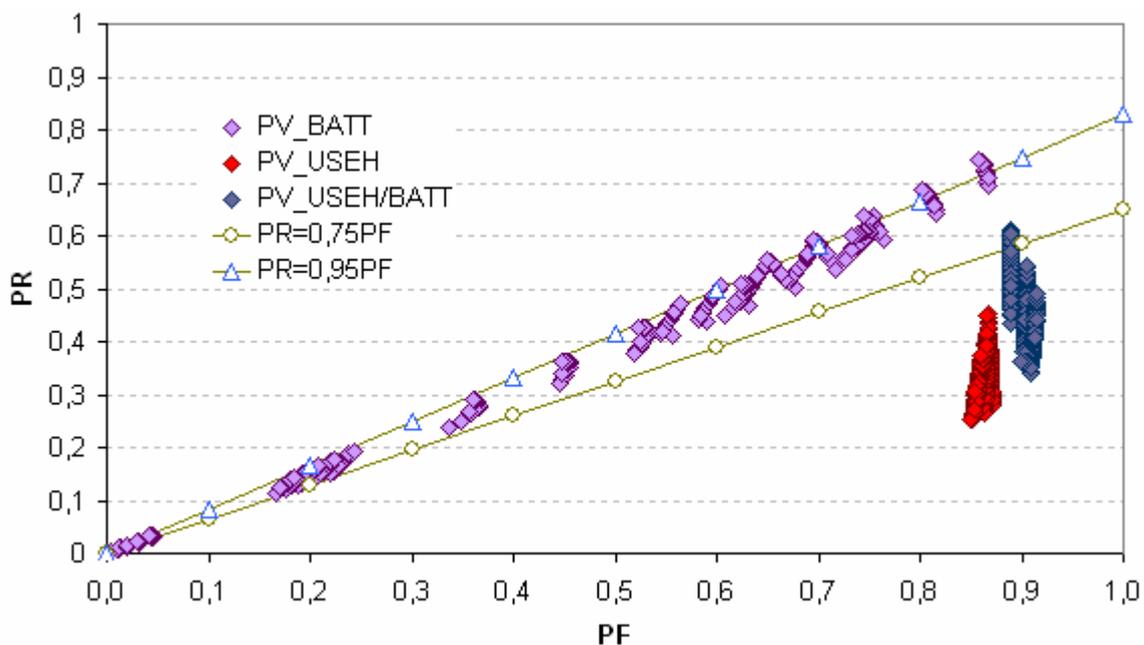


Figure VI-30 : PR en fonction de PF pour le système PV_USEH/BATT pour tous les lieux testés.

L'étude des systèmes isolés PV/hybrides réels dans le cadre du programme IEA-PVPS a révélé une corrélation linéaire entre le PR et le PF [VI-3]. Tous les résultats sont compris entre deux extrêmes, matérialisés par les deux droites présentées sur la figure ci-dessus : $PR=0,75PF$ et $PR = 0,95PF$.

On observe que les résultats obtenus pour le système PV_BATT sont en accord avec cette tendance. Ce constat témoigne de la qualité du simulateur élaboré dans cette étude.

En ce qui concerne les systèmes PV_USEH et PV_USEH/BATT, la majorité des résultats ne s'inscrivent pas dans la tendance énoncée précédemment. Nous avons déjà avancé une explication quant aux faibles valeurs des PR généralement obtenues. A titre indicatif, la moyenne des rapports PR/PF est de 0,39 pour le système PV_USEH, et 0,52 pour le système PV_USEH/BATT. Le facteur de production PF étant généralement très élevé pour les deux systèmes, on peut conclure que les batteries influent positivement et notablement sur les performances du système, permettant un gain d'environ 30 % sur le PR.

VI.7 Etude économique de cas

Afin de confronter le lecteur à la réalité du monde économique, nous proposons dans ce paragraphe de détailler les coûts des systèmes pour deux cas différents ; l'un étant favorable au stockage batteries, l'autre étant favorable à l'USEH.

Il ne s'agit pas ici de faire une étude économique détaillée sur le système de stockage via l'hydrogène, mais de donner un ordre de grandeur du coût des systèmes considérés. La plupart des technologies de l'USEH ne sont pas encore commercialement disponibles ou alors en petites séries, dans un secteur qui n'est pas encore concurrentiel. Aussi, les coûts pratiqués ne sont pas encore représentatifs d'un marché existant. L'intérêt de faire une étude économique détaillée est donc limité.

VI.7.1 Les hypothèses de coût des composants

Les calculs économiques concernent le coût total d'un système sur un horizon économique de 20 ans. Ce coût comprend le coût d'investissement initial (CII), le coût d'opération et maintenance et le coût de remplacement des composants sur la période considérée. Les coûts indiqués sont en euros courants. Les taux d'inflations et d'intérêts n'ont pas été pris en compte.

Nous présentons tout d'abord les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs [VI-6].

Composant	PV	Batteries Pb-acide	Electrolyseur	PàC	Stockage H ₂ : (@ 20 bar jusqu'à 600 Nm ³)
Coût d'Investissement Initial (CII)	6 €/Wc	150 €/kWh	8 €/W	5 €/W	35 €/Nm ³
Durée de vie	20 ans	5 ans	10 ans	0,5 an	5 ans
Coûts Opération et Maintenance (en % du CII)	1	1	2	2,5	0,5

Tableau VI-17 : hypothèses de coûts des composants des systèmes.

VI.7.2 Présentation des cas

Nous avons évalué les coûts des trois systèmes PV_BATT, PV_USEH et PV_USEH/BATT pour deux profils de charge, en France, dont les coefficients de corrélation saisonnier et journalier sont résumés dans le tableau suivant.

Cas	Cj	Cs
Favorable aux batteries	0,35	0,81
Favorable à l'USEH	0,53	0,73

Tableau VI-18 : coefficients de corrélation des profils de charge testés pour l'évaluation économique.

On précise ici que le déphasage annuel du cas favorable aux batteries correspond à une consommation plus importante l'été, période de forte disponibilité de la ressource renouvelable. Le C_s étant de 0,81, l'utilisation d'un stockage journalier conduira à de meilleurs résultats que l'utilisation de l'USEH, comme énoncé au paragraphe VI.5.1.

Les deux tableaux suivants résument les résultats obtenus en terme de dimensionnement des composants des systèmes et de leur performance pour les deux cas testés.

✓ Cas favorable aux batteries :

	PcrêtePV (kW)	Qbatnom (kWh)	Pnomel (kW)	Pnomfc (kW)	Vol. H ₂ (m ³)	Rendement global	Durée de fonctionnement sur l'année (heures)		
							Batteries	Electrolyseur	PàC
PV_BATT	11,4	156	/	/	/	0,65	8747	/	/
PV_USEH	18,7	/	18,7	2	78,6	0,36	/	2376	5316
PV_USEH /BATT	12,5	26,3	10	2	52,4	0,54	5960	1056	1794

Tableau VI-19 : résultats de dimensionnement et de performance des composants du cas favorable aux batteries.

✓ Cas favorable à l'USEH :

	PcrêtePV (kW)	Qbatnom (kWh)	Pnomel (kW)	Pnomfc (kW)	Vol. H ₂ (m ³)	Rendement global	Durée de fonctionnement sur l'année (heures)		
							Batteries	Electrolyseur	PàC
PV_BATT	38,9	125	/	/	/	0,19	8004	/	/
PV_USEH	16,5	/	16,5	2,1	190	0,41	/	2174	5648
PV_USEH /BATT	13	18	10,4	2,1	174	0,52	5316	1320	2131

Tableau VI-20 : résultats de dimensionnement et de performance des composants du cas favorable à l'USEH.

VI.7.3 Résultats des calculs de coûts

Système	Coût global des systèmes (k€)
PV_BATT	165
PV_USEH	643
PV_USEH/BATT	339

Tableau VI-21 : coût total des systèmes pour les cas testés pour le cas favorable aux batteries.

Dans le tableau ci-dessus, on observe que le coût total du système qui utilise des batteries comme moyen de stockage d'énergie est bien moins important que celui du système utilisant l'USEH (hybridée ou non). L'hybridation du stockage permet tout de même de diviser par 2 le coût du système PV_USEH. Le cas favorable aux batteries du point de vue technique, l'est aussi du point de vue économique.

Système	Coût global des systèmes (k€)
PV_BATT	305
PV_USEH	802
PV_USEH/BATT	537

Tableau VI-22 : coût total des systèmes pour les cas testés pour le cas favorable à l'USEH.

Ici encore, le coût total du système PV_BATT est moins élevé que les systèmes PV_USEH et PV_USEH/BATT. Bien que l'utilisation de l'USEH conduise dans ce cas à de meilleures performances du système global, elle ne permet pas de réduire le coût du système global. En revanche, l'hybridation de l'USEH conduit une nouvelle fois à réduire le coût du système. On peut souligner que d'après les dimensions des composants présentées dans le Tableau VI-20, on assiste à une réduction importante de $P_{\text{crêtePV}}$ en passant du système PV_BATT au système PV_USEH (et au système PV_USEH/BATT). Or cette réduction se fait aux dépens de l'ajout d'un stockage de gaz dont la taille est ici très importante. C'est principalement ce composant qui vient pénaliser le coût des systèmes utilisant l'USEH.

Nous rappelons que cette étude économique réduite à deux cas particuliers nous donne des indications sur les coûts des systèmes, qu'il serait usurpé de généraliser à l'ensemble des cas que nous avons testés dans cette étude.

Tant que les technologies de stockage d'énergie via l'hydrogène ne verront pas de progrès commercial conséquent, leur coût restera très élevé comparé au coût des batteries et donc prohibitif en terme économique. Les arguments favorables à l'essor de ces technologies ne se situent donc pas au niveau financier. On peut néanmoins s'attendre à des réductions de coûts à moyen terme associées au développement de ces technologies. Seules les évolutions du marché et du contexte énergétique nous permettront de statuer sur la viabilité économique de ce moyen de stockage d'énergie.

VI.8 Conclusion

On peut résumer les tendances observées dans ce chapitre en fonction des lieux évalués.

En Norvège, le coefficient de corrélation saisonnier compris entre 0,5 et 0,75 ne permet pas de recommander l'utilisation de batteries comme moyen de stockage d'énergie. L'utilisation de l'USEH conduit toujours à de meilleurs résultats en terme de performances et de dimensionnement des composants.

En Algérie, c'est le cas inverse. Les fortes valeurs du coefficient de corrélation saisonnier ne justifient pas l'utilisation de l'USEH comme moyen de stockage d'énergie. Les batteries seront donc systématiquement préconisées.

Enfin la France représente le cas intermédiaire. Il existe des cas où l'utilisation des batteries conduit à de meilleurs résultats que celle de l'USEH (quand $C_s > 0,77$), et inversement quand $C_s < 0,77$. La valeur du coefficient C_s permettra de décider rapidement et avec fiabilité quel type de stockage utiliser pour le cas considéré.

Dans le cas du système PV_USEH, on rappelle que l'ensemble des résultats concernant le rendement global du système et le volume de stockage de gaz sont compris dans un plan fonction des coefficients C_j et C_s . Ils peuvent donc s'exprimer à l'aide d'une relation linéaire en fonction des coefficients de corrélation saisonnière et journalière.

L'hybridation de l'USEH avec des batteries conduit toujours à de meilleurs résultats que l'utilisation de l'USEH seule, en terme de dimensionnement et de performance. Le stockage hybride permet un gain par rapport à l'USEH seule de 12 % à 41 % sur le rendement global du système, selon le lieu considéré.

On peut souligner que le gain moyen de l'hybridation de l'USEH avec des batteries au niveau du rendement du système global est une fonction linéaire de la latitude du lieu considéré. Les gains les plus importants sont obtenus pour les latitudes les plus élevées.

Concernant l'indice de performance PR et le facteur de production du champ photovoltaïque PF, les résultats obtenus par simulation des trois systèmes PV dont il est question dans cette étude sont en accord avec des données mesurées sur des systèmes PV/hybrides réels. Cette observation permet de confirmer la validité des résultats présentés dans ce chapitre.

Mais les conclusions ici avancées ne sont fondées que sur des critères techniques. Pour permettre de réaliser concrètement de tels systèmes, il faut bien évidemment prendre en compte des critères économiques. Aujourd'hui, la difficulté de cette prise en compte réside dans la lisibilité des coûts pour des technologies qui ne sont pas encore commercialisées. On peut se baser sur des coûts prospectifs à atteindre à moyen terme, mais cela induit de faire des hypothèses que l'on pourra toujours discuter, à juste titre.

Références bibliographiques

- [VI-1] *Abou El-Maaty, “Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system”, Ph. D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, march 2005.*
- [VI-2] *“Analysis of Photovoltaic Systems”, Photovoltaic Power Systems Programme, Report IEA-PVPS T2-01, 2000.*
- [VI-3] *Mayer D, Heidenreich M, “Performance analysis of stand alone PV systems from a rational use of energy point of view”, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 11-18 May 2003, Osaka, Japan.*
- [VI-4] *Camez C, “Participation à l'amélioration des méthodes de dimensionnement et de gestion pour les systèmes isolés hybrides de production d'électricité, couplant générateur photovoltaïque et groupe électrogène. Application dans les pays en voie de développement”, thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en septembre 2004.*
- [VI-5] *“Operational Performance, Reliability and Promotion of Photovoltaic Systems”, Photovoltaic Power Systems Programme, Proceedings of October 2001 Workshop, Report IEA-PVPS T2-03, 2002.*
- [VI-6] *Zoulias E.I and al., “Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 10, Issue 5, pp 432 – 462, 2006.*

