



HAL
open science

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

Séverine Busquet

► **To cite this version:**

Séverine Busquet. 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. Sciences de l'ingénieur [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2003. Français. NNT : 2003ENMP1195 . pastel-00001338

HAL Id: pastel-00001338

<https://pastel.hal.science/pastel-00001338>

Submitted on 26 Jul 2005

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



Collège doctoral

N° attribué par la bibliothèque

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

T H E S E

pour obtenir le grade de
Docteur de l'Ecole des Mines de Paris
Spécialité "Energétique"

présentée et soutenue publiquement par
Séverine BUSQUET

le 15 décembre 2003

<p>ETUDE D'UN SYSTEME AUTONOME DE PRODUCTION D'ENERGIE COUPLANT UN CHAMP PHOTOVOLTAIQUE, UN ELECTROLYSEUR ET UNE PILE A COMBUSTIBLE : REALISATION D'UN BANC D'ESSAI ET MODELISATION</p>
--

Directeur de thèse : Rudolf METKEMEIJER & Didier MAYER

Jury :

M. Christian GLAIZE	Président
M. Kogjo AGBOSSOU	Rapporteur
M. Jean-Christian MARCEL	Examineur
M. André CLAVERIE	Examineur
M. Didier MAYER	Examineur
M. Rudolf METKEMEIJER	Examineur

REMERCIEMENTS

Je remercie tout d'abord, mes deux grands chefs, M. Didier MAYER et M. Rudolf METKEMEIJER, pour m'avoir embauchée, encadrée, supportée, laissée grande liberté et envoyée présenter mes travaux dans différentes contrées (pas trop loin quand même). Vos connaissances techniques et vos qualités humaines m'ont permis de réaliser cette thèse dans les meilleures conditions.

Je remercie les membres du jury, M. Christian GLAIZE et M. Kodjo AGBOSSOU, rapporteurs de ma thèse, ainsi que M. Jean-Christian MARCEL et M. André CLAVERIE, pour avoir accepté d'évaluer mon travail et pour leurs remarques constructives.

Je remercie ensuite, l'équipe technique du CENERG sans qui une manip' ne pourrait être montée. Un merci particulier à Patrick qui sous sa carapace de râleur invétéré, cache un technicien adorable et efficace. Merci aussi à la joyeuse équipe technique du CEMEF !

Pour finir, je remercie l'ensemble du personnel du CENERG, permanents et étudiants. Plus particulièrement, mes *collègues* de bureau, Christine, Marie-Jeanne, Lionel et Michel (hé oui ! même les TM) qui m'ont aidée et supportée au cours de ces 4 ans.

Maintenant, passons aux amis ... D'abord les filles, puis les garçons : Estelle, Manue, Val, Isa, Aurel, Mag, Chris, Sand, Fab, Annie, François, Ju, Thierry, Ben, Christophe, Nico ... Merci pour votre amitié, votre bonne humeur, votre aide et tous les bons moments, passés et futurs.

Enfin, merci à Mag, Sandra, les parents, Jacky, Léna, les randonneurs, Ombre, ...

0. SOMMAIRE

I.	Introduction	3
I.1.	Avenir énergétique.....	3
I.2.	Systèmes autonomes de production d'énergie.....	3
I.3.	Objectifs et plan de thèse.....	5
II.	Système PV-FC.....	7
II.1.	Présentation générale.....	8
II.2.	Principaux composants.....	9
II.2.1.	Panneaux photovoltaïques	9
II.2.2.	Piles à combustible	11
II.2.3.	Electrolyseurs.....	16
II.2.4.	Conclusion	21
II.3.	Systèmes PV-H ₂ existants	21
II.3.1.	Présentation des projets.....	21
II.3.2.	Résultats expérimentaux	24
II.3.3.	Choix d'un système PV-H ₂	26
II.3.4.	Conclusion	30
II.4.	Conception du banc d'essai.....	31
II.4.1.	Dimensionnement	31
II.4.2.	Architecture électrique et stratégie de contrôle	31
II.4.3.	Système de stockage par l'hydrogène.....	34
II.4.4.	Conclusion	35
II.5.	Conclusion.....	35
III.	Banc d'essai	37
III.1.	Description du banc d'essai	38
III.1.1.	Description des composants.....	38
III.1.2.	Mesures de sécurité.....	51
III.1.3.	Conclusion	54
III.2.	Caractérisation des composants	55
III.2.1.	Electrolyseur	55
III.2.2.	Pile à Combustible	65
III.2.3.	PMU.....	69
III.2.4.	Conclusion	71
III.3.	Performances du système de stockage par l'hydrogène.....	71
III.3.1.	Performances actuelles.....	71
III.3.2.	Perspectives.....	74
III.3.3.	Conclusion	77
III.4.	Conclusion	77

IV.	Modélisation du système.....	79
IV.1.	Choix généraux.....	80
IV.1.1.	Environnement.....	80
IV.1.2.	Choix des modèles des composants.....	81
IV.2.	Choix des modèles des composants.....	81
IV.2.1.	PV.....	81
IV.2.2.	Electrolyseurs et piles à combustible.....	82
IV.2.3.	Batteries.....	90
IV.2.4.	Stockage gaz.....	90
IV.2.5.	Convertisseurs.....	91
IV.2.6.	Conclusion.....	92
IV.3.	Développement du modèle et ajustement au banc d'essai.....	92
IV.3.1.	Panneaux photovoltaïques.....	92
IV.3.2.	Composants électrochimiques.....	93
IV.3.3.	Stockage des gaz.....	104
IV.3.4.	Batterie de sécurité.....	104
IV.3.5.	PMU.....	104
IV.3.6.	Consommation intrinsèque du système.....	106
IV.3.7.	Système complet.....	106
IV.3.8.	Conclusion.....	107
IV.4.	Analyse des performances du banc d'essai.....	107
IV.4.1.	Différents systèmes de stockage par l'hydrogène.....	108
IV.4.2.	Différentes charges.....	110
IV.4.3.	Résultats et analyses.....	113
IV.4.4.	Conclusion.....	122
IV.5.	Conclusion.....	124
V.	Conclusion.....	125
VI.	Références.....	127
VII.	Glossaire.....	129
VIII.	Annexes.....	131

I. INTRODUCTION

I.1. Avenir énergétique

De nos jours, la production mondiale d'énergie est réalisée à 74 % à partir de combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz), à 20 % par les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, solaire, éolien) et à 6 % par le nucléaire [1]. De nombreuses études sur l'appauvrissement des ressources fossiles convergent vers le résultat suivant : la quantité d'énergie fossile disponible diminuera à l'horizon 2010-2020 et sera épuisée avant la fin de ce siècle. Notre avenir énergétique doit se baser sur les énergies nucléaires et renouvelables.

La production nucléaire actuelle montre des performances de densité de puissance très importantes et des avantages environnementaux par rapport à l'émission de CO₂. Cependant, cette énergie présente de nombreux inconvénients : le retraitement difficile des déchets et des bâtiments, son impact sur l'environnement, les problèmes de sécurité et le fait que son combustible ne soit pas renouvelable (épuisement évalué à la fin du siècle pour l'uranium 235). Malgré des recherches très importantes menées afin de résoudre les problèmes des déchets et de développer de nouvelles générations de surgénérateurs dont la réserve en combustible est plus importante, le niveau moyen de sécurité ainsi que les conséquences humaines et écologiques d'un accident nucléaire restent les inconvénients majeurs de cette technologie. Bien qu'il soit difficilement concevable d'éliminer cette solution énergétique, il est préférable de la limiter à son plus bas niveau de nécessité.

Cet objectif pourrait être atteint en combinant 3 axes majeurs :

- un changement notable des mentalités par rapport à l'utilisation de l'énergie, tant au niveau des industriels que des particuliers,
- la standardisation de produits à basse consommation énergétique via une implication des gouvernements,
- et enfin, le développement des énergies renouvelables.

Les ressources renouvelables sont variées et inépuisables. Leur conversion en énergie thermique, chimique ou électrique présente peu de dangers humains et écologiques. De plus, la production peut être centralisée ou décentralisée. En revanche, elle se caractérise par un rendement relativement faible, un coût important et une intermittence de la ressource. Des systèmes utilisant l'énergie solaire, éolienne, hydraulique ainsi que la biomasse fonctionnent dans de nombreuses régions du monde. Ils deviennent de plus en plus efficaces et rentables. Mais l'utilisation des ressources renouvelables, en dehors des grands hydrauliques, reste généralement limitée aux sites isolés où le coût des systèmes renouvelables devient compétitif par rapport aux autres moyens de production d'électricité du fait de l'acheminement très coûteux de l'électricité.

I.2. Systèmes autonomes de production d'énergie

Il existe de nombreux sites isolés dans le monde, alimentés par des systèmes autonomes de génération d'électricité. Ces générateurs utilisent les sources renouvelables locales. On y trouve des panneaux photovoltaïques, des éoliennes et des microturbines. L'électricité provenant des sources renouvelables est intermittente, dépendante des conditions climatiques. Ces générateurs renouvelables sont couplés à un système de stockage assurant une disponibilité en continue d'énergie.

Le générateur renouvelable sélectionné pour notre étude est un champ photovoltaïque (PV).

Généralement, le stockage est assuré par des batteries. Ces systèmes, appelés systèmes PV-Batteries, sont actuellement une des solutions les plus utilisées. Les batteries ont de très bons rendements, de l'ordre de 80-85 %, et un prix très compétitif, si l'on considère la technologie plomb. Mais ses inconvénients sont nombreux :

- 1) L'autodécharge peut atteindre 15 % par mois.
- 2) Les contraintes de fonctionnement sont nombreuses afin d'éviter la dégradation prématurée des batteries :
 - a. Pas de charge/décharge trop profonde
 - b. Régime conseillé de charge/décharge
 - c. Sulfatation en cas de stockage prolongé
- 3) La durée de vie est variable entre 6 mois et 15 ans selon la technologie et son utilisation.
- 4) Un entretien régulier peut être nécessaire afin de maintenir un niveau suffisant d'électrolyte (cas des batteries ouvertes)
- 5) En ce qui concerne la sécurité, un local ventilé doit être dédié aux batteries et la maintenance demande des précautions.

Les contraintes de fonctionnement décrites ci-dessus, imposent que la taille des batteries soit en regard de la puissance du générateur photovoltaïque, conduisant à une autonomie du système de stockage de 3 à 8 jours selon l'application. Du fait de ce stockage limité, pour qu'un tel système soit autonome, il doit être dimensionné par rapport au mois le plus défavorable¹. Par conséquent, l'excédent solaire produit lors des mois les plus favorables se trouve la plupart du temps mal valorisé. Finalement, les systèmes PV-Batteries ne permettent d'alimenter qu'une charge limitée et seuls les appareils vitaux sont alimentés.

Pour augmenter l'énergie délivrée par les systèmes PV-Batteries, un générateur auxiliaire peut être ajouté. Ces générateurs diesel permettent de produire une énergie importante ne dépendant que de l'approvisionnement en énergie fossile. Mais, ses contraintes de fonctionnement sont nombreuses et son entretien important. De plus, ces systèmes, dits systèmes hybrides, sont généralement dimensionnés par rapport au mois le plus favorable, permettant de sous-dimensionner le générateur solaire et conduisant à une consommation importante de combustible tout au long de l'année. D'un point de vue environnemental, ces systèmes ne sont pas idéaux, consommant du fuel et produisant du bruit et des gaz à effet de serre.

Pour améliorer les systèmes PV-Batteries tout en conservant leur qualité de respect de l'environnement, une idée, apparue dans les années 90, est d'utiliser l'hydrogène pour stocker l'énergie à long terme. En effet, le gaz peut être produit par un électrolyseur, stocké sans perte importante quelle que soit la durée du stockage, puis converti en électricité dans une pile à combustible. Ces systèmes, appelés Solaire-Hydrogène ou PV-Hydrogène, présentent de nombreux avantages. Sans pièce en mouvement, l'électrolyseur et la pile à combustible ne produisent que très peu de bruit. De plus, on attend de ces composants une grande fiabilité, peu de contraintes de fonctionnement et une maintenance limitée. Cependant, l'utilisation de l'hydrogène comme stockage d'énergie augmente la complexité des installations. De nombreuses recherches ont été menées sur les systèmes Solaire-Hydrogène. Ces études se sont heurtées à la faible maturité des électrolyseurs et des piles à combustible.

¹ Mois où la différence entre la production photovoltaïque et la consommation est la plus faible.

Le développement des technologies hydrogène a été très important au cours des dix dernières années. Les progrès réalisés permettent d'envisager des performances élevées du « système de stockage par l'hydrogène », terme qui sera désormais utilisé dans ce mémoire pour désigner le système de stockage couplant un électrolyseur, une unité de stockage de gaz et une pile à combustible. Or, les performances du système de stockage par l'hydrogène n'ont pas été réévaluées. De plus, l'utilisation journalière de ce stockage permettant d'augmenter la génération de chaleur n'a jamais été abordée.

Pour participer à l'étude des systèmes Solaire-Hydrogène, le Centre d'Energétique a mis en place en 1999, le projet européen PV-FC SYS. Les objectifs de cette étude sont d'étudier et de développer un système autonome de production d'énergie de faible puissance (< 5 kW), utilisant l'hydrogène comme unique moyen de stockage d'énergie. Ces systèmes PV-FC sont des systèmes Solaire-Hydrogène sans batteries.

Les axes principaux de ce projet concernent :

- L'intégration des composants et leurs régulations automatiques
- La viabilité économique et énergétique (électrique + thermique)
- La fiabilité et la maintenance
- La modularité et les applications niches
- Le degré de sécurité

Pour évaluer les performances des systèmes PV-FC, deux installations ont été réalisées :

- Dans un premier temps, un banc d'essai a été construit au laboratoire afin de déterminer le système optimal et de développer les outils nécessaires à son opération.
- Le second système est installé dans un site industriel afin d'évaluer les contraintes d'intégration de ces systèmes. Cette installation est présentée en Annexe 4.

Les partenaires européens sont Hydrogens Systems (Belgique), Transénergie (France), Trivea (Luxembourg), ISET (Allemagne), ST Microelectronics (Italie).

I.3. Objectifs et plan de thèse

Ce manuscrit est centré sur l'étude et la réalisation du banc d'essai réalisé au cours du projet européen PV-FC SYS.

Ce travail est constitué de 3 parties :

- Bibliographie et conception du banc d'essai (**Chapitre II**)
- Description de l'installation et des résultats expérimentaux du système de stockage par hydrogène (**Chapitre III**)
- Modélisation et analyse des paramètres des systèmes PV-FC (**Chapitre IV**)

Le **chapitre II** décrit tout d'abord, le système étudié et les composants principaux. Nous présentons ensuite les informations essentielles, provenant de l'expérience des systèmes PV-Hydrogène, pour la réalisation d'un système performant. Enfin, nous décrivons le système sélectionné et le cahier des charges des composants principaux adaptés à un système PV-FC.

Le banc d'essai réalisé au laboratoire est décrit dans le **chapitre III**. Une première partie présente l'installation et le fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible dont les périphériques ont été entièrement réalisés au laboratoire. Dans un second temps, les résultats expérimentaux permettent d'évaluer les performances de chaque composant. Ces

données permettent de calculer le rendement du système de stockage par l'hydrogène. Des améliorations du banc d'essai sont finalement proposées.

Le **chapitre IV** décrit l'outil de simulation développé afin de modéliser le fonctionnement du système construit. Cet outil est basé sur des équations empiriques dont les paramètres sont ajustés à notre installation. Différentes simulations sont effectuées pour évaluer les performances du banc d'essai actuel et futur, dans des conditions de fonctionnement autonome. L'analyse des résultats permet de déterminer les paramètres d'un système PV-FC et de définir les améliorations prioritaires à effectuer.

II. SYSTEME PV-FC

II.1. Présentation générale.....	8
II.2. Principaux composants.....	9
II.2.1. Panneaux photovoltaïques	9
II.2.2. Piles à combustible	11
II.2.3. Electrolyseurs.....	16
II.2.4. Conclusion	21
II.3. Systèmes PV-H ₂ existants	21
II.3.1. Présentation des projets.....	21
II.3.2. Résultats expérimentaux	24
II.3.3. Choix d'un système PV-H ₂	26
II.3.4. Conclusion	30
II.4. Conception du banc d'essai.....	31
II.4.1. Dimensionnement	31
II.4.2. Architecture électrique et stratégie de contrôle	31
II.4.3. Système de stockage par l'hydrogène.....	34
II.4.4. Conclusion	35
II.5. Conclusion.....	35

Ce chapitre décrit le travail préliminaire qui a permis de sélectionner le banc d'essai. Après une description brève du système PV-FC, nous présentons ses composants principaux : les panneaux photovoltaïques, les piles à combustibles et les électrolyseurs. Nous décrivons ensuite les différentes études réalisées sur les systèmes PV-H₂, utilisant l'hydrogène pour le stockage saisonnier. La dernière partie de ce chapitre décrit la conception du système PV-FC, du dimensionnement de l'installation à la description des composants les plus adaptés à notre application.

II.1. Présentation générale

Dans le système étudié (Figure II-1), le champ photovoltaïque (PV) alimente directement l'utilisateur. L'excédent solaire est stocké sous forme chimique. Un électrolyseur (EL) dissocie l'eau en hydrogène et oxygène. Le gaz est stocké sans perte quel que soit le temps de stockage. Lorsque le champ solaire ne peut pas fournir la totalité de la demande d'électricité, la pile à combustible est connectée. Elle régénère l'électricité stockée en recombinaison l'hydrogène et l'oxygène. La pile à combustible (ou FC pour Fuel Cell) produit de l'eau pure qui est stockée pour approvisionner l'électrolyseur.

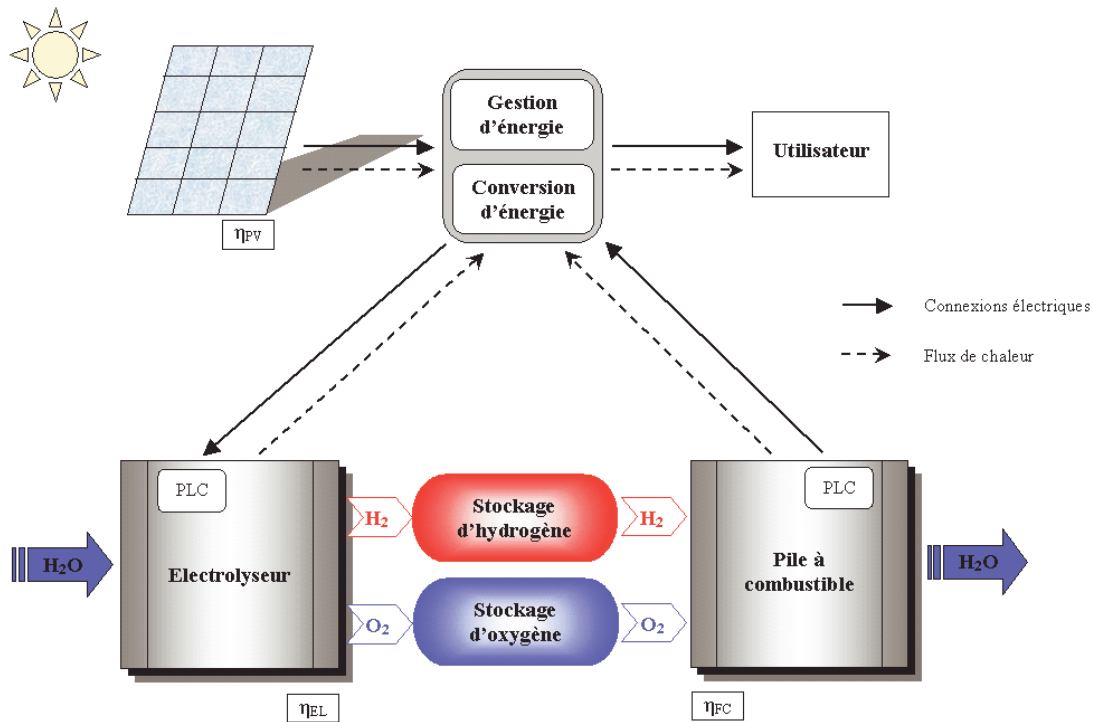


Figure II-1 : Description du système PV-FC.

Ce système est composé d'un générateur solaire et d'un système de stockage d'énergie constitué d'un électrolyseur, d'une unité de stockage des gaz et d'une pile à combustible. Il est assimilable à un système PV-Batteries dont la puissance et la capacité de stockage sont totalement dissociées.

Bien que le système de stockage par l'hydrogène ait un rendement plus faible que celui des batteries, le rendement du système PV-FC est augmenté par l'utilisation totale de l'énergie délivrée par le champ photovoltaïque, permise par le stockage saisonnier de l'énergie. De plus, les rendements faibles de la pile et de l'électrolyseur peuvent être compensés par la génération thermique de ces composants.

Les inconvénients majeurs sont le coût d'investissement de l'installation, le rendement et la complexité des composants électrochimiques ainsi que les dangers associés à l'utilisation de l'hydrogène.

Notre étude se concentre principalement sur le système de stockage par l'hydrogène et sur son intégration dans un système autonome de génération d'énergie. L'étude du générateur photovoltaïque se limite dans ce manuscrit, aux connaissances nécessaires à son utilisation comme générateur du système.

II.2. Principaux composants

Pour réaliser le banc d'essai, les composants principaux ont été étudiés pour connaître leurs caractéristiques électriques, leurs paramètres et leurs performances. Nous avons aussi recherché les composants actuellement disponibles sur le marché.

II.2.1. Panneaux photovoltaïques

II.2.1.1. Caractéristiques électriques et paramètres

Un panneau photovoltaïque, appelé module, est constitué de cellules photovoltaïques connectées en série et en parallèle. Il est défini par sa puissance crête aux conditions standards de tests, sa tension et son intensité à la puissance crête ainsi que par sa tension de circuit ouvert et son courant de court circuit. Les conditions standards de tests (STC) correspondent à un ensoleillement de 1000 W/m^2 , à une température de cellule de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ et une masse d'air optique AM (Air Mass) égale à 1,5. Les caractéristiques électriques des modules commercialisés peuvent être sensiblement différentes à puissance identique selon que le niveau de courant ou de tension est privilégié.

Un champ photovoltaïque ou champ solaire est constitué d'un ensemble de modules connectés en série et/ou en parallèle. La caractéristique électrique d'un champ solaire dépend de la façon dont les modules sont câblés : les modules connectés en série définissent la tension d'une « branche » et donc du champ ; les branches sont ensuite connectées en parallèle déterminant l'intensité délivrée par le champ. Le choix de la caractéristique du champ solaire va dépendre du point de fonctionnement requis par les composants associés (batteries, convertisseurs, électrolyseur ...). Les générateurs photovoltaïques sont modulaires. Leur puissance varie de manière discrète par pas équivalent à la puissance d'une branche.

Le rendement d'un champ photovoltaïque est le rapport de la puissance qu'il délivre sur la puissance solaire reçue par sa surface. Le rendement est de l'ordre de 10 %, c'est-à-dire qu'un module de 1 m^2 recevant 1000 W/m^2 produit environ 100 W.

La Figure II-2 décrit les courbes I-U d'un champ solaire de 3 kW_c , sous différentes conditions d'ensoleillement et de température ambiante. Le champ photovoltaïque est constitué 72 modules de 45 W_c (18 branches en parallèle de 4 modules en série). Il est connecté à une charge par l'intermédiaire d'un onduleur. La puissance demandée augmente au cours des essais. Lorsque la puissance de la charge est nulle, le courant délivré par le champ est nul et la tension de circuit ouvert est comprise entre 70 V et 80 V. L'augmentation de la température ambiante entraîne une diminution de la tension. L'ensoleillement a une très faible influence sur cette tension. Lorsque la puissance demandée augmente, le courant délivré augmente. La tension diminue jusqu'à un point de fonctionnement qui correspond au point de puissance maximale (MPP). Ce MPP dépend de la température ambiante mais surtout de l'ensoleillement. Les points de fonctionnement dont la tension est inférieure à 30 V correspondent à une demande de puissance supérieure à la puissance solaire disponible. La charge totale n'est pas délivrée par le champ. Ce protocole expérimentale ne permet pas d'obtenir la totalité de la courbe caractéristique. La courbe complète s'obtient par prolongement. Le courant de court circuit varie selon l'ensoleillement et la température. La température ambiante a une faible influence sur ce courant. L'ensoleillement est un paramètre beaucoup plus important : le courant délivré par les modules est proportionnel à l'éclairement reçu par la surface des panneaux.

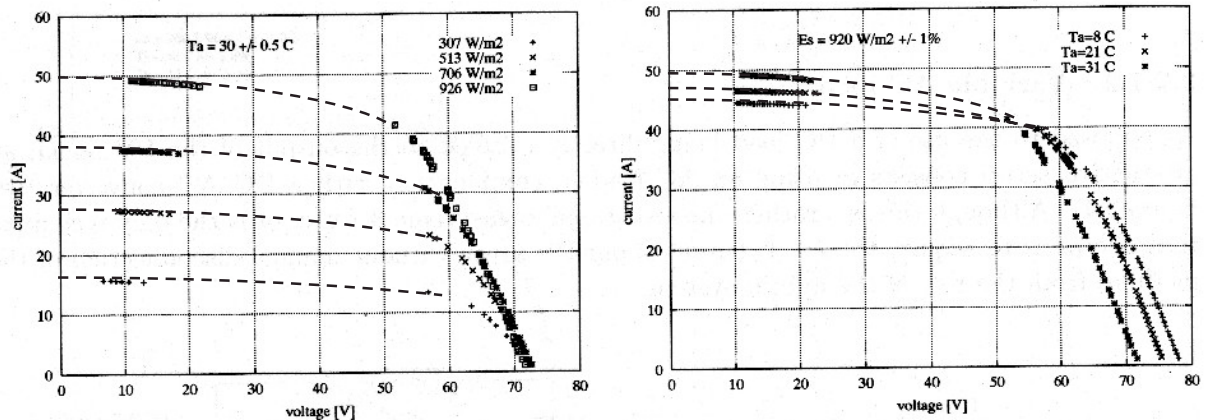


Figure II-2 : Courbes caractéristiques d'un champ solaire de 3 kW (PW500 Photowatt) – à gauche : Influence de l'ensoleillement à température constante (30 °C) – à droite : Influence de la température ambiante à ensoleillement constant (920 W/m²) [2].

II.2.1.2. Périphérique

Un champ solaire est constitué d'un ensemble de modules connectés en série et/ou en parallèle. Lors de la connexion en série, on protège les éléments avec des diodes by-pass (souvent intégrées au module) afin d'éviter le fonctionnement inverse des cellules occultées, entraînant une surchauffe voire une destruction des cellules. Lors de la connexion en parallèle, on place des diodes dites « séries », empêchant aussi le fonctionnement inverse. Les diodes Schottky sont généralement utilisées car les chutes de tension dans ces diodes sont seulement de 0,4 V / diode (diode classique 0,7 V).

Diverses mesures de sécurité doivent être prises telles que des parafoudres et la mise à la terre des châssis. Lors de la mise en place d'un champ solaire, il est important d'installer un interrupteur général, unique moyen de couper spontanément la production de ce générateur.

II.2.1.3. Applications et commercialisation

La durée de vie des panneaux photovoltaïques est très longue. Certains producteurs garantissent les panneaux solaires pour une durée de 25 ans. Le vieillissement des modules induit une légère diminution du rendement. Ce composant nécessite un très faible entretien consistant en un nettoyage des surfaces, généralement réalisé par la pluie.

Actuellement, deux applications dominent: génération en site isolé ou connexion au réseau. Le prix des panneaux photovoltaïques est compris entre 3 et 4 € / W_c.

II.2.1.4. Conclusion

Cette technologie présente de nombreux avantages : fiabilité, durabilité, faible entretien, sans bruit. Les inconvénients majeurs sont leur prix important et le faible rendement impliquant des surfaces importantes.

II.2.2. Piles à combustible

Une pile à combustible produit de l'énergie électrique provenant de la formation de l'eau par recombinaison d'hydrogène et d'oxygène (Figure II-3). Elle est composée de cellules électrochimiques, constituées de 2 électrodes où se déroulent les réactions électrochimiques, d'un électrolyte assurant le transfert des ions et d'une membrane séparant la partie cathodique de la partie anodique de la cellule.

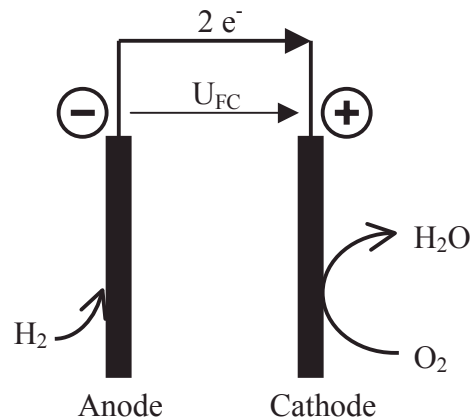


Figure II-3 : Schéma de fonctionnement d'une pile à combustible.

II.2.2.1. Différentes technologies

Il existe plusieurs technologies de pile à combustible, se caractérisant par la nature de l'électrolyte, la température de fonctionnement, les gaz consommés... Le Tableau II-1 décrit les cinq grandes catégories, leurs caractéristiques techniques et leurs applications.

- AFC (pile alcaline)
- PEMFC (pile à membrane échangeuse de protons)
- PAFC (pile à acide phosphorique)
- SOFC (pile à oxydes solides)
- MCFC (pile à carbonates fondus)

Tableau II-1 : Description des cinq grandes catégories de piles à combustible.

Type	AFC	PEMFC	PAFC	SOFC	MCFC	
Carburant	Hydrogène, gaz naturel, méthanol, bio gaz...					
Comburant	Oxygène (généralement oxygène de l'air)					
Electrolyte	KOH	Nafion	H ₃ PO ₄	Céramique	Sels fondus, Li ₂ CO ₃ /Na ₂ CO ₃	
Electrodes	Pt, Ag	Pt	Pt	Ni, céramique	Ni	
Température	80°C	80°C	200°C	1000°C	650°C	
Reactions	Anode	$H_2 + 2(OH)^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$	$H_2 + O^{2-} \rightarrow H_2O + 2e^-$	$H_2 + CO_3^{2-} \rightarrow H_2O + CO_2 + 2e^-$
	Cathode	$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \rightarrow 2(OH)^-$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$	$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}$	$\frac{1}{2}O_2 + CO_2 + 2e^- \rightarrow CO_3^{2-}$
Puissance	100 mW/cm ²	350 mW/cm ²	300 mW/cm ²	500 mW/cm ²	300 mW/cm ²	
Applications	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Spatiale. ➤ Militaire. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogénération. ➤ Téléphone portable. ➤ Sous-marin. ➤ Automobile. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogénération. ➤ Bus. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cogénération. ➤ Production d'électricité décentralisée. 		
Points faibles	Sensibilité au CO ₂ .	Membrane et catalyseur onéreux. Empoisonnement par le CO.	Catalyseur onéreux. Empoisonnement par le CO.	Etanchéité.	Etanchéité. Corrosion.	

Malgré la découverte de cette technique en 1839, ce n'est qu'à partir des années 1930 que les piles à combustible sont développées. Bacon développe une pile alcaline, première technologie utilisée, qui alimenta les vols spatiaux habités de la NASA dès 1963 (GEMINI, APOLLO). Cette technologie est rapidement remplacée par les technologies à membrane, qui sont plus fiables à long terme et qui évitent des problèmes de gestion de l'eau (séparation de l'eau produite de l'électrolyte liquide). Le frein actuel des piles basse température est leur prix élevé lié à la nécessité d'un catalyseur en platine, métal noble et cher. Les piles haute température peuvent se dispenser de ce catalyseur en utilisant du nickel mais ces technologies rencontrent actuellement des problèmes liés à la corrosion et à l'étanchéité.

II.2.2.2. Caractéristiques électriques et paramètres

La caractéristique électrique d'une pile à combustible est déterminée par le nombre de cellules en série, définissant la tension totale et par la taille de la surface active, déterminant le courant délivré.

Les caractéristiques électriques d'une cellule de pile à combustible basse température sont décrites à la Figure II-4. La tension à vide est d'environ 1 V. Lorsque la densité de courant augmente, les pertes sont plus importantes : la tension diminue. Pour de fortes densités de courant, la tension chute rapidement : la réaction est limitée par des problèmes de diffusion des ions vers les sites de réaction. On limite généralement la tension à 0,4-0,5 V, tension du point de puissance maximale. Les deux courbes tracées correspondent à des conditions opératoires différentes. L'influence des différents paramètres est décrite plus loin.

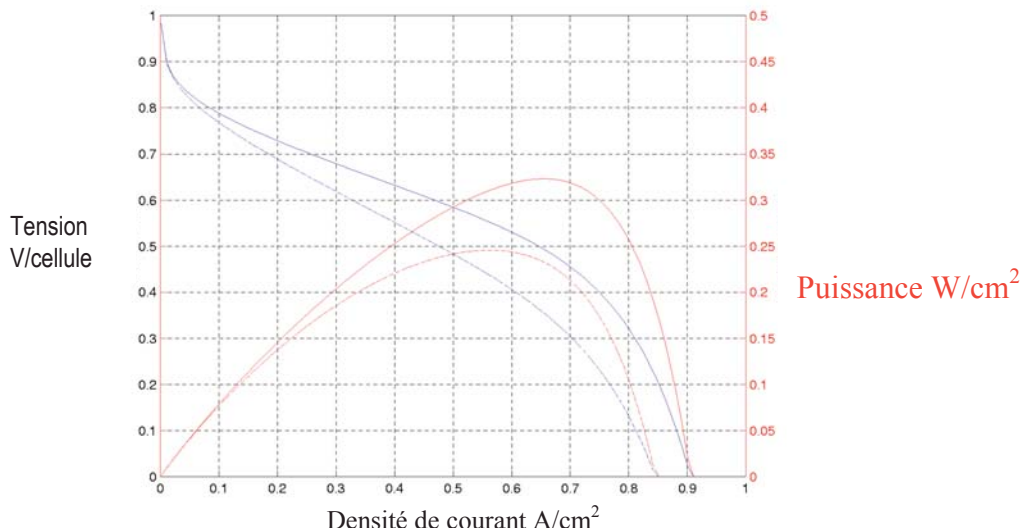


Figure II-4 : Caractéristique électrique d'une cellule de pile à combustible.

Le rendement énergétique d'une cellule, appelé aussi rendement potentiel, dépend de la tension de fonctionnement. Il est égal au rapport de l'énergie délivrée sur l'énergie globale mise en jeu. L'énergie globale mise en jeu au cours de la réaction est l'enthalpie, égale à 286 kJ/mol dans les conditions standards². Cette énergie correspond à un potentiel, appelé thermoneutre, égal à 1,48 V. Le rendement énergétique s'obtient simplement en divisant la tension de la cellule par le potentiel thermoneutre (Équation II-1). Le rendement énergétique varie donc entre 65 % lorsque la densité de courant est nulle et 34 % si on limite la tension à 0,5 V.

$$\eta_{FC} = \frac{U}{U_{th}} \quad \text{Équation II-1}$$

avec U tension de la cellule (V)
 U_{th} potentiel thermoneutre (1,48 V)

Ce rendement énergétique est souvent calculé par rapport à l'enthalpie libre de la réaction de formation de l'eau (241 kJ/mol), correspondant au potentiel d'équilibre (1,23 V). On distingue ces deux rendements en indiquant s'il est basé sur le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène (PCI), c'est-à-dire par rapport au potentiel d'équilibre ou sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) dans notre approche.

Le rendement énergétique d'une pile à combustible est amélioré par l'augmentation de la température des cellules et des pressions partielles en hydrogène et oxygène. L'influence de la pression partielle en oxygène est décrite à la Figure II-5. La pression partielle de l'oxygène est obtenue en multipliant son taux de concentration par la pression totale de la pile. On observe que, pour une intensité donnée, l'augmentation du pourcentage d'oxygène dans l'air fourni à la cathode, entraîne une augmentation de la tension : la puissance délivrée par les cellules est donc plus importante. Le nombre de cellules nécessaires pour fournir une puissance donnée peut être diminué par une alimentation en oxygène de la pile. L'influence de la température est comparable à celle de la pression partielle en oxygène. Par contre, la pression partielle en hydrogène a une influence négligeable si le taux d'hydrogène est supérieur à 20 % [3].

² Conditions standards : Pression atmosphérique et température de 25 °C.

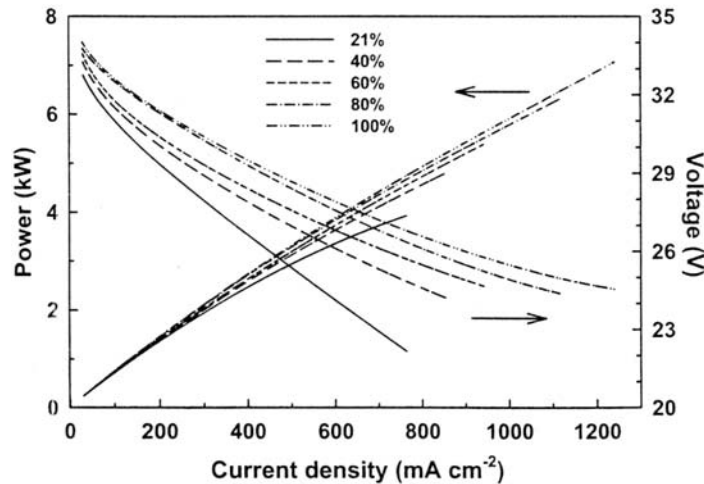


Figure II-5 : Courbes U-I et P-I d'une pile PEM (35 cellules de 232 cm²) en fonction de la concentration d'oxygène (P = 3,43 bar) [4].

Les flux d'hydrogène et d'oxygène consommés par une pile à combustible sont directement proportionnels au courant délivré (Équation II-2).

$$F_{\text{gaz}} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \frac{1}{\eta_F} \quad \text{Équation II-2}$$

avec

F_{gaz}	flux de gaz (mol.s ⁻¹)
n_c	nombre de cellules
I	intensité de l'appareil (A)
η_F	rendement faradique (%)
n	nombre de moles d'électrons échangées par mole d'eau (n = 2 pour l'hydrogène, n = 4 pour l'oxygène)

Le rendement faradique ou rendement de courant, η_F provient du fait qu'une partie de l'hydrogène et de l'oxygène migre à travers la membrane et se recombine sans que l'on puisse récupérer l'énergie. Ce rendement est généralement très proche de 1.

On obtient le rendement global des cellules électrochimiques, ou rendement de puissance, en multipliant le rendement faradique et le rendement énergétique.

II.2.2.3. Périphérique

Le périphérique des piles à combustible est indispensable à leur fonctionnement. Les principales options sont :

- Alimentation de la cathode en mode ouvert par de l'air parfois enrichi en oxygène. Un **ventilateur ou compresseur** amène le gaz au débit nécessaire à une stœchiométrie de 1,5 à 2. Le facteur stœchiométrique correspond au rapport entre le débit fourni à la pile et le débit réellement consommé. Le gaz non consommé est évacué en sortie. Un déverseur maintient la pression de fonctionnement dans le système.
- Alimentation de l'anode en mode ouvert, fermé ou avec **recirculation du gaz** non consommé. L'hydrogène comprimé est détendu à la pression de fonctionnement de la pile puis humidifié. En mode ouvert, la stœchiométrie est généralement de 1,5.

- L'évacuation de l'eau produite est indispensable. Dans le cas des piles alcalines, l'eau entraîne la dilution de l'électrolyte et donc la diminution de sa conductivité. Dans le cas de piles à membrane, l'eau obstrue les canaux de circulation des gaz. On utilise de simples séparateurs gaz/liquide pour les technologies à membrane. Le système se complique pour la pile alcaline (**évaporateur**, condenseur...).
- Circuit de refroidissement (**pompe**).
- Circuit d'humidification des gaz et de la membrane (**pompe et système de chauffage**).
- Contrôle de la tension des cellules, témoin de l'endommagement d'une membrane.
- Contrôle température, pression...

Les termes en gras correspondent à des composants très consommateurs d'énergie. Le rendement global d'une pile à combustible doit prendre en compte la consommation intrinsèque de son périphérique (Équation II-3).

$$\eta_{global} = \frac{P_{FC} - P_{CI}}{P_{GAZ}} \quad \text{Équation II-3}$$

avec

η_{global}	rendement global ou rendement de puissance de la pile (%)
P_{FC}	puissance délivrée par la pile à combustible (W)
P_{CI}	puissance consommée par le périphérique (W)
P_{GAZ}	puissance consommée sous forme de gaz (W)

II.2.2.4. Applications et commercialisation

Le Tableau II-1 décrit les différentes applications selon la technologie de pile à combustible. L'application première est la cogénération : de petites unités produisent de l'électricité et de la chaleur (puissance de 5 à 250 kW). Le secteur automobile est l'application qui devrait entraîner une diminution importante du coût des piles PEM. Le dernier secteur, en plein essor, concerne les alimentations des appareils portables (téléphone, ordinateurs...).

Il existe plusieurs producteurs de cellules mais très peu de fournisseurs de systèmes complets : H-Power, ONSI, Ballard 250 kW... Au cours du projet, de nouveaux systèmes ont été commercialisés. Le dernier exemple est la pile NEXA, commercialisée par Ballard en 2002 (Figure II-6). Ce système consomme de l'hydrogène comprimé et de l'air. L'intégration est très réussie : 1,2 kW / 13 kg / 20 litres.

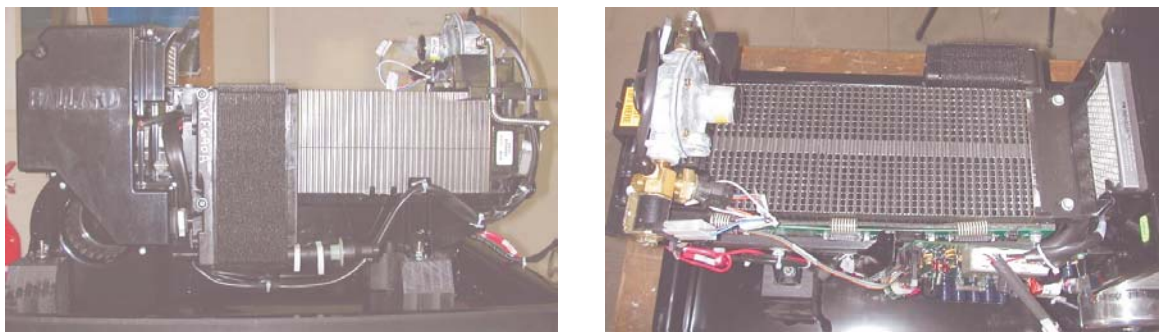


Figure II-6 : Pile Ballard 1,2 kW – Système intégré « plug & play » commercialisé en 2002.

Les prix sont encore importants et varient fortement selon les fournisseurs. La meilleure offre pour un système complet de technologie à membrane est actuellement 5 000 € / kW. Les prix élevés sont liés aux matériaux nécessaires (pour les PEMFC : catalyseur en platine, graphite, membrane) et au mode de fabrication (à l'unité).

Les durées de vie sont un des points faibles de ce composant. Par exemple, la pile Ballard de 1,2 kW décrite ci-dessus, est garantie pour 1 500 heures de fonctionnement. L'objectif des constructeurs automobiles est 4 000 heures, temps de garantie des moteurs thermiques. Pour les applications stationnaires de cogénération, la durée de vie à atteindre serait 40 000 heures [5].

II.2.2.5. Conclusions

Les avantages des piles à combustible sont nombreux. Ecologiquement, ce générateur est parfait : la pile à combustible produit sans bruit de l'énergie électrique et thermique, à des rendements élevés, ne produisant que de l'eau et ne rejetant aucun gaz à effet de serre (cela dépend du carburant).

Les piles à combustible ne sont pas une technologie mature. De nombreux points restent à étudier et à améliorer : fiabilité, durée de vie, prix, développement commercial...

II.2.3. Electrolyseurs

Un électrolyseur est l'appareil inverse de la pile à combustible. Il décompose l'eau en hydrogène et oxygène lorsqu'il est électriquement alimenté (Figure II-7).

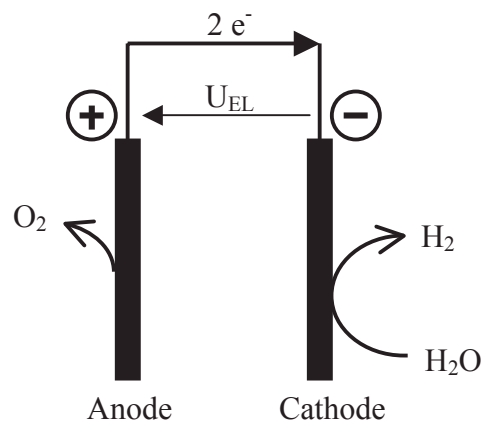


Figure II-7 : Schéma de fonctionnement d'une cellule d'un électrolyseur.

II.2.3.1. Différentes technologies

Il existe trois technologies d'électrolyseurs schématisées Figure II-8 : la technologie alcaline, la plus développée et la plus mature, la technologie à membrane, équivalente aux PEMFC et la technologie à vapeur d'eau à haute température, équivalente aux SOFC.

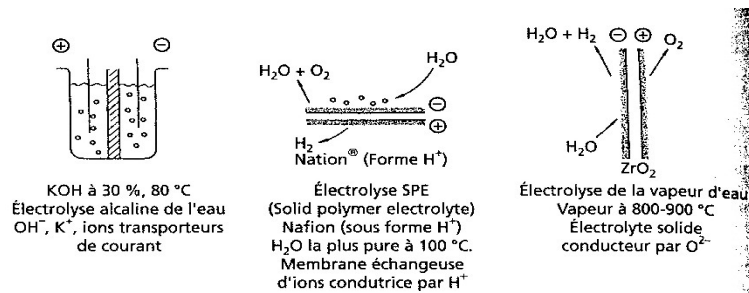


Figure II-8 : Schéma de principe de fonctionnement des 3 types d'électrolyseurs : alcalin, à membrane et à vapeur d'eau [6].

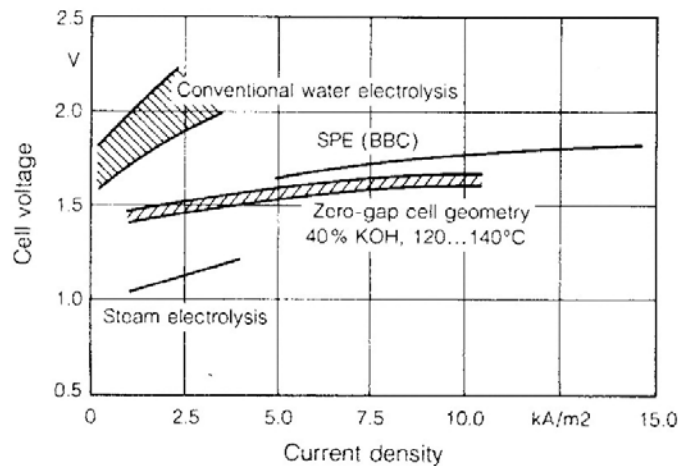


Figure II-9 : Courbes de polarisation des différentes technologies d'électrolyseur [6].

La Figure II-9 compare les caractéristiques électriques des trois technologies [6]. Les électrolyseurs alcalins « améliorés », utilisant entre autre, une nouvelle géométrie des cellules appelée « zero-gap », ont des performances comparables aux électrolyseurs à membrane. Ces derniers commencent actuellement à être commercialisés [7] [8]. Les électrolyseurs haute température ont une tension par cellule plus basse que les autres technologies (l'énergie de dissociation de la vapeur d'eau est plus faible que celle de l'eau) mais la densité de courant maximale atteinte est faible. De plus, le développement de cette technologie rencontre des problèmes de matériaux et de fabrication. Il n'existe que des prototypes.

Les électrolyseurs alcalins sont actuellement les plus utilisés. Les performances de cette technologie se sont beaucoup améliorées par :

- Changement de la géométrie et de la configuration des cellules (plaques bipolaires, appelées « zéro gap ») permettant une diminution des pertes ohmiques et une augmentation de la densité volumique de puissance,
- Augmentation de la température entraînant une augmentation de la conductivité de l'électrolyte et une diminution des surtensions aux électrodes,
- Développement de nouveaux catalyseurs diminuant aussi les surtensions,
- Augmentation de la pression permettant d'augmenter la conductivité de l'électrolyte.

II.2.3.2. Caractéristiques électriques et paramètres

De la même façon que pour la pile à combustible, la caractéristique électrique d'un électrolyseur est déterminée par sa technologie, le nombre de cellules en série (tension) et par la taille de la surface active (courant).

La Figure II-10 montre les caractéristiques électriques d'une cellule d'électrolyse de technologie alcaline améliorée. La tension à vide est d'environ 1,23 V, tension d'équilibre. Lorsque l'intensité augmente, les pertes augmentent : la tension augmente. La tension d'une cellule est généralement limitée à 2 V.

Le rendement énergétique ou rendement potentiel des cellules d'un électrolyseur est le rapport de l'énergie globale mise en jeu sur l'énergie consommée. Il se calcule simplement en divisant le potentiel thermoneutre par la tension de la cellule (Équation II-4).

$$\eta_{EL} = \frac{U_{th}}{U} \quad \text{Équation II-4}$$

avec U tension de la cellule (V)
 U_{th} potentiel thermoneutre (V)

Le rendement énergétique d'une cellule d'électrolyse diminue lorsque le courant augmente. Il est supérieur à 74 % lorsque la tension est limitée à 2 V (cas des électrolyseurs alcalins améliorés).

De la même façon que pour les piles à combustible, le flux de gaz produit par un électrolyseur est directement proportionnel au courant et au rendement faradique (Équation II-5).

$$F_{gaz} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \eta_F \quad \text{Équation II-5}$$

avec F_{gaz} flux de gaz (mol.s^{-1})
 n_c nombre de cellules
 I intensité de l'appareil (A)
 η_F rendement faradique (%)
 n nombre de moles d'électrons échangées par mole d'eau ($n = 2$ pour l'hydrogène, $n = 4$ pour l'oxygène)

On obtient le rendement global ou rendement de puissance des cellules de l'électrolyseur en multipliant le rendement énergétique et le rendement faradique.

Un autre critère de performance est essentiel pour les électrolyseurs. En effet, les gaz qui traversent la membrane sans se recombiner, rendent les gaz produits impurs et surtout dangereux. La limite inférieure d'explosivité de l' H_2 dans l' O_2 et de l' O_2 dans l' H_2 est de 4%. On mesure pour des raisons de sécurité la pureté des gaz produits. Généralement, seul l'oxygène est vérifié car l'hydrogène étant plus petit que l'oxygène, il traverse plus facilement la membrane.

Deux paramètres modifient les performances des électrolyseurs, c'est-à-dire le rendement énergétique, le rendement faradique ainsi que la pureté des gaz produits par l'électrolyseur.

La température augmente la conductivité de l'électrolyte. Cela diminue les surtensions aux électrodes. La tension des cellules étant diminuée, le rendement potentiel est amélioré (Figure II-10). Par contre, l'augmentation de la température diminue le rendement faradique d'un électrolyseur alcalin et la pureté des gaz [9]. Aucune donnée sur l'influence de la température sur la pureté du gaz n'a été trouvée.

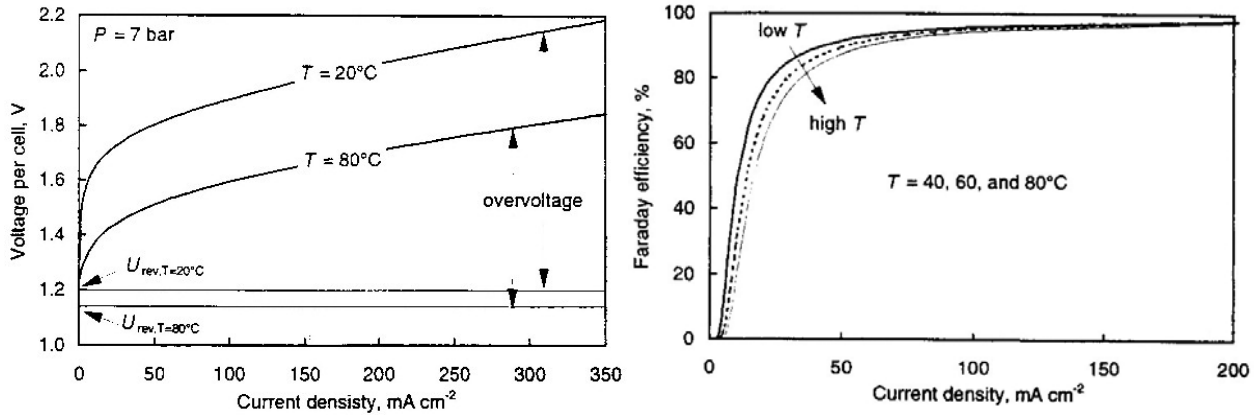


Figure II-10 : Influence de la température et de l'intensité sur les rendements potentiel et faradique d'un électrolyseur alcalin [9].

Les graphes suivants (Figure II-11) montrent l'influence de la pression et de la densité de courant sur le rendement potentiel et sur la pureté du gaz produit. Ces essais ont été effectués sur un prototype alcalin 120 bar, développé au centre de recherche de Jülich (Forschungszentrum Jülich ou FZJ) [10].

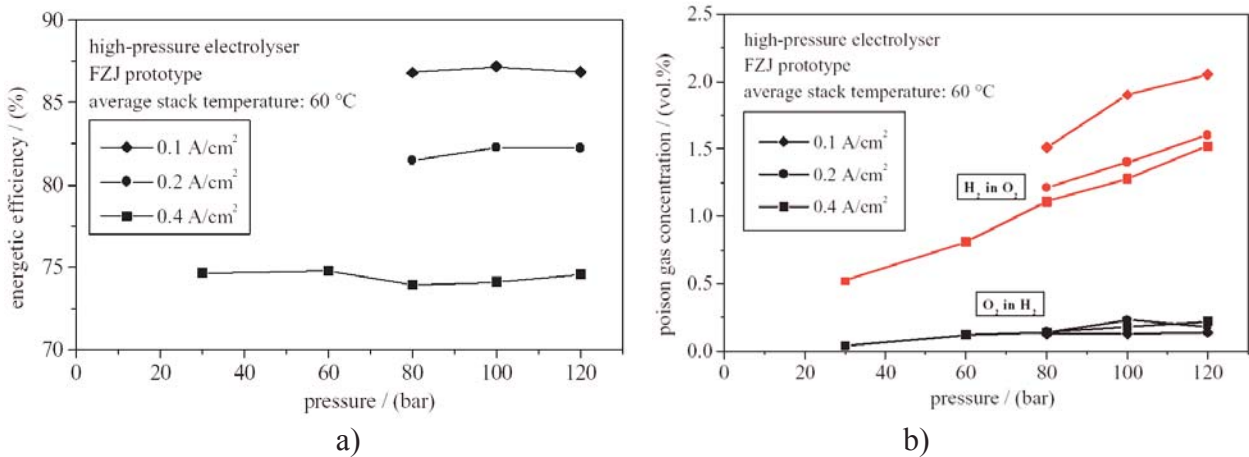


Figure II-11 : Influence de la pression et de l'intensité sur un électrolyseur alcalin, prototype développé à FZJ. a) rendement potentiel fonction de la pression et de la densité de courant. b) pureté des gaz produits fonction de la pression et de la densité de courant [10].

La Figure II-11-a) montre que le rendement énergétique dépend de l'intensité consommée par l'électrolyseur mais pas de la pression de fonctionnement. La pression n'influence pas les performances car l'augmentation de la tension à vide est compensée par l'augmentation de la conductivité de l'électrolyte.

Par contre, la pureté des gaz (Figure II-11-b) dépend à la fois de l'intensité et de la pression. A faible intensité, le débit de gaz produit est faible tandis que le débit traversant la membrane est constant quelle que soit l'intensité. Le gaz produit est donc moins pur lorsque l'intensité est faible. Janßen [10] explique l'augmentation de la concentration de l'hydrogène dans

l'oxygène avec la pression par le fait que le flux de gaz « poison » (qui traverse sans se recombiner dans la membrane) augmente avec la pression.

II.2.3.3. Périphérique

Les périphériques des électrolyseurs permettent la gestion des flux et des pressions ainsi que l'évacuation des gaz. Il n'existe finalement qu'un seul type de fonctionnement pour les électrolyseurs alcalins. Ce périphérique est décrit dans le chapitre II. Les périphériques des électrolyseurs à membrane sont décrits très brièvement dans le document [11].

La consommation des périphériques, souvent très importante, doit être prise en compte dans le calcul du rendement global des électrolyseurs.

$$\eta_{global} = \frac{P_{GAZ}}{P_{EL} + P_{CI}} \quad \text{Équation II-6}$$

avec

η_{global}	rendement global ou rendement de puissance de l'électrolyseur (%)
P_{FC}	puissance consommée par les cellules (W)
P_{CI}	puissance consommée par le périphérique (W)
P_{GAZ}	puissance produite sous forme de gaz (W)

II.2.3.4. Applications et commercialisation

Les électrolyseurs alcalins sont utilisés pour la production de gaz sur site. Ce sont généralement de grosses unités (30 kW jusqu'à 700 kW). Actuellement, les applications se sont diversifiées (production de gaz dans les laboratoires et les hôpitaux). Les modules sont plus petits mais il existe très peu d'unités de puissance inférieure à 5 kW.

Les prix des petites unités (~ 3 kW) sont élevés :

- 30 000 € / kW pour un électrolyseur à membrane Hogen 20 (environ 3 kW) de Diamond Lite (rendement global de 21 %) et
- 15 000 € / kW pour un électrolyseur alcalin de Hydrogen Systems, sans modification du périphérique adapté à un module de 30 kW (rendement global de l'ordre de 40 %).

Le prix très élevé des petites unités d'électrolyse provient du prix des cellules, du périphérique et du mode de fabrication (à l'unité).

Les fournisseurs des électrolyseurs alcalins annoncent une durée de vie de 15 à 20 ans et certains garantissent 25 ans (Hydrogen Systems). Pour un électrolyseur PEM produisant du gaz à 200 bar, la durée de fonctionnement serait très importante (150 000 heures [8]).

II.2.3.5. Conclusion

Ce composant permet la production d'hydrogène pur à partir de l'eau. Le rendement des électrolyseurs commercialisés est élevé au niveau des cellules mais souvent non optimisé au niveau du système complet (perte dans les composants de conversion électrique et dans un périphérique très consommateur d'énergie). Les durées de vie atteintes sont très importantes (25 ans). La production d'hydrogène par électrolyse a des avantages environnementaux sur les moyens classiques de production (pétrole) mais le problème reste son alimentation en électricité qui diminue fortement son rendement de production (nucléaire, renouvelable).

Quoiqu'il en soit, les électrolyseurs sont un moyen propre et efficace de stocker l'électricité. L'hydrogène stocké est ensuite converti en électricité et chaleur dans une pile à combustible ou directement en chaleur dans un brûleur. Il peut aussi être utilisé comme combustible dans un moteur à combustion interne.

II.2.4. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les principaux composants afin de définir les caractéristiques électriques, les rendements, l'influence des différents paramètres et les périphériques nécessaires à un fonctionnement sécurisé.

En terme de disponibilité, il apparaît que en dehors, des panneaux photovoltaïques, les piles à combustible et les électrolyseurs ne sont pas disponibles dans une large gamme de puissance et d'application.

Le Tableau II-2 rappelle le prix actuel et la garantie des composants d'un système PV-FC de puissance inférieure à 5 kW. Le prix des électrolyseurs et des piles à combustible est encore très élevé en raison du coût des cellules, de leur mode de fabrication et du périphérique hydraulique nécessaire.

Tableau II-2 : Prix actuel et garantie des composants des systèmes PV-FC. Le prix des périphériques sont pris en compte.

Composants	Prix actuel	Garantie
PV	5 € / W _p	25 ans
Electrolyser alcalin	15 € / W	25 ans
Pile à combustible PEM	5 € / W	1 500 h

II.3. Systèmes PV-H₂ existants

Les projets couplant un générateur renouvelable et un système de stockage par l'hydrogène sont étudiés depuis 1986. Equipés d'un parc de batteries assurant le stockage journalier de l'électricité, ces systèmes stockent l'énergie d'une saison à une autre grâce à l'hydrogène.

II.3.1. Présentation des projets

Le Tableau II-3 répertorie les principaux projets réalisés. Le premier système a été réalisé en Allemagne en 1986. Les projets de taille très variée (de 150 W à 350 kW de génération d'hydrogène solaire ou éolien) ont été soit menés en laboratoire, soit intégrés à la société (FhG-ISE, PHOEBUS et SSHP) ou soit développés par des industriels (SWB).

De nombreux documents existent sur ces projets. Les références proposées au Tableau II-3 correspondent aux documents les plus récents qui se reportent aux premiers articles de ces projets.

Tableau II-3 : Principaux projets sur les systèmes autonomes de production d'énergie couplant générateurs renouvelables et stockage d'hydrogène.

Nom du projet / année	Instituts / compagnies / lieux	Description de l'étude	Puissance installée
Solar Wasserstoff Bayern 1986 [12]	Compagnie d'électricité SWB, Bayernwerk, BMW, Linde et Siemens, Neunburg Vorm Wald, Allemagne	Projet de démonstration de production d'électricité et stockage. Utilisation de l'hydrogène à échelle industrielle.	370 kW _c
HYSOLAR 1986 [12]	DLR, Stuttgart, Allemagne	Identification des applications PV-H ₂ . Production d'hydrogène jusqu'en 1992. Utilisation H ₂ .	2 kW _c , 10 kW _c et 350 kW _c
NEMO 1989 [13]	Helsinki University of Technology, Espoo, Finlande	Démonstration de la possibilité technique d'un système PV-H ₂ 100% autonome.	1,3 kW _c
Oldenburg 1990 [14]	Renewable Energy Group, Oldenburg, Allemagne	Evaluation des systèmes H ₂ et problèmes techniques.	6,2 kW _c 5 kW WT 12 kW GD = 23,2 kW
INTA 1990 [15]	INTA Energy Laboratory, Mazagõn, Espagne	Production d'hydrogène solaire, puis stockage dans un métal hydrure et utilisation d'une PAFC. Système non intégré.	7 kW _c
SSHP 1991 [16]	Schatz Solar Hydrogen Project, Humbolt State University, Arcata, USA	Démonstration que l'hydrogène est un bon stockage pour l'énergie solaire et plus généralement que les PV-H ₂ systèmes sont des sources d'énergie sécurisées et fiables.	9,2 kW _c pompe d'aquarium
ATEL 1991 [17]	Aere-Tessin Electricity Supply Co. + Paul Scherrer Institute, Suisse	Banc d'essai : production d'hydrogène solaire et utilisation dans une pile à combustible. Système non intégré.	90 kW _c
PECS 1992 [18]	Photovoltaic Energy Conversion System, The Copper Union, New York, USA	Démonstration et évaluation.	150 W _c
FhG-ISE 1992 [19]	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Allemagne	Démonstration en site isolé. Maison solaire, isolée du réseau.	4,2 kW _c
PHOEBUS 1993 [20]	Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, Allemagne	Développement et tests d'un système solaire-hydrogène autonome. Application réelle : Bibliothèque, isolée du réseau.	43 kW _c
SAPHYS (JOULE II) 1990 [21]	ENEA-energy area advanced energy technologies (It), Institut For Energy (No), KFA (FZJ, De) et CEE, Italie	Enquête et tests sur les technologies « hydrogène »	5,6 kW _c
HRI 2000 [22]	Institut de recherche sur l'hydrogène, Trois-Rivières, Québec	Tests expérimentaux pour déterminer les meilleures méthodes de dimensionnement et de stratégies de contrôle.	1 kW _c 10 kW WT =11 kW

Tableau II-4 : Caractéristiques des systèmes installés et présentés dans le tableau précédent.

Nom du projet / année	PV	EL	ST (kWh/PCS)*	FC	Batteries	Architecture électrique	modélisation
SWB 1986	370 kW _c	2 x 100 kW alc. à Pa + 100 kW alc. à 30 bar	5 000 m ³ H ₂ + 500 m ³ O ₂ 30 bar (532 kWh H ₂)	6,5 kW alc. + 79,3 kW PA + 10 kW PEM	Raccordé au réseau (surplus PV)	Bus DC 300-453V	JULSIM (PHOEBUS) SIMWELLY
HYSOLAR 1986	10 kW _c	10 kW alc.		PEM			HYSOLAR
1991	350 kW _c	350 kW alc.	compressé	FC			HYSOLAR
NEMO 1989	1,3 kW _c	0,8 kW alc. 30 bar	8 m ³ - 25 bar (710 kWh)	0,5 PAFC	14 kWh	Bus DC 30V	H2PHOTO (Turbo Pascal)
Oldenburg 1990	6,2 kW _c PV + 5 kW WT + 12 kW DG	0,8 kW alc. - Pa	0,25 m ³ H ₂ - 120 bar (106 kWh)	0,6 kW alc.	104 cellules - 300 Ah - 62,4 kWh	Bus DC 190-250V DC/DC pour chaque appareil	INSEL
INTA 1990	7 kW _c	5,2 kW alc.	24 m ³ MH + 8,8 m ³ - 200 bar (6 250 kWh)	10 kW PA 2,5 kW PEM 5 kW PEM		Couplage direct PV-EL	
SSH P 1991	9,2 kW _c	5,76 kW alc. 7,9 bar	5,7 m ³ - 7,9 bar (160 kWh)	1,5 kW PEM	24 V - 220 Ah	Bus DC 20-30V	PVINTER
ATEL 1991	90 kW _c	90 kW PEM (ABB)		2 x 3 kW PEM			
P E C S 1992	150 W _c PV	95,2 W PEM 7 bar	9 m ³ - 7 bar Metal Hydrure			Couplage direct PV-EL	PECS II
FhG-ISE 1992	4,2 kW _c	2 kW PEM	15 m ³ H ₂ 7,5 m ³ O ₂ 30 bar (1600 kWh)	0,5 kW PEM - 12V	48V - 400 Ah = 19,2 kWh	Bus DC 48 V DC/DC FC	TRNSYS (Fortran)
PHOEBUS 1993	30 kW _c	26 kW alc. 7 bar	25 m ³ - 120 bar H ₂ , 20 m ³ - 70 bar O ₂ (~10 MWh)	5,6 kW PEM	220 V - 304 kWh	Bus DC 220V	SIMELINT
SAPHYS (JOULE II) 1994	5,6 kW _c	5 kW alc. 20 bar	15 m ³ 20 bar (106 kWh)	3 kW PEM 22-30 V	34 V - 1500 Ah - 53 kWh	Bus DC 36V DC/DC EL et FC	JULSIM (PHOEBUS) SIMWELLY
HRI 2000	10 kW WT +1 kW _c PV	5 kW alc. 7 bar	3,8 m ³ - 10 bar (125 kWh)	5 kW PEM (Ballard) 24 V	48 V	Bus DC 48V	

* Un volume d'hydrogène de 1 m³ dans les conditions normales (pression atmosphérique, température de 0 °C) correspond à 3,55 kWh (PCS).

Les abréviations utilisées sont précisées dans le glossaire (Chapitre VII).

Le but de ces études est de démontrer la possibilité technique de produire de l'hydrogène solaire et d'utiliser l'hydrogène pour alimenter une charge variable. Certaines études ont évalué les rendements de conversion et déterminé les problèmes techniques des appareils électrochimiques. D'autres études se sont concentrées sur l'optimisation des systèmes en terme de dimensionnement et de stratégie de contrôle. Enfin, la sécurité et la fiabilité de ces systèmes sont abordées dans de nombreux documents. Les résultats sont résumés dans les paragraphes suivants.

Le Tableau II-4 décrit les principales caractéristiques des systèmes.

1. Les générateurs utilisés sont parfois des panneaux photovoltaïques, des éoliennes voire des générateurs diesel.
2. Les électrolyseurs utilisés sont de technologie alcaline ou à membrane. Les pressions de fonctionnement sont comprises entre 1 et 30 bar.
3. Les gaz sont stockés avec ou sans compression supplémentaire dans des bouteilles ou des containers, parfois dans des stockages d'hydrure permettant d'augmenter la densité volumique. Certaines installations (PHOEBUS ou SWB) stockent l'oxygène produit par l'électrolyseur.
4. Les piles à combustible utilisées sont de différentes technologies : alcaline, acide phosphorique et PEM. SWB a testé ces 3 technologies. Les puissances varient entre 500 W et 10 kW.

Bien que ces systèmes soient très différents en terme de technologie et de puissance, ils ont la même architecture électrique : un bus DC basse ou haute tension sur lequel les composants sont connectés directement ou par l'intermédiaire d'un convertisseur de tension. Les batteries sont directement connectées sur ce bus DC. Elles permettent la stabilité de la tension du bus.

La dernière colonne du Tableau II-4 décrit les travaux de modélisation réalisés au cours de ces études. Ils seront décrits plus précisément au chapitre IV.

II.3.2. Résultats expérimentaux

Les études présentées ont obtenu de nombreux résultats. Mais ces données sont souvent difficilement comparables en raison de la diversité des résultats et du calcul parfois différent des rendements.

II.3.2.1. Production électrique

- Système complet

Le rendement électrique du système complet est le rapport entre l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie fournie par les générateurs. Il est évalué à 44 % dans le cas de la maison de Fraunhofer et à 54 % dans le cas de la bibliothèque du projet PHOEBUS. Pour ce dernier projet, l'optimisation du système de stockage par l'hydrogène permettrait d'obtenir un rendement de l'installation de 65 %.

- Système de stockage par l'hydrogène

Le rendement du système de stockage par l'hydrogène est le rapport de l'énergie produite par la pile à combustible sur l'énergie consommée par l'électrolyseur.

Dans le projet PHOEBUS, le système de stockage par l'hydrogène a un rendement de 3 % mais cette faible performance est liée à l'unité de stockage des gaz, notamment au compresseur (importantes fuites et faible rendement). En ne prenant en compte que les composants électrochimiques, le rendement est de 35 %. Le projet de SSHP annonce le même rendement de 34 %. Il semble que ces résultats ne prennent pas en compte la consommation intrinsèque des composants.

Vanhanen a pris en compte la consommation intrinsèque [23] : le système de stockage par l'hydrogène du projet NEMO a un rendement de 28 %. L'optimisation devrait permettre d'atteindre 36 %. Au cours de l'étude réalisée à Oldenburg, l'auteur annonce qu'un système optimisé pourrait atteindre 42 %. Ce système peut encore être amélioré et atteindre 50 % en éliminant les éléments de compression des gaz. L'optimisation des systèmes est réalisée principalement grâce à la diminution de la consommation intrinsèque des périphériques des composants électrochimiques.

- Couplage PV-EL : production d'hydrogène solaire

Ce couplage a été étudié particulièrement dès l'émergence de ces systèmes. Le rendement³ de la conversion solaire en hydrogène est de l'ordre de 6-7 % (INTA : 7 % ; SSHP : 6,2 %). Les pertes sont au niveau des PV essentiellement (90 %), du système électrolyseur (30 %) et du couplage (5 %).

II.3.2.2. Réponse transitoire

Le temps de réponse des composants et leur aptitude à un fonctionnement variable sont essentiels pour ces systèmes. En effet, l'ensoleillement est une source variable et la charge peut avoir des évolutions importantes et instantanées.

Pour avoir un réseau électrique de bonne qualité, la pile à combustible doit être capable de répondre à une variation brusque de charge. De même, afin de stocker la majorité de l'excédent solaire, l'électrolyseur doit convertir une puissance électrique variable.

- Un électrolyseur accepte parfaitement les fortes variations d'un générateur solaire (toutes les études l'ont montré). Un article sur un électrolyseur alcalin fonctionnant à 30 bar développé par ELWATEC [24], montre tout de même un délai de réponse de l'ordre de 40 s lié à des contraintes de fonctionnement de température et de différence de pression autour de la membrane.

- Une pile à combustible en fonctionnement peut répondre à une variation brusque en moins de 50 μ s [25] (annoncé par les constructeurs à 1 μ s). Par contre, si la pile est arrêtée, il faut compter en plus le temps de démarrage (de l'ordre de 12 s pour la pile Ballard NEXA de 1,2 kW, essais réalisés au laboratoire). Dans le projet SWB, la pile alcaline répond à une charge variable avec un délai de l'ordre de 100 ms.

Dans les systèmes Solaire-Hydrogène, les batteries permettent de compenser ces différents temps de réponse des composants.

³ le rendement est toujours calculé par rapport au pouvoir calorifique supérieur de l'hydrogène.

II.3.2.3. Principaux problèmes rencontrés

L'ensemble des projets s'est heurté à la faible maturité des composants du système PV-H₂. Leurs systèmes ont tous vécu de nombreux arrêts causés par des défaillances des composants ou de leurs auxiliaires.

Les problèmes mentionnés dans la littérature sont :

- Fragilité des auxiliaires : pompe à électrolyte (potasse), instrumentations, compresseur d'air, unité de purification de l'eau, électrovannes ...
- Consommation des auxiliaires : de l'ordre de 5 à 10 % de la puissance convertie selon l'optimisation. Au cours du projet réalisé à Oldenburg, la consommation intrinsèque à vide remet en question l'intérêt du système de stockage par l'hydrogène.
- Fiabilité limitée des piles PEM : rupture de membranes, problèmes d'évacuation d'eau, corrosion, problèmes de démarrage à froid, problèmes consécutifs à des arrêts prolongés de la pile.
- Sécurité trop importante de fonctionnement des composants électrochimiques entraînant des arrêts inutiles des systèmes.

Les périphériques nécessaires au fonctionnement des appareils électrochimiques sont le point faible à la fois en terme de complexité, de fiabilité, de durabilité et de rendement global.

II.3.2.4. Sécurité

Les différents projets ont prouvé la sécurité des installations. Des mesures de sécurité sont impératives notamment celles liées à l'utilisation de l'hydrogène. Le projet de INTA a mis en évidence le manque de normes de sécurité et de procédures de normalisation des composants des systèmes PV-H₂.

II.3.3. Choix d'un système PV-H₂

Ces premières études ont montré que le choix du système était essentiel en terme de rendements et de prix. Des conseils sont formulés pour le choix des composants électrochimiques et pour l'architecture du système complet.

II.3.3.1. Choix du système de stockage par l'hydrogène

Au cours du projet NEMO, plusieurs technologies ont été testées. Le Tableau II-5 décrit les points forts et points faibles des électrolyseurs et des piles à combustible selon leurs technologies. Les technologies haute température sont à écarter en raison de la perte importante d'énergie liée au chauffage des composants.

Tableau II-5 : Points forts et points faibles des composants électrochimiques testés au cours du projet NEMO [23].

Electrolyseur		
Technologie	Points forts	Points faibles
alcaline	+ haut rendement énergétique + longue durée de vie	- importante consommation intrinsèque - périphérique complexe - électrolyte liquide et corrosif
PEM	+ grande compacité + faible consommation intrinsèque + haut rendement global + différence de pression permise autour de la membrane	- alimentation en eau très pure - faible rendement énergétique
Pile à combustible		
Technologie	Points forts	Points faibles
alcaline	+ prix	- importante consommation intrinsèque - électrolyte liquide et corrosif
PEM	+ périphérique simple + longue durée de vie + faible consommation intrinsèque	- prix - gestion de l'eau difficile

Electrolyseur

Les électrolyseurs alcalins ont de très bonnes performances au niveau des cellules (rendement potentiel : 80 %, rendement faradique : 99 %) mais le périphérique nécessaire induit une forte consommation intrinsèque. Les électrolyseurs à membrane ont de mauvaises performances de cellules (rendement potentiel : 70 %, rendement faradique : 90 %). Par contre, leur contrôle est plus simple. Les durées de vie annoncées (chapitre II.2.3.4) sont équivalentes pour les deux technologies (25 ans pour l'électrolyseur alcalin et 150 000 h pour le PEM). La technologie alcaline nous semble préférable car l'optimisation du périphérique permettra d'obtenir les meilleurs rendements globaux. Il est préférable d'utiliser un électrolyseur haute pression afin d'éviter l'utilisation d'un compresseur énergivore pour réduire la taille de l'unité de stockage de gaz.

Pile à combustible

La complexité des périphériques des piles alcalines diminue leur fiabilité (SWB). La consommation intrinsèque importante diminue le rendement du composant alcalin. De plus, il est très difficile d'évacuer l'eau produite dans l'électrolyte liquide. La pile à combustible conseillée est de technologie PEM. La longue durée de vie annoncée par Vanhanen, n'est pas confirmée par la littérature (Ballard propose une garantie de seulement 1 500 heures).

Une des conclusions du projet SAPHYS est d'utiliser une pile à combustible réversible (à la fois pile et électrolyseur) réduisant ainsi l'encombrement et le coût du système. Des prototypes ont fonctionné mais le choix des catalyseurs est très délicat. Les catalyseurs étant différents pour la pile et l'électrolyseur, il faut privilégier le rendement énergétique d'un des deux modes de fonctionnement.

II.3.3.2. Architecture du système complet

Trois points doivent être étudiés minutieusement pour optimiser le système :

- Le dimensionnement du système permet de définir la puissance des composants et la taille du stockage afin de répondre à la demande électrique.
- Le choix de l'architecture électrique est très important en terme de rendement.
- Enfin, une bonne stratégie de gestion d'énergie au sein du système permet une utilisation rationnelle des différents composants.

II.3.3.2.1. Lois de dimensionnement

Les lois de dimensionnement permettent de déterminer la puissance de chaque composant et la capacité des unités de stockage. Dans les systèmes PV-H₂, le dimensionnement permet aussi d'utiliser au maximum le stockage saisonnier de haut rendement (batteries) et au minimum le stockage saisonnier (hydrogène).

Vanhanen et Lund [26] ont étudié l'influence de la latitude d'un site sur le dimensionnement d'un système Solaire-Hydrogène. La charge est une charge constante de 100 W. Les conclusions de cette étude sont les suivantes :

- La surface solaire est dimensionnée pour que le système soit autonome.
- Le stockage batterie correspond à 5 jours d'autonomie. Cette capacité permet limiter le temps d'utilisation de la pile à combustible.
- Le volume de stockage de gaz dépend du site, de la puissance solaire et de la capacité des batteries. Il est surtout sensible à la différence d'ensoleillement entre l'été et l'hiver.
- La puissance de l'électrolyseur est la différence entre la puissance du PV et la puissance minimale de la charge afin de convertir tout l'excédent de la production solaire.
- La puissance de la pile à combustible doit correspondre à la puissance maximale de la charge plus la puissance nécessaire à la recharge rapide des batteries.

II.3.3.2.2. Architecture électrique

La configuration électrique des premières installations (Tableau II-4) est la connexion des composants, directe ou par l'intermédiaire d'un convertisseur de courant ou de tension, sur un bus DC sur lequel les batteries sont connectées directement assurant une tension stable du bus. Le niveau de tension est soit basse (36-50 V) soit élevée (190-453 V). SAPHYS conseille d'utiliser un haut niveau de tension afin de limiter le courant sur le bus (taille des câbles). Un onduleur permet ensuite de fournir un courant ondulé monophasé ou triphasé à l'utilisateur.

Couplage PV-EL : Production d'hydrogène solaire

Les études centrées sur la production d'hydrogène solaire ont permis de comparer le rendement des différents couplages d'un champ solaire et d'un électrolyseur.

Le couplage direct semble être la configuration la plus efficace car elle évite les pertes dans un convertisseur. La modularité des générateurs photovoltaïques (modules à connecter en série ou en parallèle) et des électrolyseurs (taille des membranes et nombre de cellules)

permet une parfaite adaptation du couplage direct. La courbe caractéristique U-I d'un électrolyseur peut être très proche de celle du point de puissance maximale d'un champ solaire (Figure II-12-a). Pour un champ PV donné, et pour chaque taille de surface active d'un EL, il existe un nombre optimal de cellules (Figure II-12-b) permettant la plus grande production d'hydrogène sur toute l'année (HYSOLAR). Dans le cas de la maison de Freiburg, le couplage direct atteint des rendements de plus de 95 %, pour des ensoleillements moyens à importants.

Cependant, l'étude HYSOLAR ne prend en compte que le couplage PV-EL. Lorsqu'une charge est fournie à un utilisateur, la puissance disponible pour l'électrolyse est diminuée. La détermination des points de fonctionnement des composants est très bien décrite par les travaux du projet NEMO. Pour optimiser le couplage PV-EL, il est alors nécessaire de connaître l'ensoleillement et la charge sur une année ainsi que la description précise du système permettant de prendre en compte les différentes pertes de tension.

La Figure II-12-b montre que le rendement du couplage direct est très sensible au dimensionnement (nombre de cellules d'électrolyse) alors que l'utilisation d'un MPPT⁴ ayant un haut rendement (ici de 96 %) permet d'obtenir un rendement constant quel que soit l'électrolyseur.

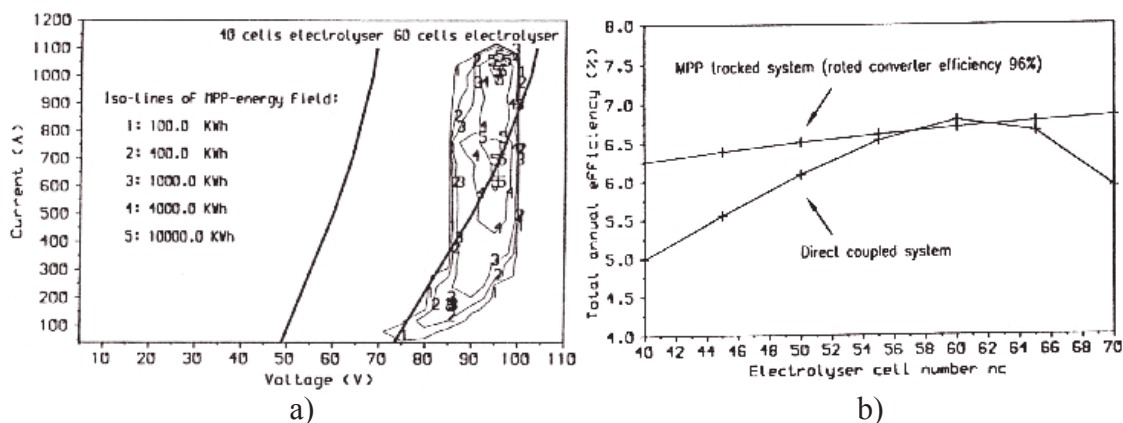


Figure II-12 : a) Comparaison de la caractéristique électrique d'un électrolyseur avec le point de puissance maximale d'un champ solaire ; b) Influence du nombre de cellules d'électrolyse sur le rendement du couplage PV-EL soit direct soit par l'intermédiaire d'un MPPT [27].

Le couplage direct des composants sur le bus DC est souvent conseillé par ces premières études pour des raisons de fiabilité, de rendement (perte dans le convertisseur), de disponibilité et de coût.

II.3.3.2.3. Algorithme de contrôle

La gestion d'énergie permet d'optimiser le rendement global de l'installation. L'algorithme de gestion des systèmes Solaire-hydrogène permet d'utiliser au maximum le stockage journalier de haut rendement et au minimum le stockage d'hydrogène dont le rendement est beaucoup plus faible. Le contrôle est réalisé par rapport à l'état de charge de la batterie (SOC : State Of Charge).

⁴ Maximum Power Point Tracker ; cf Glossaire

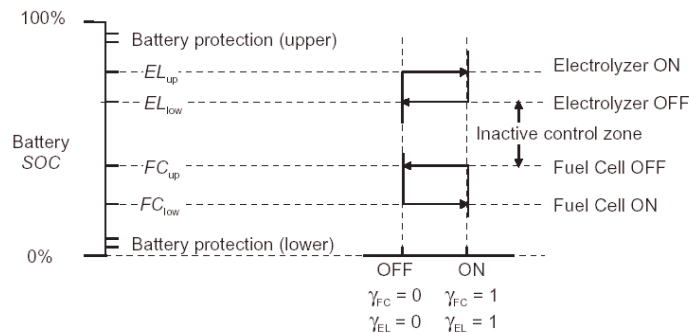


Figure II-13 : Schéma de contrôle d'un système PV-H₂, proposé par Ulleberg [9].

Ulleberg, s'inspirant du contrôle de l'installation PHOEBUS, a décrit le mode d'opération sur le schéma ci-dessus (Figure II-13). L'électrolyseur ne peut fonctionner que si les batteries ont un haut niveau de charge. La pile est mise en route lorsque le SOC est bas. Entre ces 2 niveaux, la batterie peut aider le champ solaire à couvrir la charge ou bien être chargée par le PV s'il y a un excédent d'énergie solaire. On remarque aussi deux niveaux de protection des batteries : un niveau haut de recharge à partir duquel les batteries sont déconnectées et un niveau bas, niveau d'alarme entraînant la déconnexion de la charge.

Le contrôle développé en Finlande (NEMO) est identique. Cependant, le contrôle se fait à la fois en régulation du SOC et de la tension de la batterie. En effet, la stratégie de contrôle du système complet par rapport au niveau de charge des batteries est difficilement réalisable à cause du problème inhérent de mesure de l'état de charge.

Pour le système alimentant l'installation SSHP, le contrôle est différent. Le champ solaire peut être découplé en plusieurs branches : une partie du champ est couplée à la charge, une autre à la batterie si celle-ci n'a pas été chargée depuis longtemps et le reste à l'électrolyseur [16]. Lorsque le champ solaire ne suffit plus pour alimenter la charge, la pile est démarrée et le champ solaire est déconnecté. La pile est éteinte dès que le champ solaire suffit à la charge.

II.3.4. Conclusion

Ces études ont montré la faisabilité et la sécurité du système de stockage par l'hydrogène. Le rendement du système de stockage par l'hydrogène a un rendement de 28 %. Les systèmes complets PV-Hydrogène ont un rendement de 45 %. Ce rendement devrait atteindre 65 % grâce à l'amélioration du système de stockage par l'hydrogène.

Pour atteindre ces rendements, le système doit être minutieusement sélectionné.

- Le dimensionnement permet d'obtenir un bon fonctionnement global et de limiter le coût de l'installation. Des règles simples déterminent les relations entre les puissances des composants. Des outils de dimensionnement permettent de définir la puissance solaire et le volume de stockage nécessaires pour répondre à une charge dans un site donné.
- Etroitement liées, l'architecture électrique et la stratégie de contrôle sont essentielles, permettant de limiter les pertes de conversion et d'optimiser la gestion d'énergie au sein du système.
- Le choix des composants électrochimiques est difficile car il faut trouver le meilleur compromis entre efficacité, fiabilité et durabilité. L'électrolyseur alcalin est préférable pour son efficacité et sa longue durée de vie. Son périphérique doit être optimisé en terme de fiabilité et de consommation intrinsèque. La pile PEM est conseillée essentiellement pour la facilité d'évacuation de l'eau produite.

II.4. Conception du banc d'essai

Les différentes étapes effectuées pour sélectionner le banc d'essai sont le dimensionnement des composants, la détermination de l'architecture électrique et de la gestion d'énergie, ainsi que la sélection des composants du système de stockage par l'hydrogène.

II.4.1. Dimensionnement

La première étape du choix d'un système pour une application en site isolé consiste à dimensionner l'installation en fonction de la consommation de l'utilisateur et du lieu d'implantation. Dans notre installation, il n'y a pas de charges imposées. La puissance des composants et la taille du stockage ont été sélectionnées selon les critères définis ci-dessous.

II.4.1.1. Puissances des composants

L'application visée pour le système PV-FC de notre étude, est un habitat individuel. La puissance du système est fixée à environ 3 kW. Le champ solaire installé est donc d'environ 3 kW_c. L'électrolyseur est de même puissance afin de convertir la totalité de l'énergie solaire excédentaire. La puissance de la pile doit correspondre à la puissance maximale demandée par l'utilisateur (3 kW).

II.4.1.2. Volume de stockage

Dans notre étude, le volume de stockage est de petite taille, assimilable à un stockage journalier afin de pouvoir évaluer les performances du système de stockage par l'hydrogène dans son utilisation journalière.

II.4.2. Architecture électrique et stratégie de contrôle

Pour optimiser le rendement du système, des règles simples de fonctionnement peuvent être édictées :

- ✓ Le PV fournit la puissance maximale disponible.
- ✓ La puissance du PV est privilégiée par rapport à celle de la pile à combustible qui ne sert que d'appoint.
- ✓ L'électrolyseur et la pile ne doivent jamais fonctionner en même temps.

Notre système n'ayant pas de stockage journalier de haut rendement, ces règles doivent être impérativement respectées pour éviter des pertes importantes dans le système de stockage.

De nombreuses configurations électriques sont possibles : le bus DC, le bus AC et toutes les configurations intermédiaires. Toutes ces configurations ont été étudiées et comparées à la fois en terme de rendement et de disponibilité mais aussi de modularité et de liberté dans le choix des composants.

Le couplage direct est intéressant par la simplicité et la disponibilité des composants nécessaires. Or, aucune gestion d'énergie n'est possible dans un tel système. Le bus AC offre une modularité importante mais le rendement global de l'installation peut être faible. La première architecture électrique sélectionnée était une configuration mixte : couplage direct entre le champ solaire et l'électrolyseur et bus AC pour le couplage du PV et de la pile à combustible. Or, vu les inconnues sur la possibilité d'utiliser des onduleurs standards et d'obtenir un rendement de fonctionnement optimal, nous nous sommes finalement adressés à un développeur de produits de conversions électriques. Le cahier des charges du composant recherché contenait les règles de fonctionnement permettant une utilisation rationnelle de chacun des composants.

Architecture électrique :

L'unique solution pour contrôler la puissance fournie par chacun des 2 générateurs, le PV et la pile à combustible, est d'intégrer deux convertisseurs de puissance alimentant un étage continu. De plus, l'étage continu doit avoir une tension élevée afin de réduire les pertes ohmiques. Cette tension est choisie à environ 300 VDC. Au dessus de 325 V, il est aussi possible d'éliminer le transformateur dans le cas où l'application le permet.

L'architecture électrique sélectionnée est donc un bus DC à haute tension (~ 300V) sur lequel sont connectés les composants via des convertisseurs de tension. Les tensions de fonctionnement des générateurs doivent être les plus élevées possibles afin de minimiser les pertes dans les convertisseurs.

Pour obtenir la puissance maximale du champ PV, on fixe simplement la tension du champ solaire évitant d'implémenter une stratégie complexe de commande (MPPT). La tension d'entrée est la tension nominale du champ solaire.

Un emplacement est prévu pour la batterie de secours, nécessaire au démarrage, à la sécurité de l'installation (purge des composants électrochimiques en cas de panne d'alimentation de l'instrumentation) et pour aider à la réponse transitoire du système à une charge variable si nécessaire.

Algorithme de contrôle :

Un microprocesseur est intégré à l'appareil permettant le contrôle des composants. Le programme de gestion de l'énergie a été développé en collaboration avec le fournisseur. Ce programme pourra être modifié si nécessaire.

La charge de l'utilisateur du système PV-FC est délivrée par un onduleur monophasé. L'énergie délivrée à l'utilisateur provient principalement des panneaux photovoltaïques.

L'algorithme des flux énergétiques suit les règles suivantes :

Si la puissance demandée par la charge est inférieure à la puissance solaire disponible :

- La batterie de sécurité est chargée en priorité si nécessaire.
- Si l'électrolyseur peut fonctionner, il est alimenté à courant maximal disponible. Des tests de connexion sont effectués à intervalle régulier : la connexion est maintenue si le courant est supérieur au courant minimum d'électrolyse. La pureté des gaz devient dangereuse à faible courant (II.2.3.2).

- Si l'excédent solaire ne peut être consommé ni par la batterie, ni par l'électrolyseur, la tension du champ solaire augmente, diminuant ainsi l'intensité et la puissance délivrée par le générateur renouvelable.

Si la puissance demandée par la charge est supérieure à la puissance solaire disponible :

- Sur autorisation d'emploi, la pile à combustible est connectée afin de produire la puissance complémentaire nécessaire.
- La batterie de sécurité fournit l'énergie nécessaire à la transition lors de changements brusques de demande de puissance par l'utilisateur.

La Figure II-14 décrit plus précisément l'algorithme de gestion du système, réalisé par rapport au niveau de tension de la batterie.

Il y a 5 niveaux de tension :

1. Le niveau le plus bas, U_{bmin} , entraîne, lorsqu'il est atteint, l'arrêt complet du système : la batterie n'est plus considérée apte à assurer la sécurité du système.
2. Avant d'atteindre ce niveau, la charge a été déconnectée : l'utilisateur n'est plus alimenté dès que la tension atteint U_{bOnd} .
3. Lorsque la tension diminue jusqu'à U_{balarm} , la batterie est rechargée en priorité jusqu'à sa tension maximale : U_{bmax} .
4. Si la tension de la batterie est supérieure à U_{balarm} , l'électrolyseur est alimenté avec la puissance maximale disponible.
5. En cas d'excédent solaire inférieur à la puissance minimale de l'électrolyseur, la batterie n'est alimentée que si sa tension est inférieure à U_{bnom} . Cette dernière mesure permet de ne pas maintenir la batterie à son niveau maximum de charge (contrainte de fonctionnement des batteries).

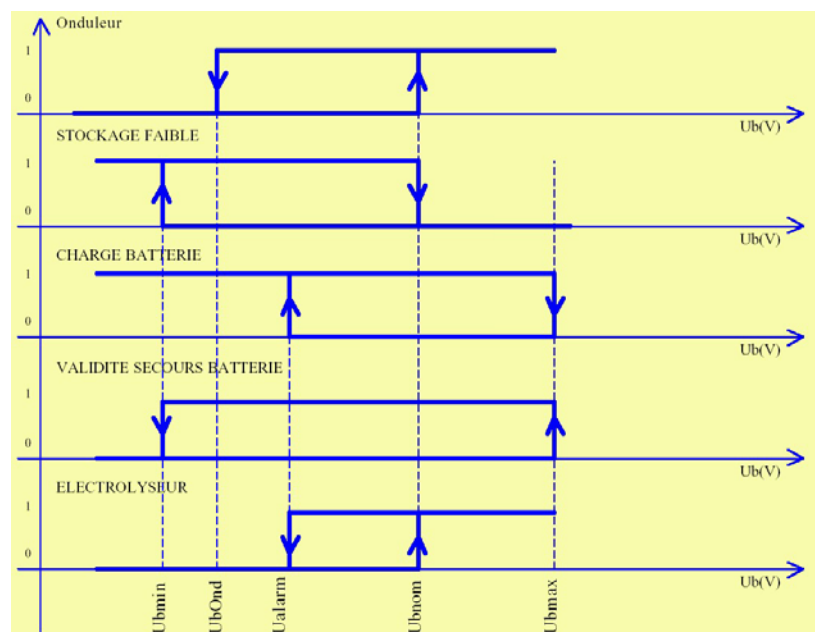


Figure II-14 : Algorithme de gestion du système sur le niveau de tension de la batterie de sécurité. 5 variables logiques sont nécessaires au fonctionnement du système.

Conclusion

Cette configuration de bus DC à haute tension déjà sélectionnée aux cours des premières études semble être l'unique solution technique permettant d'optimiser la répartition de puissance lorsque le champ solaire et la pile à combustible fonctionnent pour alimenter la charge. L'avantage de cette solution est que l'architecture électrique et le système de gestion se présentent sous la forme d'un appareil central sur lequel les composants sont connectés. Le choix des composants est libre. Il est tout de même conseillé de sélectionner des composants à tensions élevées. Dans ce cas, les générateurs peuvent être délocalisés du système complet (courant faible, tension élevée), sans impliquer un surcoût important de câblage. L'appareil est adapté à l'application et aux composants du système. Ce système n'est pas modulaire.

II.4.3. Système de stockage par l'hydrogène

Plusieurs rendements doivent être optimisés :

- le rendement des cellules électrochimiques c'est-à-dire le rendement énergétique et faradique,
- le rendement global lié à la consommation intrinsèque.

De plus, la consommation d'eau pure doit être la plus faible possible pour l'autonomie du système.

Architecture hydraulique

Il est conseillé de stocker les deux gaz produits par électrolyse. En effet, nous avons vu que l'utilisation d'oxygène pur voire d'un air enrichi en oxygène augmente la densité de puissance des cellules électrochimiques de la pile à combustible. Cela permet de réduire le prix de ce composant. De plus, la pile à combustible produit de l'eau pure que l'on peut utiliser pour approvisionner l'électrolyseur. Dans le cas où la pile est alimentée avec de l'air, l'eau produite côté cathodique n'est pas suffisamment pure pour être directement consommée par l'électrolyseur.

La sélection d'un électrolyseur haute pression permet de réduire le volume de stockage sans utilisation d'un compresseur. La pile à combustible doit fonctionner à la pression la plus faible possible afin d'utiliser la majeure partie de l'unité de stockage. Ces choix de pression de fonctionnement doivent permettre de conserver un haut rendement de conversion des composants électrochimiques.

Composants idéaux

Les informations fournies précédemment permettent de définir les composants recherchés pour la réalisation d'un système PV-FC optimisé :

- Le champ photovoltaïque doit avoir une tension de fonctionnement élevée.
- L'électrolyseur de technologie alcaline doit fonctionner à haute pression. La consommation intrinsèque doit être la plus faible possible.

- La pile à combustible est de technologie PEM. La tension de fonctionnement doit être la plus élevée possible. Les cellules doivent accepter l'alimentation en hydrogène et oxygène purs et fonctionner à faible pression. La consommation intrinsèque doit être faible.
- L'unité de stockage de gaz doit permettre l'autonomie du système. La pression maximale est fixée par celle de l'électrolyseur.

II.4.4. Conclusion

L'architecture électrique et hydraulique du système est déterminée. L'architecture électrique sélectionnée permet l'optimisation du rendement de l'installation et la simplification du système par la création d'un seul composant assurant la conversion et la gestion d'énergie. Le cahier des charges des composants principaux est défini mais en dehors des panneaux photovoltaïques, les électrolyseurs et les piles à combustible commercialisés ne conviennent pas à notre application (puissance, gaz produits ou consommés, rendement global). Nous avons donc décidé de développer les périphériques des composants électrochimiques.

Le fournisseur des cellules de l'électrolyseur est le partenaire du projet européen Hydrogen Systems, leader européen des technologies alcalines. La pression de fonctionnement est 10 bar. L'électrolyseur sélectionné est constitué de 16 cellules de 300 cm². Ce choix provient de la première architecture électrique sélectionnée. Il permettait d'optimiser le couplage direct entre le champ photovoltaïque et l'électrolyseur. L'électrolyseur ayant une puissance de 3,6 kW, le champ photovoltaïque doit être de 3,6 kW.

Pour la pile à combustible, les cellules des piles PEM avaient un délai de livraison de 1 à 2 ans en raison d'une demande importante et du mode de fabrication à l'unité. L'option sélectionnée a donc été de louer un module De Nora de 4 kW déjà présent au laboratoire.

II.5. Conclusion

Ce chapitre décrit le fonctionnement du système PV-FC et de ses composants. Il rassemble les informations nécessaires à la sélection d'une installation couplant un champ photovoltaïque et un système de stockage par l'hydrogène.

Pour réaliser un système performant, les points clés sont :

- le dimensionnement des composants,
- l'architecture électrique et la gestion d'énergie associée,
- le système de stockage par l'hydrogène.

Finalement, le banc d'essai est sélectionné mais les périphériques des composants électrochimiques doivent être réalisés pour être adaptés à notre application.

III. BANC D'ESSAI

III.1. Description du banc d'essai	38
III.1.1. Description des composants	38
III.1.2. Mesures de sécurité	51
III.1.3. Conclusion	54
III.2. Caractérisation des composants	55
III.2.1. Electrolyseur	55
III.2.2. Pile à Combustible	65
III.2.3. PMU	69
III.2.4. Conclusion	71
III.3. Performances du système de stockage par l'hydrogène	71
III.3.1. Performances actuelles	71
III.3.2. Perspectives	74
III.3.3. Conclusion	77
III.4. Conclusion	77

Ce chapitre est consacré à la description du banc d'essai et de ses performances. Nous présentons dans un premier temps, les composants et leur fonctionnement. Nous décrivons ensuite les résultats expérimentaux de l'électrolyseur, de la pile à combustible et de l'appareil de conversion et de gestion de l'énergie (PMU). Les performances du système de stockage par l'hydrogène sont finalement analysées dans la troisième partie et des évolutions sont proposées pour améliorer les rendements des composants électrochimiques.

L'annexe 3 montre l'installation complète construite sur le toit du laboratoire.

III.1. Description du banc d'essai

Nous décrivons dans un premier temps, les caractéristiques générales des composants, les performances annoncées par les fournisseurs et l'architecture hydraulique de l'installation ainsi que le fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible. Ensuite, les dangers d'une telle installation sont analysés afin de définir les mesures de sécurité à prendre.

III.1.1. Description des composants

III.1.1.1. Champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est constitué de 36 modules PW1000 (Photowatt, France). Chaque module a une puissance maximale d'environ 100 Wc. La tension et l'intensité au point de puissance maximale sont 34,4 V et 2,9 A dans les conditions standards de tests⁵. Les modules sont fixés sur des structures métalliques mises à la terre. L'inclinaison des panneaux est de 45° car elle permet la meilleure captation d'énergie pour un fonctionnement annuel dans notre région.

Afin d'obtenir une tension importante pour réduire la perte dans le convertisseur, 6 branches de 6 modules en série, sont connectés en parallèle et protégés par des diodes Schottky. Cette mise en parallèle est réalisée dans la boîte de jonction (Annexe 3) qui contient un interrupteur pour isoler les modules et différentes sécurités (diodes anti-retour, parafoudres).

Les caractéristiques du champ photovoltaïque dans les conditions standards de tests sont décrites dans le Tableau III-1.

Tableau III-1 : Caractéristiques électriques du champ photovoltaïque du banc d'essai dans les conditions standards de tests – Données du constructeur

Puissance	3,6 kWc
Tension de circuit ouvert	259,2 V
Intensité de court circuit	17,4 A
Tension à MPP	206,4 V
Intensité à MPP	18 A

III.1.1.2. Composants électrochimiques

Les appareils électrochimiques sont constitués de cellules, cœur de la réaction, et d'un périphérique hydraulique assurant la gestion des gaz et du liquide. Chaque périphérique a été adapté à notre application et réalisé au laboratoire. Le fonctionnement des appareils électrochimiques et de leurs périphériques est assuré par un automate (Modicom TSX). Une interface homme/machine permet la communication avec l'automate (Marche/Arrêt des composants, Arrêt d'urgence, modification des paramètres de contrôle, voir Annexe 4).

⁵ Ensoleillement : 1000 W/m² – Température des cellules : 25 °C – AM : 1,5

III.1.1.2.1. Electrolyseur

Basé sur l'expérience de Hydrogen Systems, fournisseur des cellules, le périphérique hydraulique construit est très proche du procédé industriel mais adapté à la puissance des cellules.

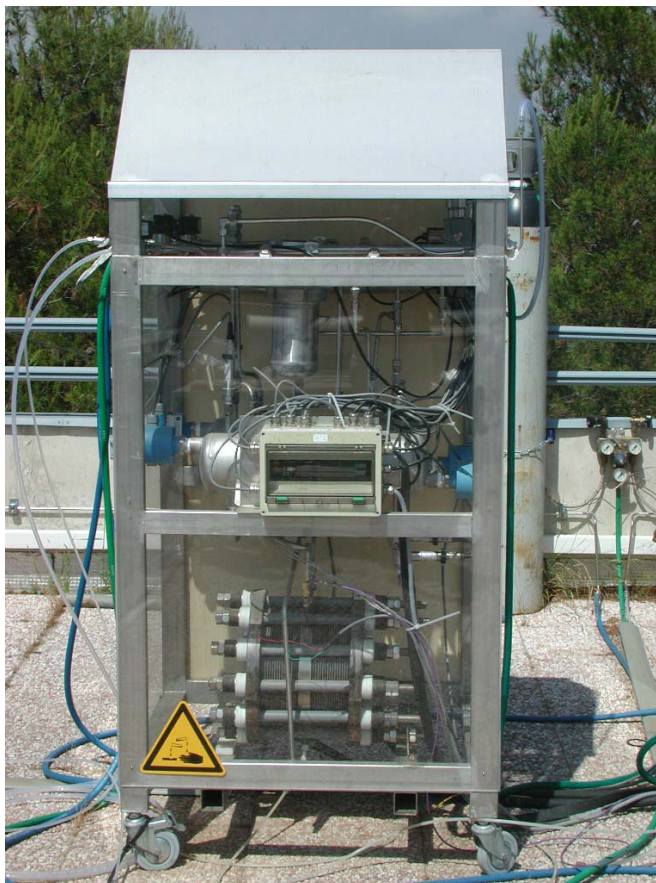


Figure III-1 : Electrolyseur du banc d'essai

III.1.1.2.1.1. Caractéristiques générales

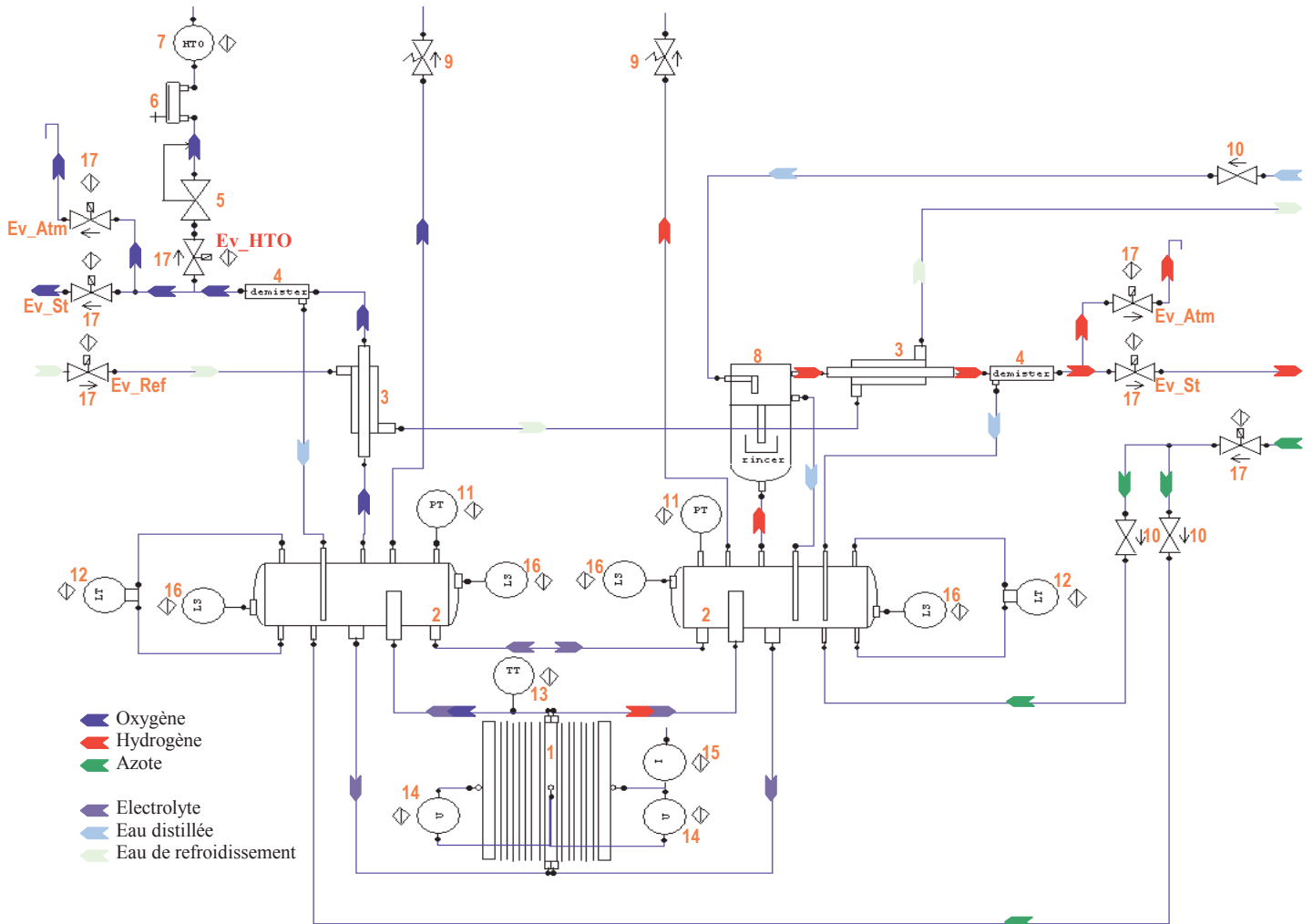
L'électrolyseur de 3,6 kW (Hydrogen Systems, Belgique) est constitué de 16 cellules en série de 300 cm², de technologie alcaline avancée, de géométrie « zéro gap ». L'électrolyte est de l'hydroxyde de potassium concentré à 30 % massique. La pression maximale de fonctionnement est 10 bar⁶. Le point nominal⁷ de l'électrolyseur est 29 V - 120 A à 72 °C. La production de gaz à 120 A est de 0,8 Nm³/h (rendement faradique de 99,7 %).

III.1.1.2.1.2. Description du périphérique

Le périphérique de l'électrolyseur est décrit à la Figure III-2. Il est constitué de 2 vases communicants, appelés séparateurs, car ils permettent la séparation des gaz produits et de l'électrolyte.

⁶ Bar relatif, pression relative à la pression atmosphérique ; on précise dans le cas où la pression est absolue Bar absolu ou Bar (abs).

⁷ Point de fonctionnement nominal : correspond à la puissance maximale du composant électrochimique.



Légende : 1. électrolyseur (16 cellules 300 cm²), 2. séparateur(2), 3. échangeur(2), 4. demister(2), 5. détendeur (1), 6. débitmètre (1), 7. mesure de concentration d'hydrogène dans l'oxygène (1), 8. rinçeur (1), 9. soupape de sécurité (2), 10. clapet anti-retour (2), 11. mesure de pression (2), 12. mesure de pression différentielle (2), 13. mesure de température (1), 14. mesure de tension (2), 15. mesure d'intensité (1), 16. alarme de niveau (4), 17. électrovanne (7). Les chiffres entre parenthèses correspondent au nombre d'éléments dans le périphérique.

Figure III-2 : Description du périphérique de l'électrolyseur.

Les séparateurs (n°2) sont placés au dessus des cellules (n°1) et sont remplis en partie par l'électrolyte liquide (KOH 30 %). L'électrolyte circule naturellement des séparateurs aux cellules, par effet « gas lift » : les gaz produits par les cellules montent dans les séparateurs et entraînent la circulation de l'électrolyte. Les gaz sont évacués par des électrovannes (n°17) vers le stockage (Ev_St) ou vers l'atmosphère (Ev_Atm).

L'oxygène, à la sortie du séparateur, est refroidi dans un échangeur double paroi (n°3) et passe ensuite dans un débrumiseur (n°4) afin de condenser la vapeur d'eau résiduelle et de ramener l'eau dans le périphérique. L'oxygène est évacué vers l'atmosphère ou vers le stockage. Les gaz sont évacués vers l'atmosphère en phase de purge, au démarrage pour évacuer l'azote de purge et dans le cas où le stockage est plein. Une dernière électrovanne (Ev_HTO), ouverte lorsque l'électrolyseur est alimenté, dirige le gaz vers un appareil de mesure de concentration de l'hydrogène dans l'oxygène via un détendeur (n°5) et un régulateur de débit (n°6) pour une mesure à basse pression et à faible débit. Le capteur de mesure de pureté de l'oxygène (n°7) est

en fait un catalyseur dont la température dépend de la quantité d'hydrogène. L'échelle maximale est 4 %, limite inférieure d'explosivité (LIE) d'hydrogène dans l'oxygène.

Cette mesure de sécurité va entraîner une fuite d'oxygène vers l'extérieur. Le rendement faradique de l'électrolyseur va donc dépendre du débit de mesure. De plus, cela va induire une perte de matière qui va se traduire par une consommation d'eau pure du système de stockage par l'hydrogène.

L'hydrogène subit le même traitement avec une étape supplémentaire. A la sortie du séparateur, le gaz passe dans un rinceur (n°8), l'obligeant ainsi à s'écouler le long de fibres d'acier baignant dans de l'eau distillée.

Des soupapes de sécurité (n°9) permet de ne jamais dépasser 10 bar dans le système.

L'électrolyseur consomme de l'eau distillée : l'électrolyte se concentre. L'eau pure entre dans le périphérique côté hydrogène, au niveau du rinceur, via une pompe à membrane de contre-pression de 12 bar. La concentration de l'électrolyte doit être conservée entre 27 % et 32 %, plage de conductivité ionique maximale.

L'azote, utilisé pour « l'inertage » de l'installation, est introduit en bas des séparateurs à une pression de 2 bar.

III.1.1.2.1.3. Mesure et contrôle

De nombreux capteurs sont reliés à un automate. Celui-ci assure le fonctionnement et le contrôle de l'électrolyseur.

Le contrôle de l'électrolyseur est développé autour de deux contraintes liées aux cellules :

1. La membrane ne supporte pas une différence de pression importante (< 250 mbar),
2. La pression maximale de résistance de l'appareil est de 10 bar.

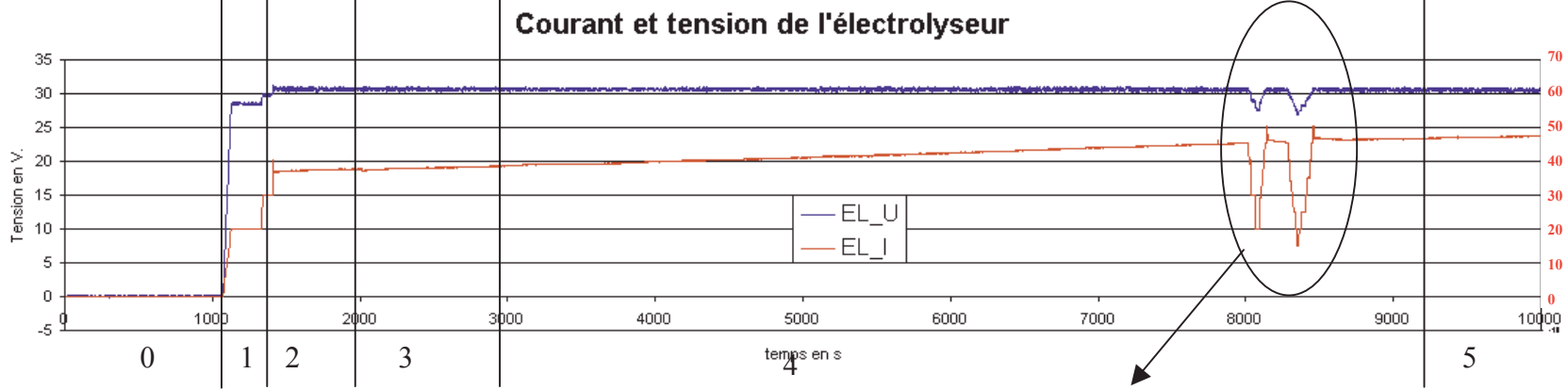
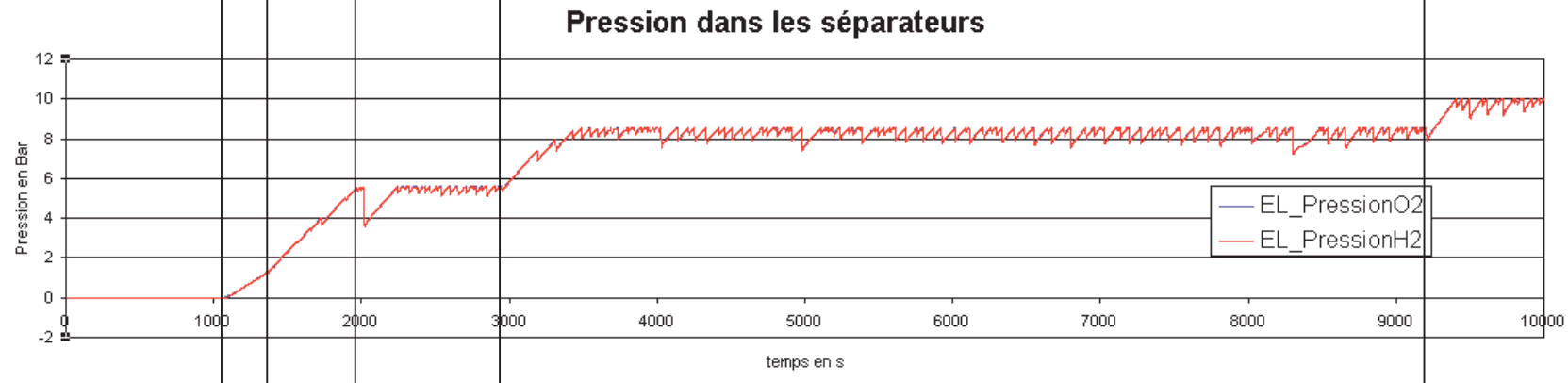
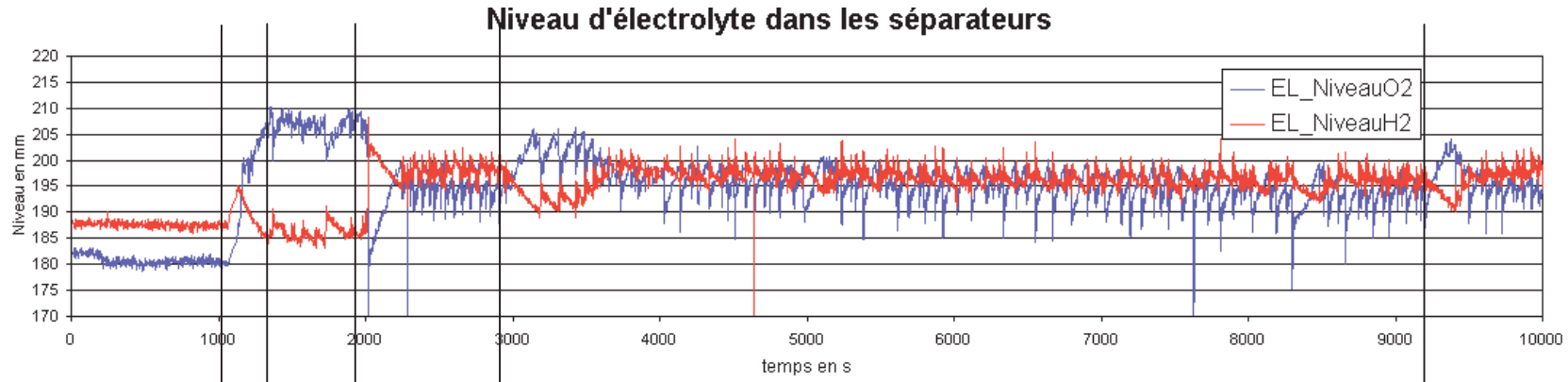
Les capteurs de pression (n°11) sont placés sur les séparateurs mais leur précision n'est pas suffisante pour la mesure de pression différentielle. Cette dernière se fait par la mesure de niveaux d'électrolyte dans les 2 séparateurs (capteur de pression différentielle (n°12) entre le bas et le haut des séparateurs). Dix millimètres de différence de niveaux correspondent alors à 1 mbar.

La Figure III-3 décrit l'évolution dans le temps des niveaux d'électrolyte et de la pression dans les séparateurs, du courant et de la tension de l'électrolyseur au démarrage de l'appareil.

Le système au repos est ouvert (étape 0).

Au démarrage (bouton ON, Annexe 4), l'installation est purgée (étape 1) : l'azote entre dans le système ouvert et un équilibre s'établit. La pression d'équilibre est maintenue pendant 30 secondes pour évacuer l'air contenu dans le périphérique. Ensuite, les électrovannes sont fermées, le système est clos.

Figure III-3: Evolution dans le temps des niveaux d'électrolyte et de la pression dans les séparateurs, du courant et de la tension de l'électrolyseur au démarrage de l'appareil.



- 0 : arrêt
- 1 : purge
- 2 : montée en pression
- 3 : fonctionnement normal (Pmax = 6 Bar)
- 4 : fonctionnement normal (Pmax = 8 Bar)
- 5 : fonctionnement normal (Pmax = 10 Bar)

Réalisation de courbes U-I

Lorsque l'électrolyseur est alimenté (étape 2), la pression augmente dans le système et il apparaît une différence de niveaux entre les deux séparateurs : les cellules produisent deux fois plus d'hydrogène que d'oxygène or les volumes gazeux côté cathodique et anodique ne sont pas exactement dans la même proportion. L'hydrogène ou l'oxygène est évacué par les électrovannes lorsque la différence de niveaux atteint la valeur de régulation (25 mm). Après ouverture d'une électrovanne, la différence de niveaux se réduit.

Les gaz produits sont évacués vers l'atmosphère tant que l'azote n'a pas été évacué du système ($P < 2$ bar). La pression du système monte rapidement. Les gaz sont ensuite stockés dans les bouteilles.

Lorsque la pression du périphérique atteint sa valeur maximale, les gaz sont évacués afin de ne pas dépasser cette pression. Les niveaux d'électrolyte sont alors pratiquement identiques. La pression maximale de fonctionnement est modifiable sur l'interface homme/machine de l'automate (étape 3 : 6 bar, étape 4 : 8 bar, étape 5 : 10 bar).

La température est mesurée (n°13) à la sortie des cellules côté O_2 . Cette température doit être inférieure à $72^\circ C$. Or, il n'y a pas d'échangeur de chaleur prévu pour le refroidissement car la puissance thermique évacuée par les cellules est faible. Si la température atteint $72^\circ C$, l'automate envoie un signal pour couper l'alimentation de l'électrolyseur.

Lorsque l'électrolyseur n'est plus alimenté, les électrovannes sont maintenues fermées. L'appareil est en veille mais le contrôle est maintenu afin de passer en phase de production si l'électrolyseur est à nouveau alimenté ou en phase de purge en cas d'anomalies (fuites, arrêt d'urgence, ...).

La phase d'arrêt d'urgence est activée par les capteurs d'alarme ou d'arrêt de l'appareil :

- niveaux d'alarme haut et bas de l'électrolyte dans les séparateurs (n°16)
- concentration d' H_2 dans O_2 (n°7)
- bouton d'alarme générale (Annexe 4)
- bouton d'arrêt de l'électrolyseur (Annexe 4)
- différence de niveaux d'électrolyte dangereuse pour les cellules (n°12)

Au cours de cette phase d'arrêt, les gaz sont évacués vers l'atmosphère. Lorsque la pression est inférieure à 2 bar, l'azote purge le système. Un équilibre de pression s'établit, il est maintenu 30 secondes. L'électrolyseur ne peut redémarrer que si les alarmes ont été réinitialisées et qu'un opérateur appuie sur le bouton ON.

III.1.1.2.1.4. Mise au point

La mise sous tension des cellules n'a été effectuée qu'après validation du programme de l'automate de sécurité. Pour cette phase, la production des gaz a été simulée par entrée d'azote dans les deux séparateurs. Les étapes de fonctionnement de l'électrolyseur ont été mises au point, testées et validées (temps de purge, pression de fin d'étape, valeurs de régulation et d'alarme...). Ensuite, les cellules ont été reliées hydrauliquement et électriquement. Après une étape de mise au point des sécurités liées aux cellules (tension, température), l'intensité délivrée à l'électrolyseur a ainsi pu être augmentée.

Le programme de l'automate n'est plus maintenant modifié. Seules les valeurs accessibles par l'interface homme/machine sont modifiables : pression de fonctionnement, niveau de régulation, d'alarme...

III.1.1.2.2. Pile à combustible

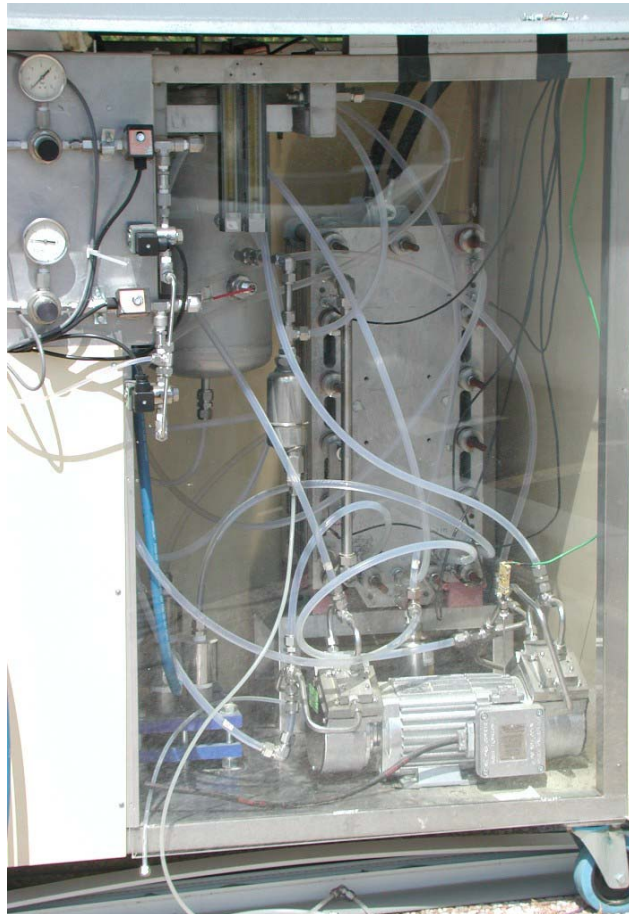


Figure III-4 : Pile à combustible du banc d'essai

III.1.1.2.2.1. Caractéristiques générales

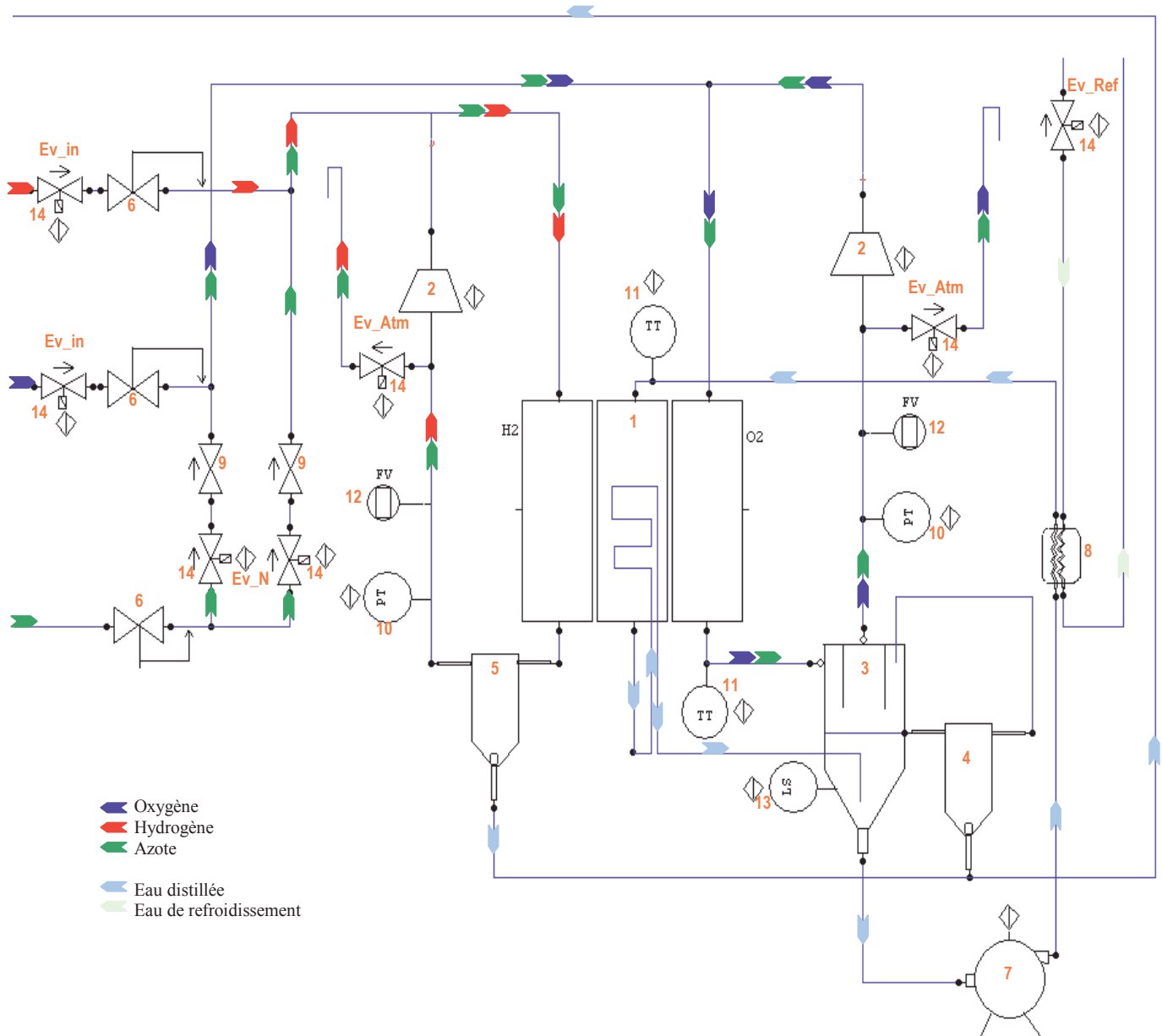
Une pile à combustible de 4 kW (De Nora, Italie) est constituée de 18 cellules en série de 900 cm², de type PEM. Ces cellules ne consomment pas d'oxygène pur pour des raisons de corrosion. La concentration d'oxygène dans le stack doit être inférieure à 70 %.

Ce module est parfaitement connu au laboratoire ayant été utilisé au cours de nombreuses études pendant 10 ans. Les caractéristiques électriques sont 11 V et 330 A au point de fonctionnement nominal pour une température de 35 °C, une pression côté hydrogène de 2,5 bar (abs) et côté air de 3 bar (abs). Ces performances correspondent à une alimentation en circuit ouvert avec une stoechiométrie de 1,5 côté anodique et de 2 côté cathodique.

III.1.1.2.2.2. Description du périphérique

Le périphérique sélectionné est basé sur la re-circulation des gaz et le mélange des gaz purs avec l'azote, des deux côtés de la membrane. La recirculation permet d'évacuer l'eau produite de la pile sans perte de gaz. Sans la recirculation, l'eau est évacuée par des purges régulières. L'oxygène est mixé avec de l'azote car les cellules ne supportent pas l'oxygène pur pour des raisons de corrosion. Or l'azote traverse la membrane et se retrouve côté anodique [3]. Nous avons donc choisi de mixer l'hydrogène avec l'azote dans les mêmes proportions que l'oxygène. La concentration en azote côté anodique n'affecte pas les performances des cellules en dessous de 80 % [3].

Le périphérique de la pile à combustible est décrit à la Figure III-5.



Légende : 1. pile à combustible (18 cellules 900 cm²), 2. pompe de re-circulation des gaz (1 moteur avec 2 têtes de pompe), 3. cyclone et vase de récupération de l'eau (1), 4. séparateur (1), 5. séparateur condenseur (1), 6. détendeur (3), 7. pompe de circulation de l'eau (1), 8. échangeur (1), 9. clapet anti-retour (2), 10. mesure de pression (2), 11. mesure de température (2), 12. mesure de débit (2), 13. alarme de niveau (1), 14. électrovanne (7). Les chiffres entre parenthèses correspondent au nombre d'éléments dans le périphérique.

Figure III-5 : Description du périphérique de la pile à combustible.

L'azote est amené dans le périphérique à une pression de 0,5 bar (détendeur réglable (n°6)) lorsque les électrovannes Ev_N sont ouvertes. Lors de la purge, si la pompe de re-circulation (n°2) est arrêtée (problème d'alimentation), le gaz inerte la pile (n°1) et le cyclone (n°3) avant d'être évacué vers l'atmosphère via l'électrovanne Ev_Atm. Le système est correctement purgé.

Lorsque les vannes Ev_in sont ouvertes, l'hydrogène et l'oxygène entrent dans le système à une pression de 2 bar. Les détendeurs (n°6) permettent de varier la pression dans le système ainsi que la quantité de gaz pur et d'azote.

La re-circulation des gaz est réalisée par deux pompes à membrane (n°2) activées par un seul moteur. Le gaz re-circulé passe dans la pile, le gaz chaud et humide est ensuite séparé de sa vapeur d'eau dans un cyclone (n°3) (O₂) ou dans un séparateur-condenseur (n°5) (H₂). Avant le retour dans la pompe, on effectue une mesure de pression (n°10) et de débit (n°12) (visuelle).

Le cyclone (n°3) (côté cathodique) permet la séparation de l'eau liquide du gaz dans sa partie haute et le stockage de l'eau distillée du système dans sa partie basse. Cette eau circule grâce à une pompe centrifuge (n°7). L'eau circule dans un échangeur eau/eau (n°8) puis dans le système de refroidissement de la pile et enfin dans les cellules d'humidification des gaz de la pile avant son retour dans le cyclone/réservoir. L'eau produite par la pile est récupérée côté cathodique par un système de trop plein (séparateur (n°4)) assurant un niveau constant d'eau dans le cyclone/réservoir (n°3). Le séparateur/condenseur (n°5) évacue automatiquement l'eau produite côté anodique. Cette solution technique permet d'avoir un seul circuit d'eau pour le refroidissement et l'humidification des gaz et de la membrane. Elle permet aussi une évacuation automatique de l'eau produite.

III.1.1.2.2.3. Mesure et contrôle

L'automate de sécurité permet le fonctionnement autonome de la pile à combustible. Le principal paramètre à contrôler est la différence de pression entre les côtés anodique et cathodique, qui doit restée inférieure à 500 mbar.

L'évolution dans le temps de la pression des gaz re-circulés, du courant et de la tension de la pile à combustible est décrite lors d'un essai à la Figure III-6.

Le système pile est ouvert à l'état initial (étape n°0).

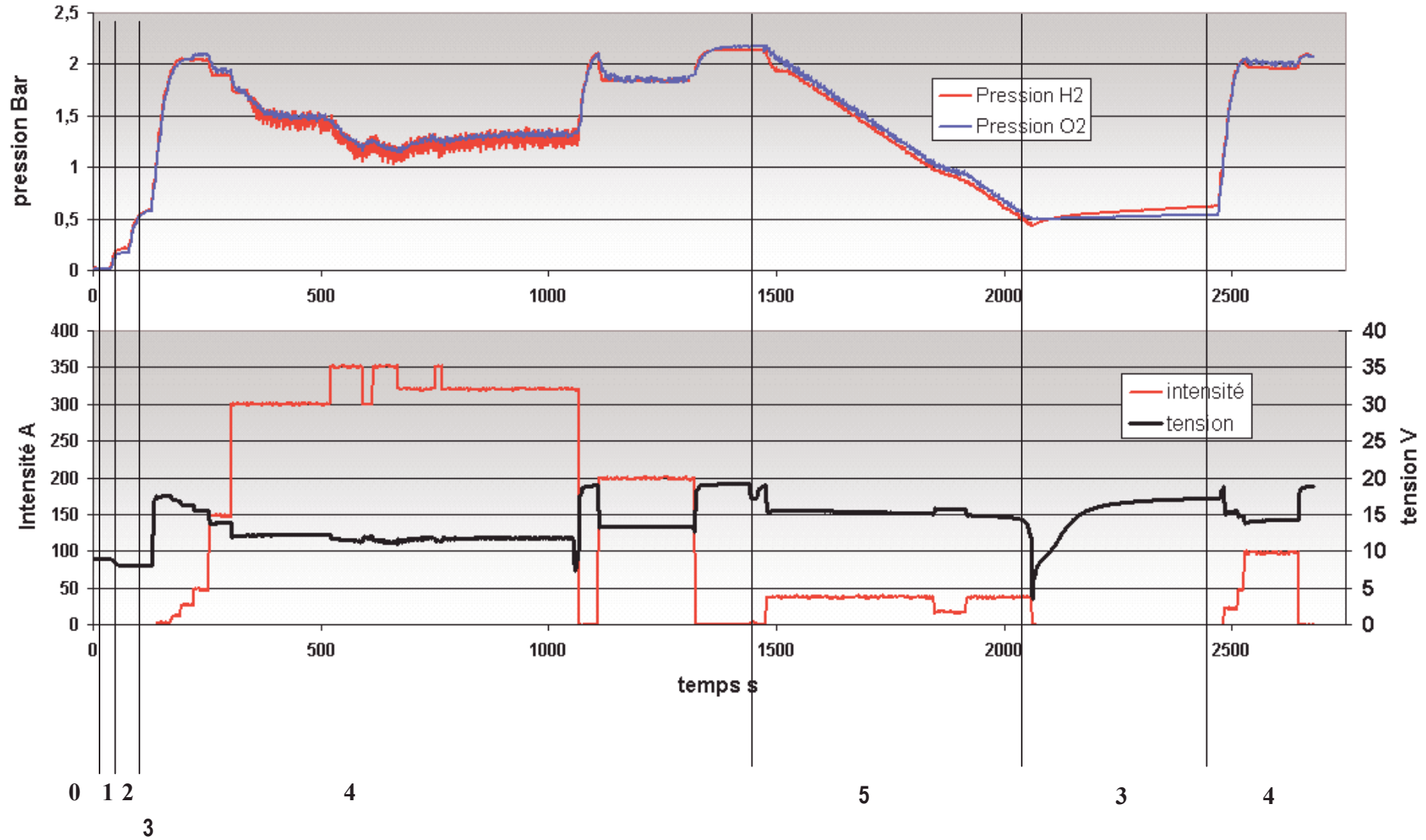
Lors du démarrage (étape n°1), le système est purgé. Le côté anodique étant moins volumineux, l'augmentation de pression est plus rapide côté H₂. La différence de pression est régulée par la limitation de l'entrée du gaz côté anodique via la fermeture de la vanne Ev_N. Un équilibre s'établit, la pression est maintenue pendant 30 secondes. La pompe de re-circulation fonctionne pendant cette phase à un régime minimal (fréquence = 5 Hertz, 10 % de puissance maximale).

Après la purge, le périphérique est rempli d'azote à une pression de 0,5 bar (variable) (étape n°2). On régule encore l'entrée d'azote côté anodique par la vanne Ev_N. La pompe est toujours en fonctionnement minimal.

Lorsque la pression est atteinte, la pompe de re-circulation est arrêtée, la pile à combustible est alors en phase de veille (étape n°3).

Si la pile doit fournir de l'énergie, les gaz purs entrent dans le système par ouverture des vannes Ev_in (étape n°4). La montée en pression est régulée par la fermeture des vannes d'entrée des gaz Ev_in. La pompe de re-circulation des gaz et la pompe à eau sont en fonctionnement : la vitesse des moteurs est proportionnelle à l'intensité (avec un régime minimal). La pile consomme les gaz purs, créant ainsi une dépression dans le système, rétablie par les détendeurs.

Figure III-6 : Evolution dans le temps de la pression des gaz recirculés, du courant, de la tension et de 2 températures de la pile à combustible au démarrage de l'appareil (0 : arrêt ; 1 : purge ; 2 : remplissage d'azote (P = 0,5 bar) ; 3 : veille ; 4 : entrée des gaz purs (Pmax = 2 bar) ; 5 : mise en veille – consommation des gaz purs).



Au cours de cette phase, la tension des cellules est mesurée. Normalement, chaque cellule doit être surveillée afin de prévenir de la défaillance des membranes. Dans notre système, la mesure s'effectue par bloc de 3 cellules. Ce système de mesure de tension a été utilisé sur des modules commercialisés (dans le système Ballard, mesure par bloc de 2 cellules).

La tension monte brutalement à 18 V, tension à vide, dès l'arrivée des gaz dans le système. Un courant peut être consommé dès que la tension atteint 18 V. Le temps de réponse de la pile est inférieur à 1,5 s, temps d'acquisition.

On observe que la pression du système diminue lorsque le courant augmente. Cette diminution s'explique par l'emplacement des transmetteurs de pression. Placés en amont de la pompe de recirculation des gaz, ils sont sensibles à la dépression créée par la pompe. On considère que la pression en entrée de la pile reste égale à 3 bar.

Lorsque la pile n'est plus sollicitée (étape n°5), les gaz purs sont consommés par les cellules, l'intensité demandée est faible (40A). Cette énergie sera consommée par les moteurs ou par la batterie. La pression diminue jusqu'à 0,5 bar.

La pile est ensuite en phase de veille, au cours de laquelle l'azote « consommé » au cours du fonctionnement, est remplacé (étape n°3).

La phase d'arrêt d'urgence est activée par différentes alarmes:

- niveaux d'alarme bas de l'eau dans le cyclone (n°13)
- bouton d'alarme générale (Annexe 4)
- bouton d'arrêt de la pile (Annexe 4)
- différence de pression dangereuse (350 mbar)
- tension basse d'une cellule (0,4 V)

Cette phase de purge, non présentée sur la Figure III-6, débute par l'évacuation des gaz par les vannes de sortie (Ev_Atm). La dépression étant plus rapide côté H₂, l'évacuation de l'hydrogène est limitée par la fermeture de la vanne Ev_Atm. Lorsque la pression est inférieure à 0,5 bar, l'azote entre dans le système. Un régime s'établit. Il est maintenu 30 secondes. La pile ne sera remise en marche qu'avec l'intervention d'un opérateur.

La température de la pile à l'entrée du refroidissement est régulée par l'ouverture de l'électrovanne de refroidissement (Ev_Ref) entraînant la circulation de l'eau dans l'échangeur. On mesure aussi la température de l'oxygène/azote à la sortie de la pile, car elle est la plus proche de celle du cœur de la pile [28].

III.1.1.2.2.4. Mise au point et validation du périphérique

De la même façon que pour l'électrolyseur, le périphérique de la pile à combustible a été mis au point et validé préalablement à la mise sous tension des cellules. Les détendeurs mécaniques ont été réglés ainsi que les pressions et les temps de maintien des différentes étapes. Une fois les cellules connectées, la mesure des tensions et du courant des cellules a posé un problème. Il s'avère que la mesure du courant par l'intermédiaire d'un shunt perturbe l'ensemble des mesures de tension. Il a donc été décidé de ne pas mesurer le courant qui sera fourni par la charge dans un premier temps, et à terme par le convertisseur d'énergie (PMU).

III.1.1.3. Système de refroidissement

Les 2 composants électrochimiques nécessitent un système de refroidissement soit pour assécher les gaz dans le périphérique de l'électrolyseur, soit pour évacuer la chaleur produite par la pile et limiter sa température de fonctionnement. L'eau de ville est utilisée pour le refroidissement. La chaleur évacuée n'est pour le moment que mesurée.

III.1.1.4. Stockage

Dans le banc d'essai, la partie électrochimique est close : toute matière produite par l'électrolyseur est stockée puis consommée par la pile à combustible (et vice versa). L'étude du système complet évaluera les éventuelles pertes de matière du système.

III.1.1.4.1. Stockage de l'hydrogène et de l'oxygène

Un stockage de 0,4 m³ d'hydrogène et de 0,2 m³ d'oxygène est installé. On a choisi de ne pas comprimer le gaz, pour éviter la consommation parasite d'un compresseur. Le stockage des gaz s'effectue donc à 10 bar maximum, pression de fonctionnement de l'électrolyseur. Le stockage est de 4 Nm³ d'hydrogène, soit 14,2 kWh d'énergie chimique (PCS).

La Figure III-7 décrit les éléments de l'unité de stockage : clapet anti-retour, mesure de pression. Les bouteilles connectées en parallèle : 8 bouteilles de 50 litres pour le stockage de l'hydrogène, 4 pour le stockage de l'oxygène.

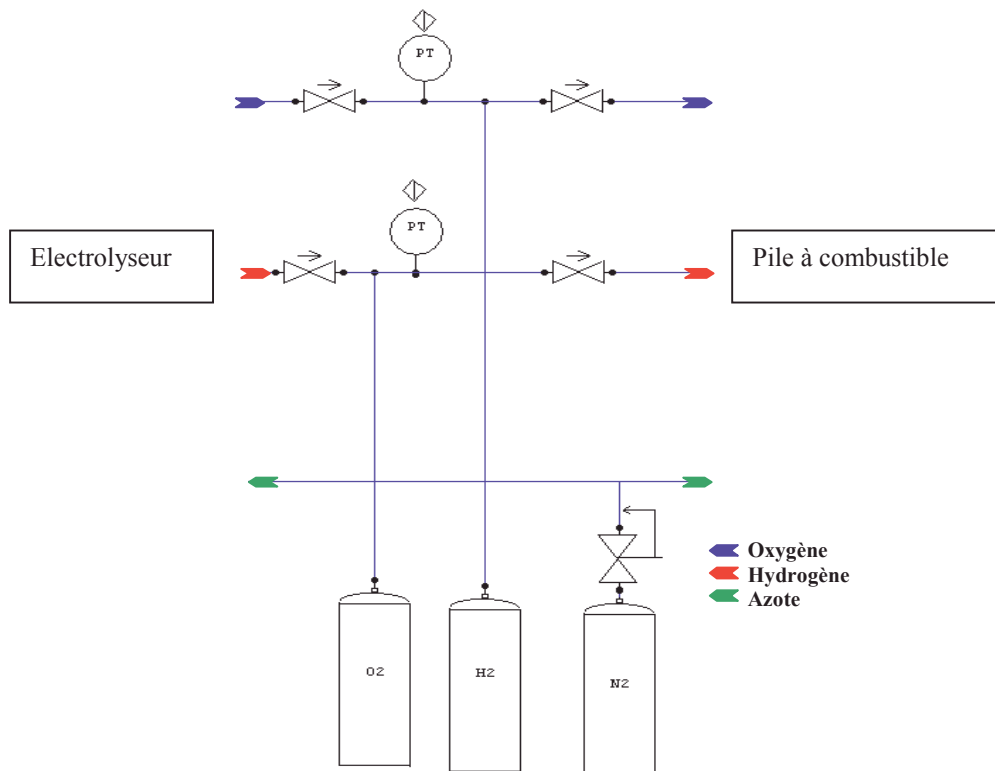


Figure III-7 : Stockage de l'oxygène et de l'hydrogène, produits par l'électrolyseur (à gauche) et consommés par la pile à combustible (à droite). Stockage de l'azote, consommable du système.

La mesure de pression dans les unités de stockage est nécessaire au fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible. Elle permettra de plus, avec la mesure de température ambiante, d'évaluer la production et la consommation des gaz dans les deux appareils électrochimiques.

III.1.1.4.2. Stockage de l'eau

Le stockage tampon d'eau pure est de 3 litres. L'eau est produite par la pile et consommée par l'électrolyseur. La solution technique pour le stockage de l'eau n'est pas simple car l'eau produite par la pile peut contenir une certaine quantité de gaz (soluble). L'eau produite côté anodique et cathodique ne peut être stockée dans le même récipient sans traitement préalable. De plus, cette eau doit être protégée (notamment de l'atmosphère) pour conserver la pureté nécessaire au bon fonctionnement de l'électrolyseur.

Une solution a été testée et montre de bons résultats. Elle consiste en deux sacs à perfusion. Les deux entrées sont reliées aux deux séparateurs de la pile à combustible. Les deux sorties sont reliées ensemble à la pompe volumétrique propulsant l'eau vers l'électrolyseur. Un système de purge est ajouté dans la partie supérieure des sacs, afin d'évacuer l'hydrogène et l'oxygène dissous dans l'eau. Ce choix évite tout problème de surpression en aval de la pile à combustible et tout contact de l'eau avec l'atmosphère. Une entrée supplémentaire est nécessaire pour l'alimentation extérieure d'eau pure.

La consommation/production d'eau au cours des essais est évaluée par une mesure du poids de l'eau stockée.

III.1.1.4.3. Stockage de l'azote

Deux bouteilles de 50 litres à 200 bar sont connectées à un inverseur mécanique permettant le remplacement des bouteilles sans difficulté. Un détendeur permet d'amener l'azote à 2 bar au niveau de l'électrolyseur et de la pile à combustible (Figure III-7). Le contrôle du niveau de pression est visuel car la consommation n'est conséquente qu'en cas de purge des systèmes, c'est-à-dire avec la nécessité d'une intervention d'un opérateur.

L'azote peut être consommé lors du fonctionnement de la pile à combustible (fuite du système, évacuation par l'eau produite par la pile). Cette consommation devra être évaluée.

III.1.1.5. Batterie de sécurité

Deux batteries Fulmen de 12 V – 80 Ah sont connectées en série. Environ 2 kWh sont disponibles pour le démarrage et la sécurité ainsi que pour l'aide à la réponse transitoire du système.

III.1.1.6. PMU

Ce composant est décrit dans le chapitre II.4.2 et dans l'annexe 2. Il définit l'architecture électrique du système (bus DC 300V) et la stratégie de contrôle, c'est-à-dire le fonctionnement du système complet. Un automate intégré au module de conversion électrique

est programmé afin de contrôler les flux d'énergie au sein du système complet et d'optimiser l'utilisation de la production solaire.

Ce composant communique via des signaux digitaux avec l'automate de sécurité assurant le fonctionnement des appareils électrochimiques.

III.1.1.7. Acquisition de données

Le banc d'essai est instrumenté avec de nombreux capteurs : pressions, températures, tensions, intensités, ensoleillement. Chaque mesure est câblée à une boîte d'acquisition Agilent 34970A. Cette dernière est reliée à un ordinateur et scanne l'ensemble des 40 mesures en 0,5 secondes minimum. Un programme permet l'enregistrement de ces données et leur visualisation en temps réel sur l'écran de l'ordinateur. Les données sont scannées et enregistrées en 1,5 secondes minimum. Les données sont alors transférées et traitées sous Excel. Elles sont aussi utilisées par le logiciel Matlab/Simulink pour la validation des modèles (Chapitre IV).

III.1.1.8. Outils de contrôle

Alimentation de l'électrolyseur : Mircolab Power Supply, MXP, 30 V – 600 A.

Charge de la pile à combustible : Hoherl & Hackl, séries DS, 100 V – 400 A.

III.1.2. Mesures de sécurité

Les systèmes utilisant les technologies hydrogène ont une mauvaise image liée à l'hydrogène. Nous avons tenté dans ce chapitre de définir les dangers liés à ce système de production d'énergie. Trois types de dangers existent et la coexistence de ces dangers augmente leur importance. Comme nous l'avons décrit dans le chapitre bibliographique, il n'existe pratiquement aucune norme imposée pour notre installation.

III.1.2.1. Dangers électriques

. Courant :

Le danger électrique provient de l'intensité traversant le corps. Elle dépend de la tension de contact et de la résistance du corps (loi d'Ohm). La résistance électrique du corps humain varie dans des proportions considérables (200 Ω à 6500 Ω) suivant l'état de la peau, les chaussures portées, la nature du sol, la tension de contact.

L'effet du courant électrique sur l'homme varie en fonction de son intensité et du temps de contact :

- 0,5 à 3 mA : perception de l'intensité (picotements) sans risques
- 10 à 15 mA pendant 2 mn : électrisation, crispation des muscles
- 25 à 30 mA pendant 35 s : électrisation, blocage de la cage thoracique, tétanisation des muscles, risque de mort
- 50 à 100 mA pendant 2 s : fibrillation du cœur, électrisation voire électrocution.

Pour déterminer les limites des tensions admissibles pour l'homme, en prenant en compte les effets physio-pathologiques du courant sur l'homme, la commission de normalisation de la norme NFC 15 100 a déterminé une courbe de sécurité dite courbe "S" (Figure III-8) qui fixe les limites des tensions de contacts applicables à l'homme en fonction des conditions d'influences externes (essentiellement de l'humidité) et du temps d'application de la tension de contact.

Elle définit une "tension limite de sécurité" (ULS) qui est la tension applicable à l'homme sans limite de temps. Ces niveaux de tension dépendent des conditions d'humidité et de la nature du courant : alternatif (AC) ou continu (CC).

- Pour les conditions normales : **ULS = 50 VAC** ou **120 VCC** (bureaux, pièces sans point d'eau, pièces non-carrelées)
- Pour les conditions humides : **ULS = 25 VAC** ou **60 VCC** (Salles de bains, pièces avec carrelages...)
- Pour les conditions de grande humidité : **ULS = 12 VAC** ou **30 VCC** (locaux de travail avec présence d'eau quasi permanente, locaux dont le nettoyage se fait aux jets d'eau régulièrement...)

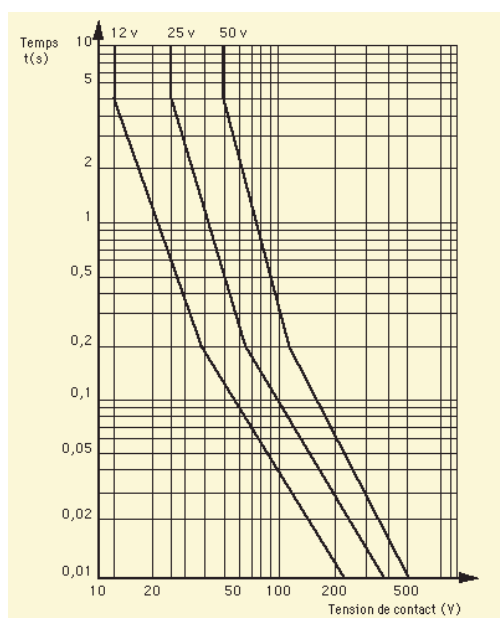


Figure III-8 : Courbe « S » de sécurité reliant la tension, le temps et les conditions de contact. [29]

Dans notre installation, les risques électriques existent et des précautions sont nécessaires. La pile à combustible et l'électrolyseur présentent un faible danger électrique car les tensions sont inférieures à 50 V. Par contre, la tension du champ solaire étant d'environ 200 V, il est nécessaire de prendre des mesures de sécurité (mise à la terre des châssis) et évidemment de manipuler prudemment les câbles (câblage de nuit).

• Source de points chauds et d'arcs électriques :

Dans un système contenant des gaz carburants (hydrogène), il est important de contrôler les sources d'allumage, c'est-à-dire les points chauds et les arcs électriques. Les appareils électriques en contact direct avec l'hydrogène doivent être choisis anti-déflagrant (ADF).

III.1.2.2. Dangers gazeux

Dans le système étudié, les risques gazeux sont nombreux : il y a production et stockage d'hydrogène et d'oxygène, utilisation d'une pile à combustible, ainsi que stockage haute pression d'azote utilisé pour la purge des appareils électrochimiques.

- **Hydrogène** : gaz inodore, incolore, inflammable et non toxique.

L'hydrogène a un pouvoir calorifique très élevé. Il brûle dans l'air dès qu'une source d'ignition est présente. Le danger devient important lorsque l'hydrogène et l'air se retrouvent dans des proportions comprises entre 4 % et 96 %. Si le mélange est dans ces proportions et qu'un point chaud apparaît, il y a inflammation voire explosion si le mélange atteint 60 à 70 % d'hydrogène dans l'oxygène dans un espace clos. Cette caractéristique est identique dans le cas de nombreux combustibles mais l'hydrogène nécessite une très faible quantité d'énergie pour s'enflammer.

Par contre, ce combustible a de nombreux avantages qui le rend moins dangereux que le gasoil ou le gaz naturel. L'hydrogène est plus léger que l'air et il monte donc rapidement dans l'atmosphère s'éloignant ainsi des zones humaines et des sources d'allumage. L'hydrogène en combustion a une très faible émissivité : la chaleur dégagée est donc faible. Une personne n'est brûlée que si elle est très proche de la flamme.

La mesure de sécurité la plus simple est d'utiliser et de stocker ce gaz dans un endroit bien ventilé. Les sources d'allumage doivent être maîtrisées. Le stockage doit être mis à la terre.

Matériaux conseillés : aucune contrainte, sauf joint souple.

- **Oxygène** : gaz inodore, incolore, oxydant et non toxique.

L'oxygène entretient la combustion. Les mesures de sécurité sont finalement plus nombreuses que dans le cas de l'hydrogène. Les composants utilisés sur la ligne oxygène ne doivent contenir ni graisse ni huile et doivent être nettoyés. En effet, les matières organiques peuvent brûler instantanément en atmosphère suroxygénée. Cette source de chaleur peut amorcer un « coup de feu » : combustion explosive d'une canalisation ou de ses composants. Les conséquences peuvent être graves (projections de métal en fusion). Il est aussi conseillé de ne pas comprimer l'oxygène brutalement (montée à haute température du gaz).

Les canalisations doivent donc être sélectionnées pour l'usage de l'oxygène. La manipulation de l'oxygène est délicate.

Matériaux conseillés : métal nettoyé, joint en Viton.

- **Azote** : gaz inodore, incolore, inerte et non toxique.

Outre, le risque d'asphyxie, ce gaz inerte n'est pas dangereux.

Matériaux conseillés : aucune contrainte, sauf joint souple.

- **Gaz sous pression** :

Les réservoirs sous pression sont de nos jours équipés afin d'éviter l'effet fusée ou tourbillon en cas de défaillance du robinet.

Normes : Il existe de nombreuses normes pour le stockage de gaz mais elles ne s'appliquent pas dans notre installation en raison de sa taille et de sa pression. Concernant la coexistence

du stockage de l'hydrogène et de l'oxygène, il est conseillé de séparer les deux stockages ou de placer un mur de séparation. De nouvelles normes doivent être édictées concernant l'hydrogène. En effet, un comité technique International Standard Organisation TC 197 « technologies de l'hydrogène » a été créé en 1990 afin d'élaborer des normes dans le domaine des systèmes et dispositifs pour la production, le stockage, le transport, le mesurage et l'utilisation de l'hydrogène.

III.1.2.3. Dangers chimiques

- **Potasse 30%** : liquide blanc, inodore, corrosif et toxique.

L'hydroxyde de potassium liquide est corrosif. Les lésions encourues dans le cas d'un contact avec la peau et les yeux sont des brûlures graves irréversibles voire une cécité. Il y a aussi un danger lors de l'inhalation de poussière et de l'ingestion. Pour toute manipulation de potasse, il est essentiel de porter un vêtement et des lunettes de protection. Après contact, se laver abondamment à l'eau.

Matériaux conseillés : acier inoxydable, joint en téflon ou PFA.

III.1.2.4. Pile à combustible et électrolyseur

Dans une pile à combustible, l'hydrogène et l'oxygène ne sont séparés que par une très fine membrane. Aucune norme n'est imposée dans le domaine de pile à combustible. Un comité technique International Electrotechnical Commission TC 105 « technologies des piles à combustible » a été créé en 1996 afin d'élaborer des normes pour les applications stationnaires et mobiles. Les électrolyseurs doivent être conformes aux normes imposées aux systèmes de production de gaz.

III.1.2.5. Conclusion

Plusieurs mesures de sécurité doivent être prises bien que peu de normes ne l'imposent. De nombreux groupes travaillent actuellement sur la normalisation des installations hydrogène et sur les piles à combustible. La mesure de précaution prise est l'accès limité à l'installation. Des gestes simples sont imposés lors de l'approche du système : distance de sécurité, port de lunettes de protection, pas de sources d'allumage.

III.1.3. Conclusion

Cette étape de réalisation du banc d'essai a été longue en raison de la faible disponibilité d'éléments de contrôle adaptés à notre application. Le banc d'essai est maintenant en place sur le toit du laboratoire. Les périphériques développés pour les composants électrochimiques sont parfaitement adaptés à leur utilisation dans un système autonome de génération d'énergie. En effet, une fois mis en route, l'électrolyseur et la pile à combustible fonctionnent automatiquement et ont une position de veille évitant l'arrêt complet du composant lorsqu'il n'est pas utilisé. Grâce à cette position de veille, le temps de réponse des composants est très court.

Finalement, l'appareil central du système qui assure la gestion et la conversion d'énergie au sein du système n'est pas encore livré. Le retard de livraison est notamment lié à la tension de la pile à combustible non adaptée à l'architecture électrique sélectionnée. L'analyse expérimentale suivante est donc basée sur les expérimentations réalisées au laboratoire sur les composants électrochimiques. Des résultats expérimentaux du PMU ont été délivrés par le fournisseur.

III.2. Caractérisation des composants

L'analyse des composants permet de définir le rendement du système de stockage d'électricité par l'intermédiaire de l'hydrogène et de l'oxygène. Elle fournit aussi les informations nécessaires à leur modélisation. Les données expérimentales du PMU ont été communiquées par le fournisseur.

III.2.1. Electrolyseur

La Figure III-9 montre les points de fonctionnement du module. Les triangles clairs correspondent aux essais réalisés au laboratoire. Les deux autres séries de points sont des points de fonctionnement du même module, intégré au banc test du fournisseur.

Le périphérique fabriqué au laboratoire, décrit au chapitre précédent, permet d'obtenir les mêmes performances que le périphérique industriel de Hydrogen Systems.

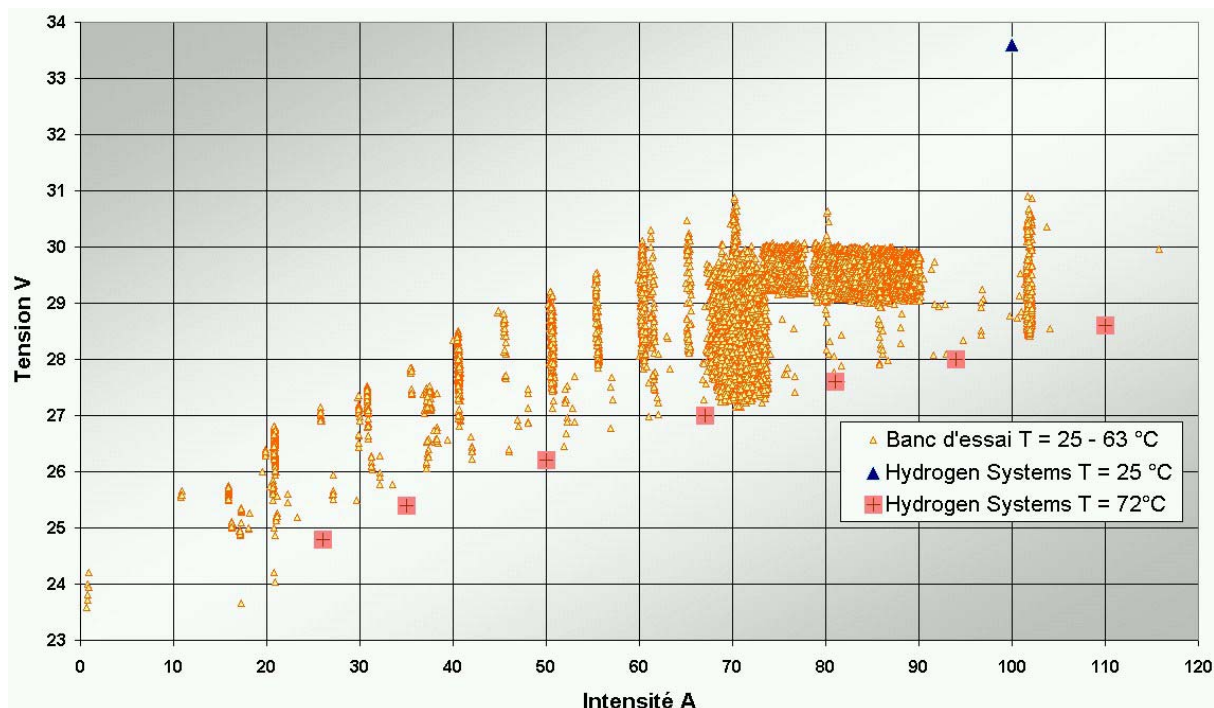


Figure III-9 : Point de fonctionnement du module d'électrolyseur de 3,6 kW du banc d'essai. Essais du fournisseur Hydrogen Systems (25 et 72 °C) et essais réalisés au laboratoire dans le périphérique développé (température comprise entre 25 et 63 °C).

III.2.1.1. Influence de la température

La Figure III-10 décrit les points de fonctionnement de l'électrolyseur pour différentes températures. La pression est de 4,6 bar.

La température de fonctionnement est la moyenne des températures mesurées aux entrées et sorties des cellules. La pression est la moyenne des pressions mesurées sur les séparateurs.

On observe tout d'abord un bruit très important au niveau de la mesure de la tension totale de l'électrolyseur, rendant très difficile l'analyse. En fait, cette tension provient de deux demi mesures que l'on ajoute, augmentant les bruits importants de chaque mesure. Nous n'avons pas pu résoudre ce problème. La tension affichée par l'alimentation est pourtant fixe ainsi que celle mesurée sur les cellules par un voltmètre. D'autres tests doivent être réalisés en utilisant la tension stable fournie par l'alimentation. Sur la figure, sont ajoutées les courbes U-I caractéristiques d'un électrolyseur.

Les performances de l'électrolyseur sont fonction de la température. La tension diminue lorsque la température augmente. L'influence de la température augmente avec l'intensité.

On observe la même influence de la température à toutes les pressions de fonctionnement testées (2 à 10 bar).

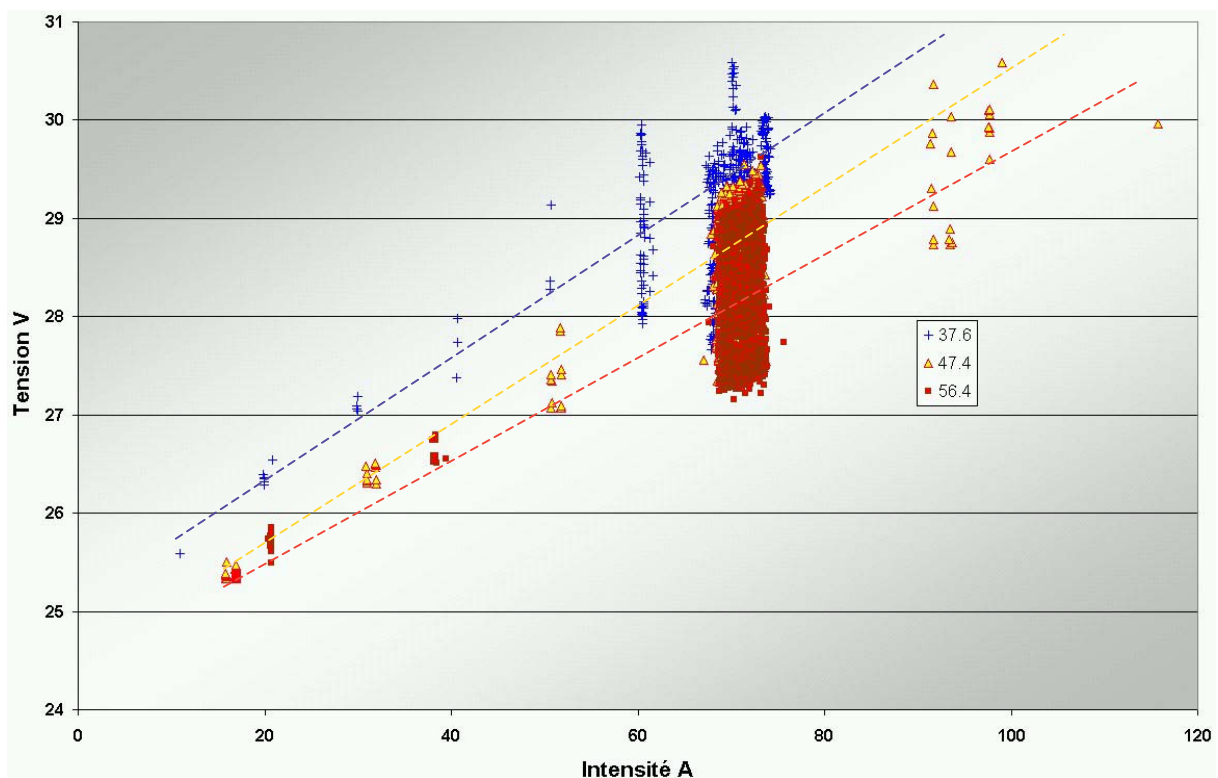


Figure III-10 : Performance de l'électrolyseur 3,6 kW du banc d'essai. Courbes U-I en fonction de la température de l'électrolyte – P = 4,6 bar – T = 37,6 °C, 47,4 °C et 56,4 °C.

III.2.1.2. Influence de la pression

Les Figure III-11 et Figure III-12 montrent les performances de l'électrolyseur pour différentes pressions à deux niveaux de température. La température n'étant pas contrôlée dans le périphérique, il est difficile d'obtenir deux courbes à température identique. L'influence importante de la température et le bruit important ne permettent pas de conclure de manière évidente de l'influence de la pression.

A 40-45°C, il semble que l'augmentation de la pression améliore les performances de l'électrolyseur. A 55-60 °C, l'électrolyseur ne semble pas affecté par la pression.

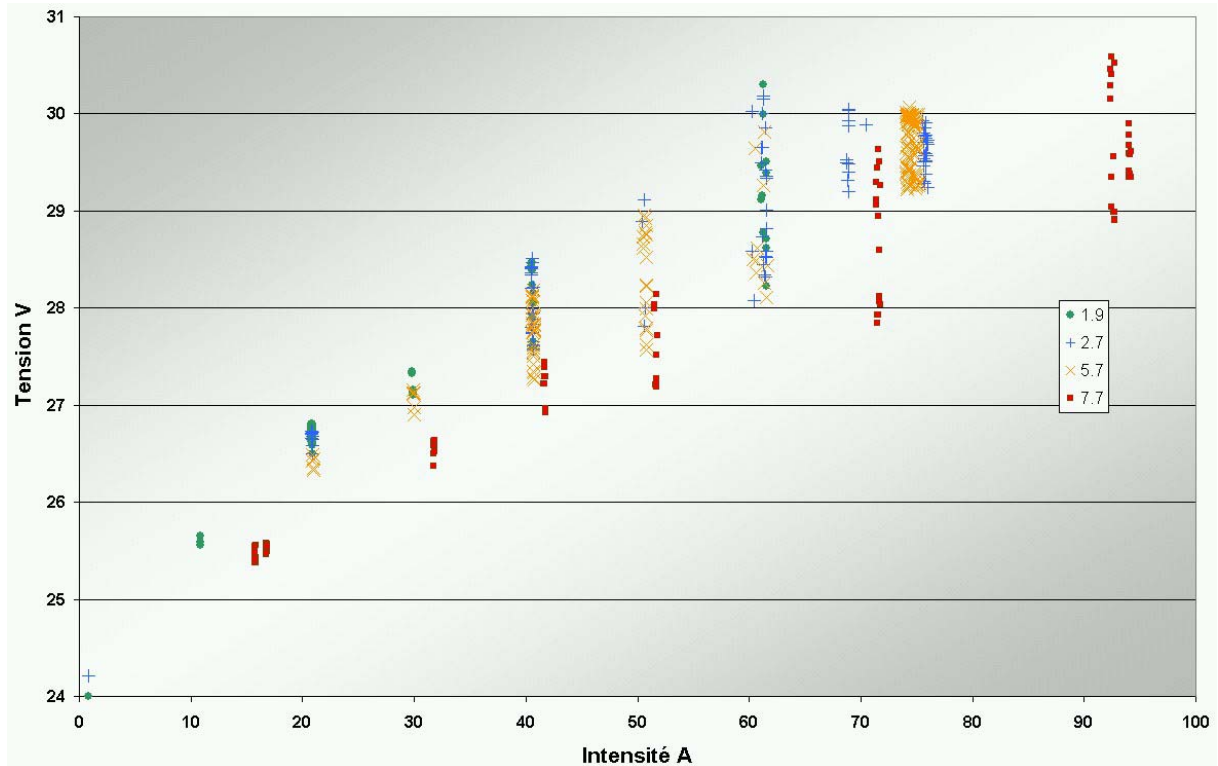


Figure III-11 : Performance de l'électrolyseur 3,6 kW du banc d'essai. Courbes U-I en fonction de la pression – T = 40 – 45 °C.

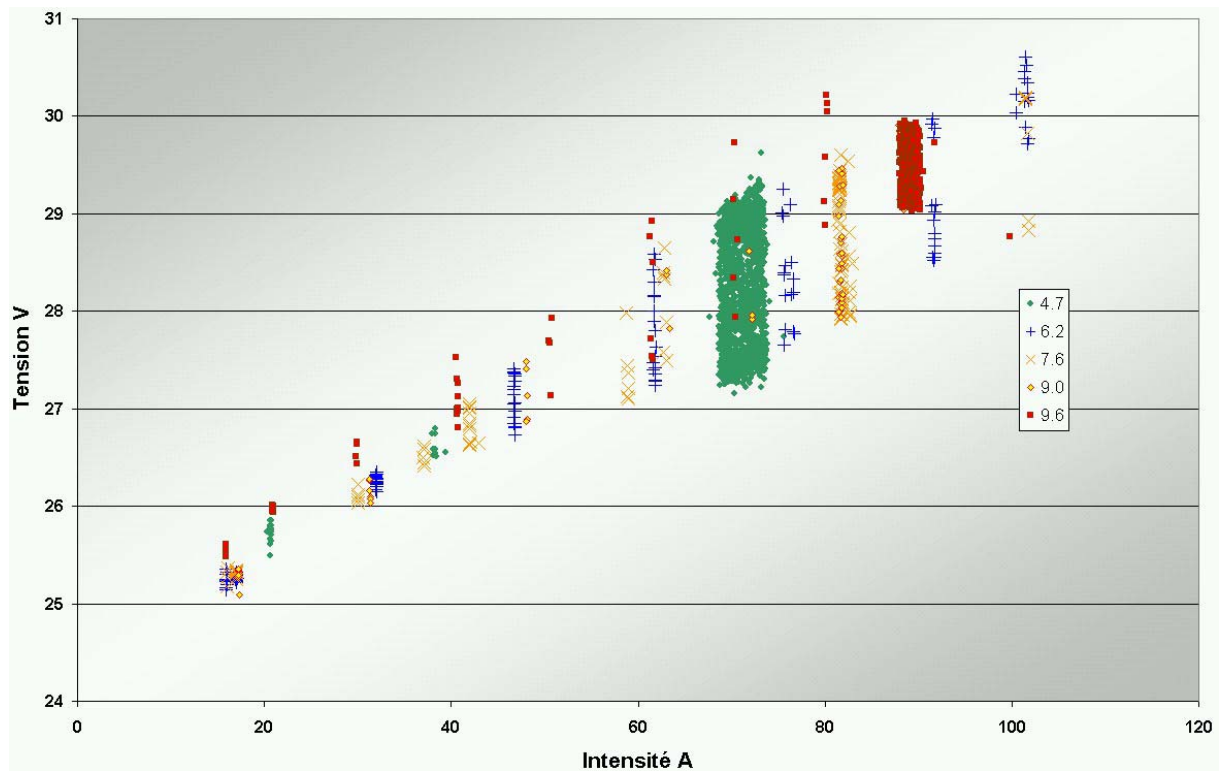


Figure III-12 : Performance de l'électrolyseur 3,6 kW du banc d'essai. Courbes U-I en fonction de la pression – T = 55 – 60 °C.

III.2.1.3. Essais thermiques

Des essais ont été réalisés à puissance thermique constante afin d'évaluer le comportement thermique de l'électrolyseur pour la modélisation.

La puissance thermique dégagée par un composant électrochimique se calcule simplement à partir de sa tension et de son intensité.

$$P_{th} = \pm n_c \times (U - U_{in}) \times I \quad \text{Équation III-1}$$

(+ pour l'électrolyseur, - pour la pile)

avec P_{th} puissance thermique (W)
 n_c nombre de cellules électrochimiques
 U tension par cellule (V)
 U_{th} potentiel thermoneutre (V)
 I intensité (A)

Deux températures sont mesurées (Figure III-13):

- La température de l'électrolyte, moyenne de 4 températures placées aux entrées et sorties des cellules.
- La seconde a été ajoutée en surface des cellules. Ce dernier thermocouple est placé en haut du module électrochimique, proche de la sortie de l'hydrogène.

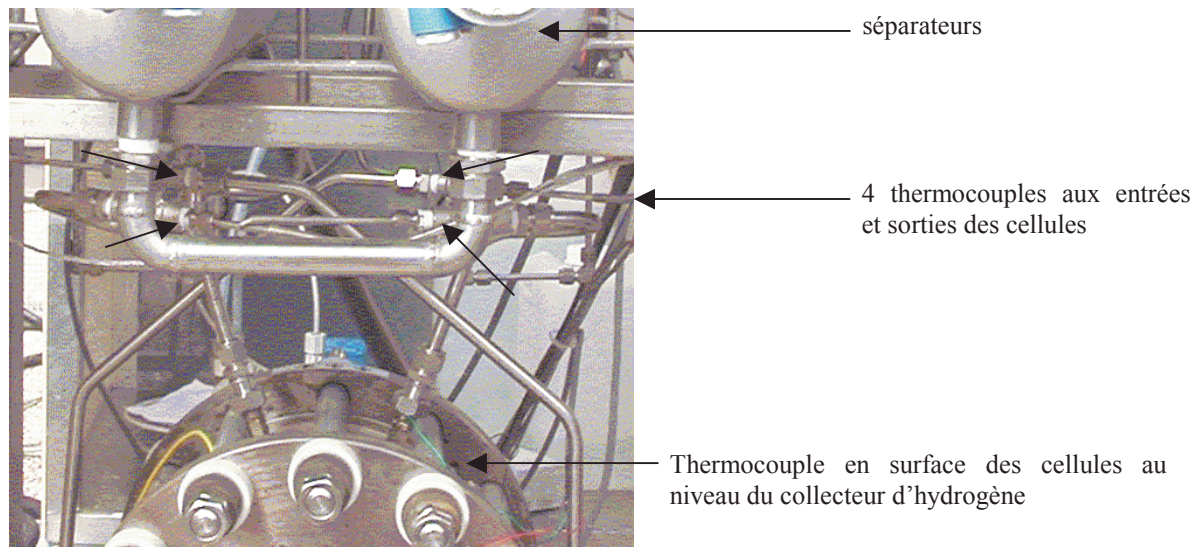


Figure III-13 : Emplacement des thermocouples de l'électrolyseur.

Sur la Figure III-14, entre 10h15 et 13h00, la puissance thermique imposée est de 500 W puis l'électrolyseur n'est plus alimenté jusqu'à 14h30. Ensuite, l'appareil est à nouveau alimenté avec une puissance thermique de 80 W jusqu'à 16h15 puis de 30 W jusqu'à la fin de l'essai.

Les deux températures évoluent de manière comparable lorsque l'appareil est alimenté. L'électrolyte circule lorsque des gaz sont produits, permettant ainsi l'homogénéisation de la température dans tout le périphérique.

Lorsque l'intensité est à zéro, la circulation s'arrête : le refroidissement de l'électrolyte n'est plus homogène. Au niveau du périphérique (courbe bleue), la température chute rapidement. Les 4 thermocouples sont placés sur les canalisations entre les cellules et les séparateurs. La surface d'échange avec l'extérieur est très importante. La température mesurée est donc plus faible au cours du refroidissement que la température moyenne du fluide. La température en surface des cellules refroidit lentement. Elle met en évidence la capacité thermique plus importante des cellules.

Lorsque vers 14h45, l'électrolyseur est à nouveau alimenté, l'électrolyte circule à nouveau. Les deux températures se rapprochent : la température dans l'électrolyseur s'homogénéise rapidement (5 mn). La température en surface diminue en raison d'entrée de fluide froid dans les cellules. La température mesurée en surface des cellules semblent être plus élevée que celle de l'électrolyte car elle correspond en fait à la température en sortie des cellules, côté hydrogène.

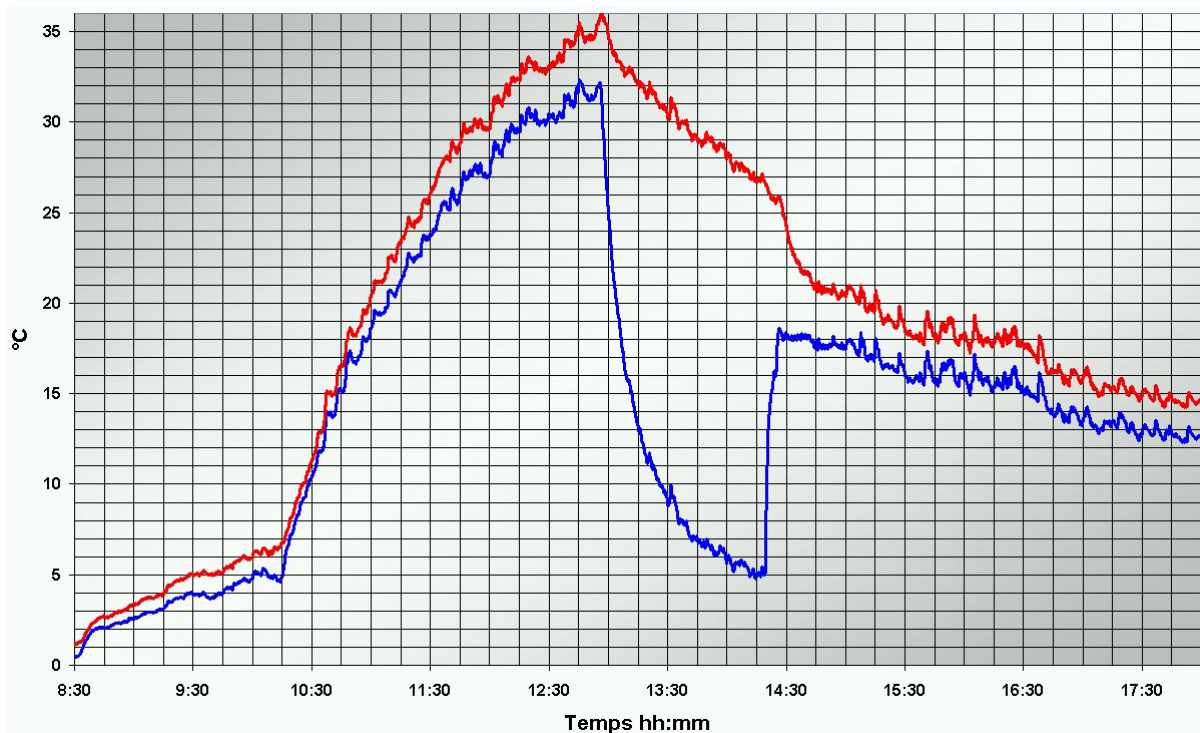


Figure III-14 : Evolution de la température de l'électrolyseur par rapport à la température ambiante au cours d'un essai à puissance thermique constante 500 W (rouge : température en surface des cellules ; bleu : température moyenne de l'électrolyte).

Cet essai montre que le fluide et les cellules ont un comportement thermique très différent. Mais l'échange entre les cellules et l'électrolyte est très important, permettant l'homogénéisation rapide de la température dans l'ensemble de l'électrolyseur lorsque il est alimenté. La température moyenne de l'électrolyte utilisée lors de la caractérisation électrique du composant est la plus représentative de la température du cœur des cellules. La température en surface du module correspond en fait à la température en sortie des cellules côté hydrogène.

III.2.1.4. Pureté des gaz

Ce paramètre dépend principalement de l'intensité et de la pression (Chapitre II). Seule l'influence de l'intensité a été mesurée.

Le protocole expérimental pour mesurer la pureté de l'oxygène est très long. Il est décrit à la Figure III-15. La courbe rouge correspond à l'intensité et la courbe verte au pourcentage de l'hydrogène dans l'oxygène.

Trois intensités sont testées : 85 A, 30 A et 17 A. La mesure de la pureté est effectuée ponctuellement toutes les 30 minutes par ouverture pendant 5 minutes de la vanne de mesure. Ce temps d'ouverture, déterminé au cours d'essais précédents, est nécessaire au renouvellement du gaz dans la ligne de mesure.

Lors des premières expérimentations, la vanne était constamment ouverte induisant une perte d'oxygène très importante ainsi qu'une consommation intrinsèque plus importante (la vanne est normalement fermée).

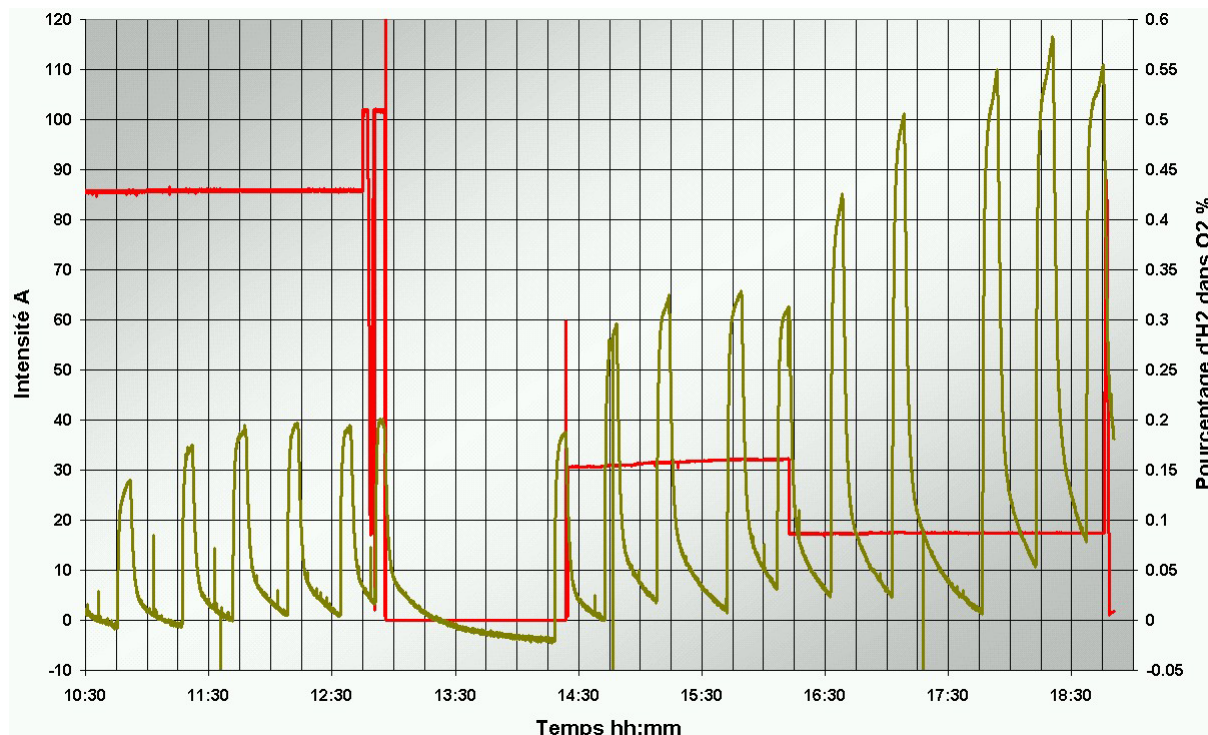


Figure III-15 : Evolution du pourcentage d'hydrogène dans l'oxygène au cours de l'essai de remplissage du stockage.

On observe sur la Figure III-15 que, lorsqu'on ouvre la vanne qui permet la mesure de pureté, la valeur mesurée monte rapidement à une valeur seuil. La pureté mesurée est alors celle de l'oxygène contenu dans le périphérique (côté oxygène). Elle dépend de l'état de fonctionnement de l'électrolyseur : au démarrage, après purge ou après avoir fonctionné à intensité variable.

La pureté de l'oxygène du périphérique évolue pendant un essai à intensité constante, jusqu'à atteindre une valeur constante correspondant à la pureté de l'oxygène produit par les cellules. Le temps de renouvellement du gaz contenu dans le périphérique est d'environ une heure et ne semble pas dépendre de l'intensité appliquée.

Influence de l'intensité :

La Figure III-16 montre les mesures relevées au cours des essais pour différentes intensités. Seules trois mesures correspondent à la pureté des gaz produits par les cellules. Les autres points sont la pureté du gaz contenu dans le périphérique, évacué vers le stockage.

On observe que la concentration de l'hydrogène dans l'oxygène diminue de manière exponentielle lorsque l'intensité augmente. La valeur maximale est de 0,55 % d'H₂ dans O₂ mesurée à 17 A, à 10 bar et 40 °C.

L'intensité minimale de l'électrolyseur étant 15 A, les gaz produits sont suffisamment purs pour être stockés.

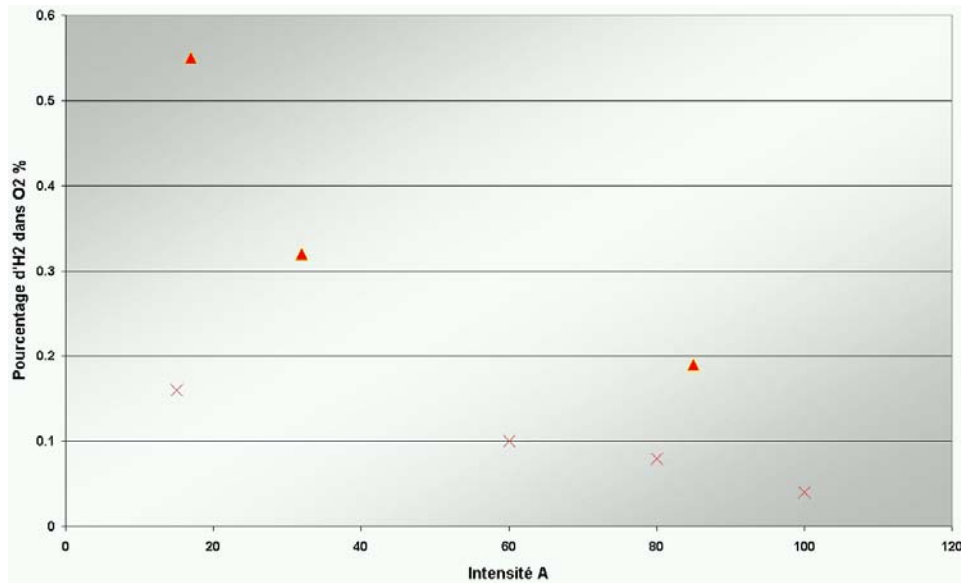


Figure III-16 : Influence de l'intensité sur la pureté de l'oxygène produit par électrolyse (Triangle : pureté du gaz produit par les cellules ; Croix : pureté du gaz contenu dans le périphérique).

Pour diminuer la perte d'oxygène, la mesure de concentration d'hydrogène dans l'oxygène est réalisée par intermittence. Or, cette mesure est une mesure de sécurité assurant de stocker un gaz suffisamment pure. L'appareil pour cette mesure doit permettre de réaliser une mesure en ligne, sans perte de gaz.

III.2.1.5. Rendement Faradique

La production de gaz de l'électrolyseur est calculée à partir des mesures de la pression dans le stockage et de la température ambiante. Le rendement faradique est calculé grâce à l'Équation II-5, en réalisant des essais à intensité constante.

Sur la Figure III-17, on observe l'évolution de la pression du stockage d'hydrogène et d'oxygène, réelle et théorique c'est-à-dire en considérant un rendement faradique de 100 %. L'intensité appliquée est 62 A.

On remarque que le rendement faradique η_F côté hydrogène est très proche de 1 ($\eta_F = 99\%$), tandis que les pertes d'oxygène sont beaucoup plus importantes ($\eta_F = 76\%$). Entre 16h50 et 17h25, la vanne permettant la mesure de pureté de l'oxygène est fermée. La pente de la montée en pression du stockage d'oxygène est modifiée pendant la période de fermeture de la vanne : elle est en fait parallèle à l'évolution théorique de la pression.

On peut donc considérer qu'au cours de cet essai, l'électrolyseur a un rendement faradique proche de 99 % et que le rendement faradique côté oxygène est diminué par la perte de gaz permettant la mesure de pureté.

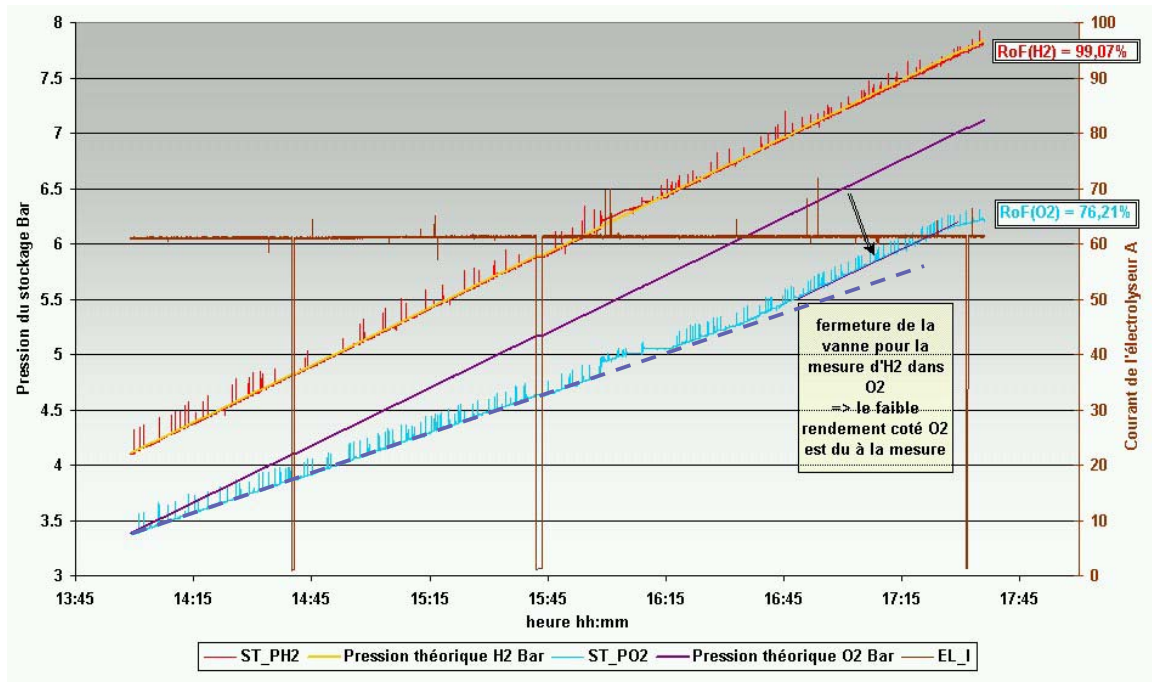


Figure III-17 : Essai de remplissage du stockage – Evolution de la pression du stockage, réelle et théorique (rendement faradique 100 %) – Essai à intensité d'électrolyse constante (62 A).

Influence de l'intensité :

Le rendement faradique dépend de l'intensité et de la température (Chapitre II.2.3.2). Des essais supplémentaires ont été réalisés mais l'influence des deux paramètres n'a pu être découplée. La température n'étant pas régulée par l'intermédiaire d'un échangeur, elle augmente lorsque l'on applique une intensité constante.

Le Tableau III-2 montre le rendement faradique mesuré pour différentes intensités.

Tableau III-2 : Mesures du rendement faradique anodique (Rof O2) et cathodique (Rof H2) de l'électrolyseur pour différentes intensités.

Intensité A	Rof H2	Rof O2	Mesure de pureté
17	97 %	90%	intermittente
32	95 %	83 %	intermittente
62	99 %	76 %	constante
82	100 %	99 %	intermittente
85	105 %	91 %	constante
100	100 %	98 %	intermittente

Le rendement faradique côté hydrogène varie entre 95 % et 105 %. Les valeurs supérieures à 100 % sont liées aux erreurs effectuées sur chaque mesure. Le calcul d'erreur est décrit ci-dessous (Équation III-2) :

$$\eta_F = \frac{d\left(\frac{P \times V}{R \times T_{amb}}\right)}{\frac{n_c \times I}{n \times F}} \quad \text{Équation III-2}$$

d'où
$$\frac{\Delta\eta_F}{\eta_F} = \frac{\Delta P}{P} + \frac{\Delta V}{V} + \frac{\Delta T_{amb}}{T_{amb}} + \frac{\Delta I}{I}$$

avec	P	pression dans le stockage (Pa)
	V	volume du stockage (m ³)
	R	constante des gaz parfait (8,314 J.K ⁻¹ .mol ⁻¹)
	T _{amb}	température ambiante (K)
	t	temps (s)
	n _c	nombre de cellules d'électrolyse
	I	intensité (A)
	n	nombre de moles d'électrons échangées par mole d'eau (n = 2 pour l'hydrogène, n = 4 pour l'oxygène)
	F	constante de faraday (96 485 C.mol ⁻¹)

Les erreurs de mesure sont évaluées à :

- 1 % pour la pression
- 2 % pour le volume
- 0,5 % pour la température ambiante
- 1 % pour l'intensité

L'erreur sur le rendement faradique est donc de l'ordre de 5 %. De plus, la température à l'intérieur du stockage peut être légèrement différente de la température ambiante. Ces erreurs de mesure ne nous permettent pas de conclure de l'influence de l'intensité sur le rendement faradique. Côté oxygène, le rendement faradique dépend de la manière dont on effectue la mesure de concentration d'hydrogène dans l'oxygène.

Les valeurs moyennes de ces rendements faradiques sont donc évaluées à 99 %, coté H₂ et 93 %, coté O₂, lorsque la mesure est intermittente.

III.2.1.6. Consommation intrinsèque

Les périphériques des composants électrochimiques sont constitués d'appareil de mesure, d'électrovannes et de pompes. La consommation de la mesure et du contrôle n'a pas été dissociée entre l'électrolyseur et la pile. Sa valeur est inférieure à 10 W. Les autres consommations intrinsèques sont dissociées.

La consommation du périphérique de l'électrolyseur provient essentiellement des électrovannes. La pompe qui permet l'alimentation en eau fonctionne de manière ponctuelle (consommation faible : 10 W).

La Figure III-18 montre l'évolution de la consommation intrinsèque des électrovannes au cours d'un essai. La mesure d'hydrogène dans l'oxygène est aussi représentée afin de mettre en évidence la consommation intrinsèque liée à cette mesure de pureté. A l'arrêt, les électrovannes de l'électrolyseur consomment 35 W. En fonctionnement, la courbe de puissance présente de nombreux pics correspondant à l'ouverture et fermeture des électrovannes dont, notamment, celle de la mesure de sécurité. La consommation peut être considérée constante, égale à 114 W. En veille, les électrovannes consomment aussi 114 W.

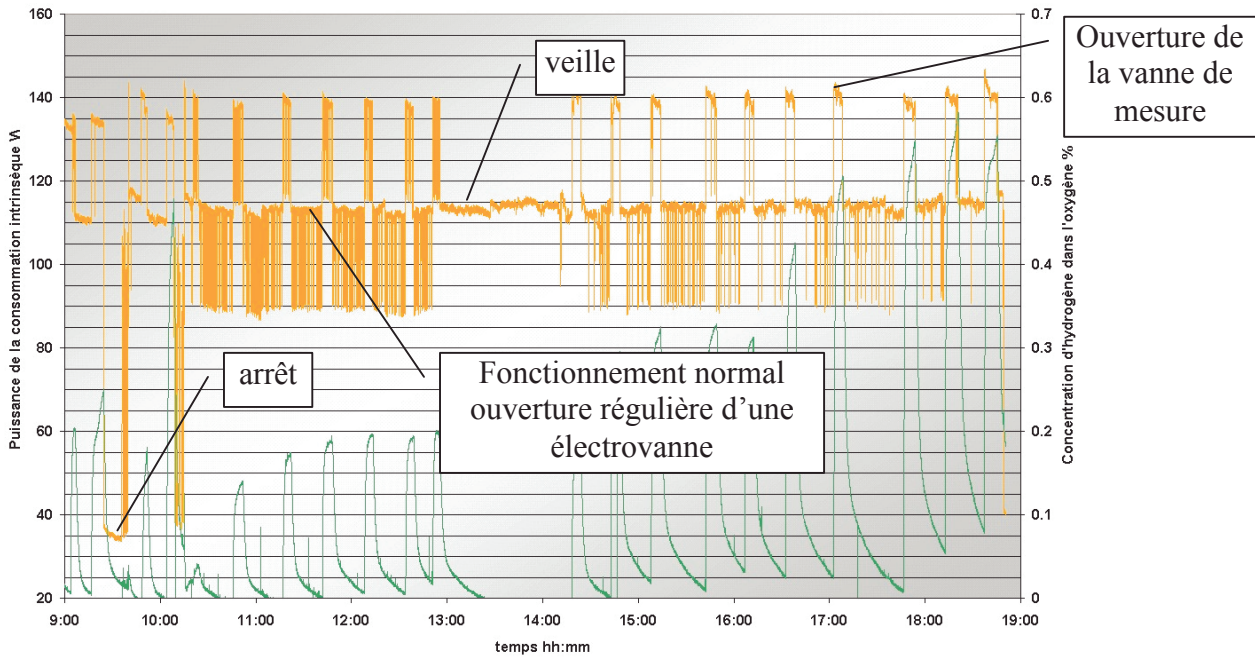


Figure III-18 : Consommation intrinsèque de l'électrolyseur.

Chaque électrovanne consomme en moyenne 20 W alors que les puissances théoriques annoncées sont 11,2 W ou 5,6 W selon l'électrovanne. Une étude doit être effectuée pour comprendre et résoudre ce problème. La consommation intrinsèque de l'électrolyseur était prévue à 16,8 W à l'arrêt, 72,8 W en fonctionnement et 61,6 W en veille. La consommation réelle est donc pratiquement deux fois plus importante.

III.2.2. Pile à Combustible

Les premiers essais réalisés permettent de déterminer l'influence des différents paramètres du système : la pression, la proportion de gaz purs dans le mélange gaz pur/azote et la température. L'influence de la pression n'a pas été évaluée. La pression est choisie à 2 bar car elle assure un réglage fin des détendeurs tout en permettant la consommation de 80 % de l'unité de stockage. Suite à ces essais, on a sélectionné les paramètres permettant d'obtenir les meilleures performances.

Les essais ont été limités car la pile à combustible a subi des dommages. D'importantes fuites au niveau des cellules empêchent maintenant toute manipulation. La cause de cette dégradation n'est pas bien définie. L'installation étant extérieure, elle est soumise aux fluctuations du temps. L'âge de la pile et les expériences très diverses réalisées pendant 10 ans de tests, peuvent aussi être mis en cause.

III.2.2.1. Influence du taux de concentration de gaz purs

Pour modifier le taux de concentration de gaz purs dans le système pile, on modifie la quantité d'azote introduite après la purge du composant.

Le calcul du taux de concentration des gaz purs dans le système est simple :

$$T_{GP} = \frac{P_{GP}}{P_{FC}} = 1 - \frac{P_{N_2}}{P_{FC}} \quad \text{Équation III-3}$$

avec T_{GP} taux de gaz purs (%)
 P_{GP} pression partielle des gaz purs (bar absolu)
 P_{FC} pression du système « pile » (bar absolu)
 P_{N_2} pression partielle d'azote (bar absolu)

On préférera parler de pressions partielles en hydrogène et en oxygène. La pression de fonctionnement est de 3 bar absolu.

Les résultats expérimentaux sont décrits à la Figure III-19. La pile est à 35 °C pour l'ensemble des points de fonctionnement. La température de la pile est la température mesurée à l'entrée du refroidissement.

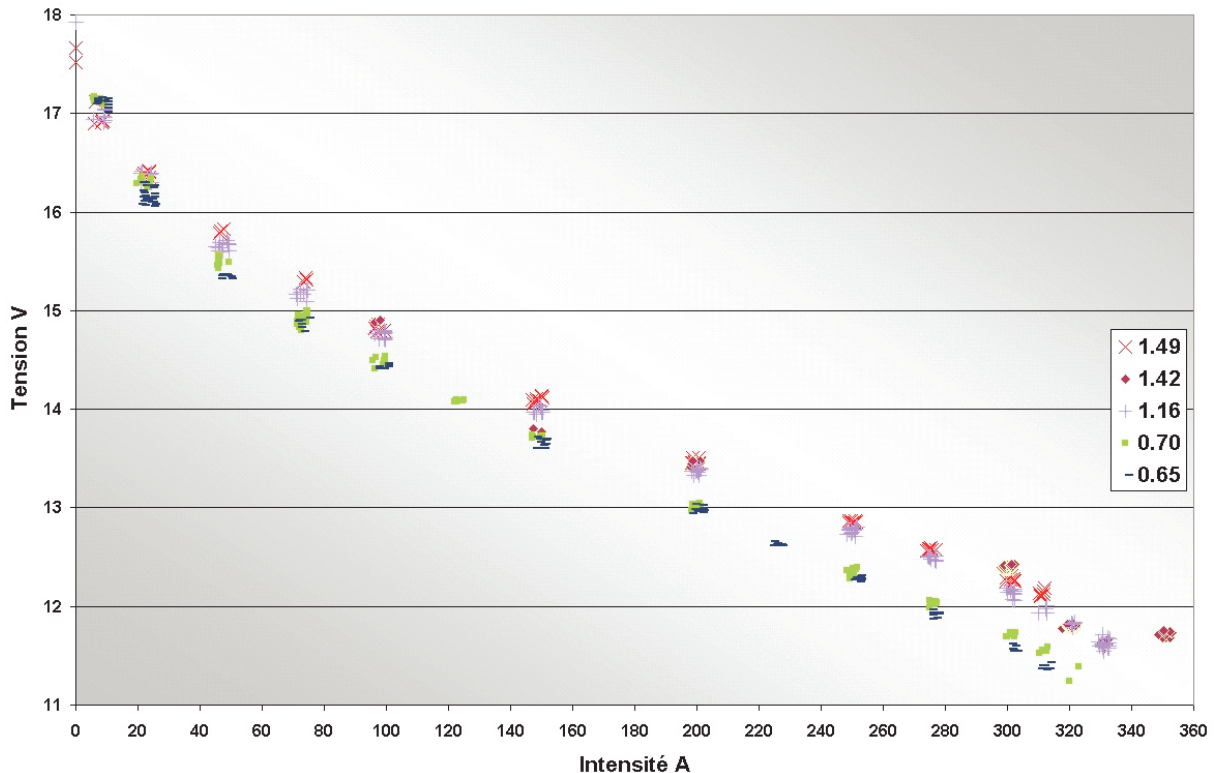


Figure III-19 : Influence de la pression partielle de gaz pur dans le système pile à combustible (P = 3 bar – T = 35°C).

On observe que la pression partielle en oxygène augmente la tension de la pile. L'influence de ce paramètre augmente avec l'intensité.

Dans la présentation des caractéristiques du composant (chapitre III.1.1.2.2.1), on annonce un point de fonctionnement dans le cas d'une alimentation en air et en H₂ pur, en mode ouvert. Les performances de la pile sont : 11 V – 330 A à 35 °C, avec une pression partielle en H₂ de 2,5 bar et en O₂ de 0,62 bar. Ce point de fonctionnement peut être comparé à la courbe (tiret bleu) correspondant à une pression partielle de 0,65 bar. Les performances sont comparables bien que les pressions partielles en hydrogène ne soient pas identiques pour les deux essais.

Ces expériences confirment que l'influence de la pression partielle en hydrogène sur les performances de la pile à combustible, est négligeable par rapport celle de la pression partielle en oxygène.

Conclusion

Le taux de gaz pur dans le système doit être choisi le plus élevé possible, sachant que la limite supérieure est 70 %. Par mesure de sécurité, le pourcentage de gaz pur dans le système est fixé à 50 %, soit 1,5 bar de pression partielle en gaz pur.

III.2.2.2. Influence de la température

La Figure III-20 et la Figure III-21 montrent les courbes U-I de la pile à combustible à différentes températures. La pression du système est de 3 bar absolu et le taux de gaz purs de 50 %.

Sur la Figure III-20, l'augmentation de température améliore les performances de la pile à combustible. Par contre, sur la Figure III-21, l'influence est inverse. La pile à combustible a une température optimale de fonctionnement. Un essai à intensité constante a montré que la tension de la pile augmentait jusqu'à 35°C, puis diminuait au dessus de cette valeur.

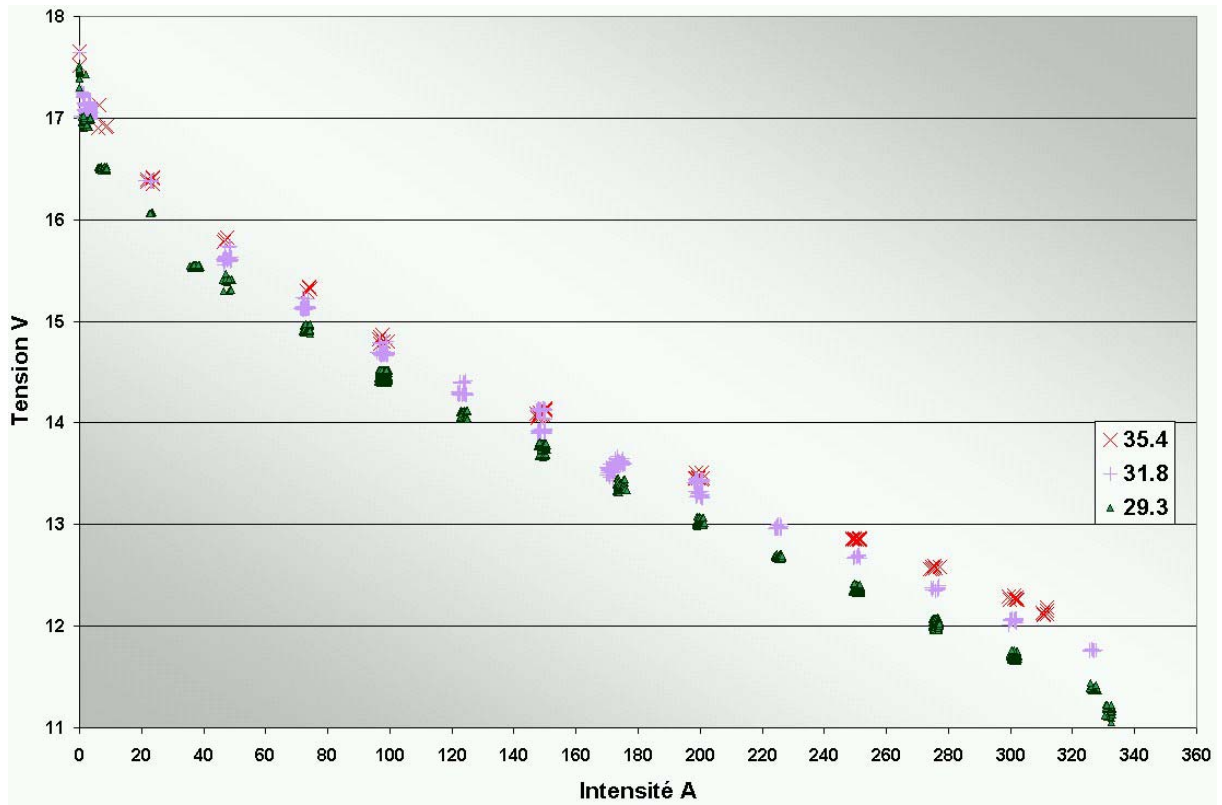


Figure III-20 : Influence de la température sur les performances de la pile à combustible (P = 3 bar abs. – P_{O2} = 1,52 bar) – Températures inférieures à 35 °C.

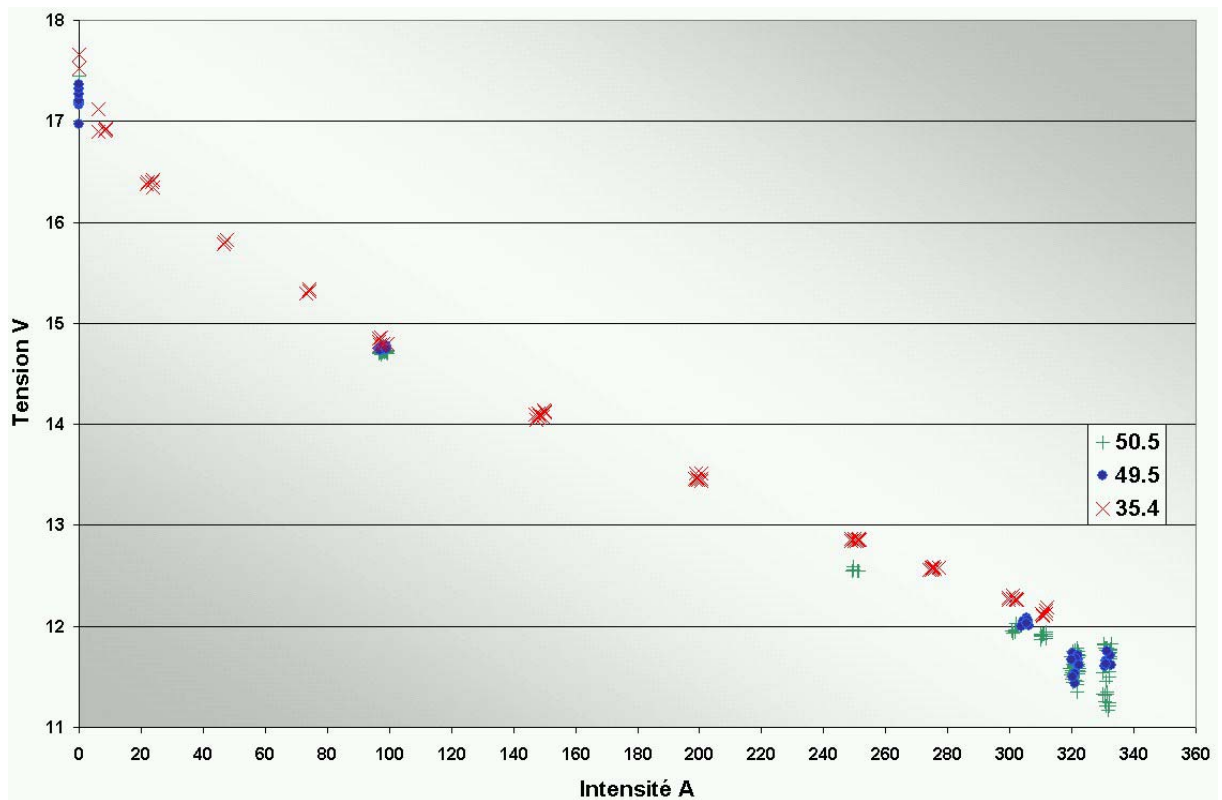


Figure III-21 : Influence de la température sur les performances de la pile à combustible (P = 3 bar abs. – P_{O2} = 1,52 bar) – Températures supérieures à 35 °C.

III.2.2.3. Rendement faradique

Aucun essai n'a été réalisé pour mesurer ce facteur. Le rendement faradique de ce module est connu par les expériences précédentes : 99 % quelles que soient l'intensité et la température [28].

III.2.2.4. Consommation intrinsèque

La mesure de la consommation intrinsèque du périphérique de la pile à combustible n'a pas été effectuée. Seule la valeur à l'arrêt a été évaluée à 50 W.

Comme le fonctionnement de cet appareil est très proche de celui de l'électrolyseur (contrôle par électrovannes), la consommation des électrovannes peut être estimée. Elle devrait être de 100 W en veille et de 120 W en fonctionnement.

Comme pour l'électrolyseur, on peut calculer la consommation théorique des électrovannes, c'est-à-dire en considérant que la puissance consommée est égale à celle annoncée par le fournisseur. La consommation théorique du périphérique de la pile est de 34,2 W en veille et de 45 W en fonctionnement.

Il faut ajouter la consommation des pompes. La puissance des moteurs est de 30 W pour la pompe de circulation de l'eau et de 270 W pour la pompe de recirculation des gaz. Les 2 pompes sont régulées en fréquence diminuant leur consommation électrique en fonction de l'intensité demandée à la pile. Un régime minimal de puissance est imposé lorsque l'intensité est inférieure à 35 A, correspondant à 10 % de l'intensité maximale.

III.2.3. PMU

Les données expérimentales du PMU ont été fournies par le fabricant. Ces données couplées à leur connaissance industrielle des composants de conversion nous permettent de décrire le rendement des appareils de conversion de notre système.

Le rendement des convertisseurs dépend de la tension des composants et de la puissance délivrée par l'onduleur à la charge. Les équations sont formulées au chapitre IV.

Pour les deux générateurs, un survolteur est utilisé. Le rendement de conversion dépend de la tension d'entrée. Le champ photovoltaïque fonctionne à tension constante. La conversion de l'énergie solaire sur le Bus DC a donc un rendement constant, de l'ordre de 97 %. La pile à combustible fonctionne à une tension comprise entre 10 et 18 V mais cette tension s'est avérée trop faible pour être convertie sur le bus 300 VDC. Il a donc été décidé de remplacer la pile défectueuse par une pile dont la tension de fonctionnement est supérieure à 20 V. Dans ce cas, la Figure III-22 montre que le rendement de conversion augmente de 85 % à 20 V jusqu'à 96 % à 100 V.

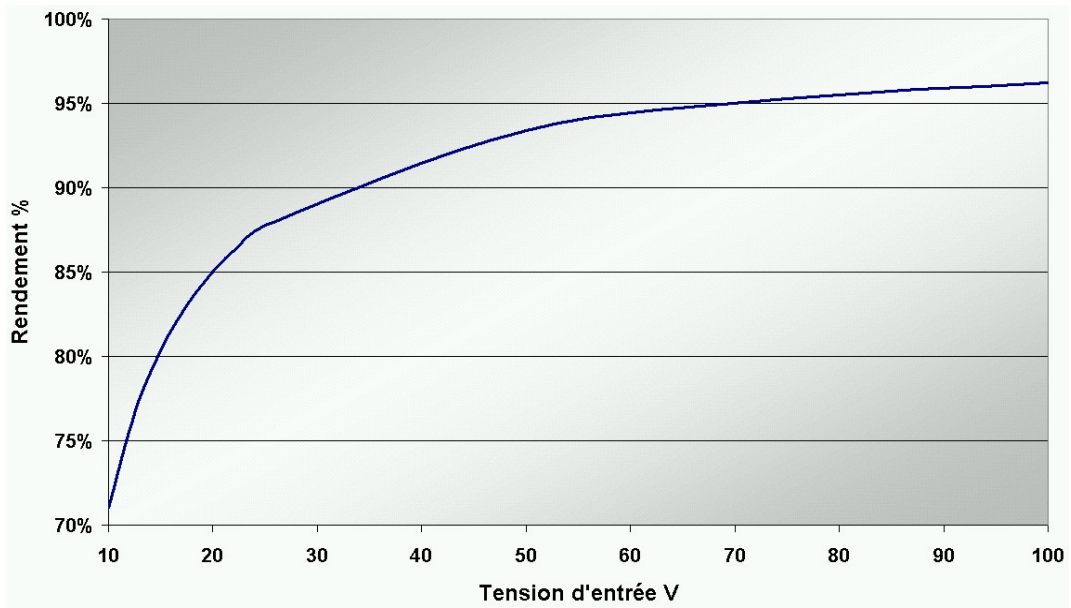


Figure III-22 : Rendement de conversion entre la pile à combustible et le Bus DC.

Entre le Bus DC et l'électrolyseur, l'élément de conversion est un abaisseur de tension. Son rendement dépend de la tension de sortie. La Figure III-23 montre que le rendement de conversion entre le bus DC et l'électrolyseur est presque constant de l'ordre de 92 %.

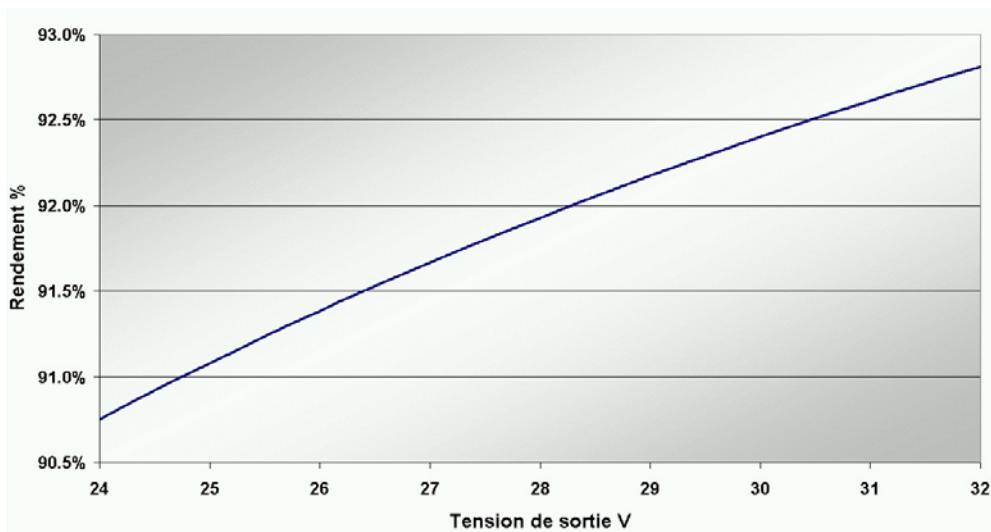


Figure III-23 : Rendement de conversion entre le Bus DC et l'électrolyseur.

Du Bus DC à la charge, plusieurs éléments de conversion sont nécessaires. Le rendement global dépend de la puissance nominale demandée par la charge. Pour le banc d'essai, la puissance nominale de l'onduleur a été choisie à 8 kW afin de pouvoir tester le couplage du champ solaire et de la pile à leur puissance maximale. Un tel onduleur a un rendement de 92 % à la puissance nominale et de 84 % à 10 % de cette puissance. En dessous de 800 W, le rendement s'écroule dramatiquement. Il apparaît donc que la puissance nominale de l'onduleur va être un paramètre essentiel du rendement global du système.

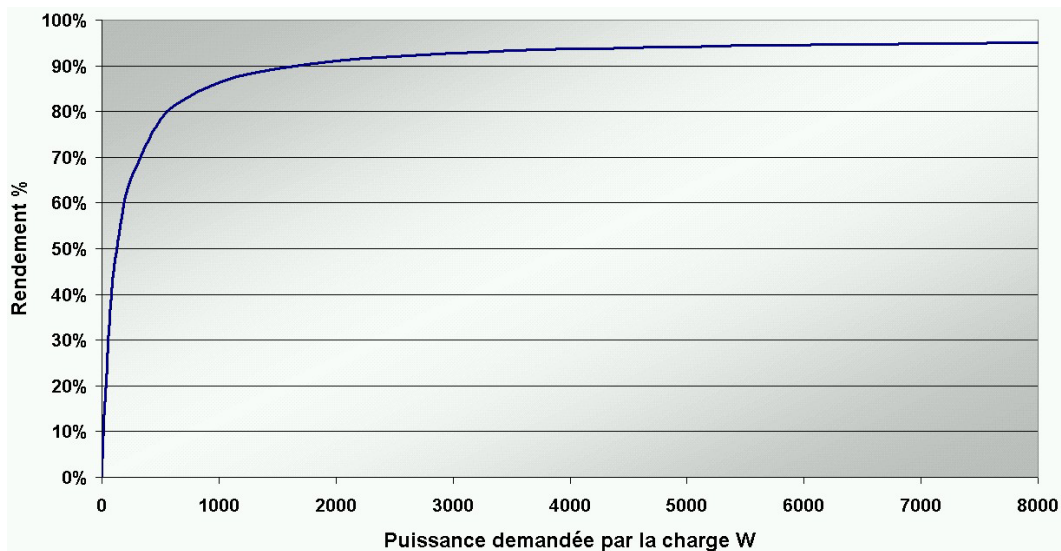


Figure III-24 : Rendement de conversion entre le Bus DC et la charge.

III.2.4. Conclusion

L'outil expérimental développé nous a permis de caractériser les composants et d'évaluer l'influence de leurs paramètres. Les paramètres optimaux des composants électrochimiques ont été définis. L'analyse des données expérimentales fournit les informations nécessaires au développement de l'outil de modélisation.

III.3. Performances du système de stockage par l'hydrogène

Dans ce paragraphe, les performances du système de stockage par l'hydrogène construit pour le banc d'essai sont évaluées. Nous proposons ensuite des améliorations possibles permettant l'optimisation des composants développés.

III.3.1. Performances actuelles

Le rendement du système de stockage par l'hydrogène est le rapport de l'énergie fournie par la pile à combustible sur l'énergie consommée par l'électrolyseur. Il se calcule en multipliant le rendement des deux composants.

Nous avons choisi d'utiliser le modèle développé et décrit dans le chapitre suivant, pour obtenir le rendement des composants électrochimiques sur l'ensemble des points de fonctionnement.

La Figure III-25 et la Figure III-26 décrivent les rendements de l'électrolyseur et de la pile, ainsi que le pourcentage de perte due à la consommation intrinsèque. On calcule ce pourcentage en divisant la puissance consommée par le périphérique par la puissance du composant. Les températures et pressions de fonctionnement sont les conditions optimales de fonctionnement de nos appareils.

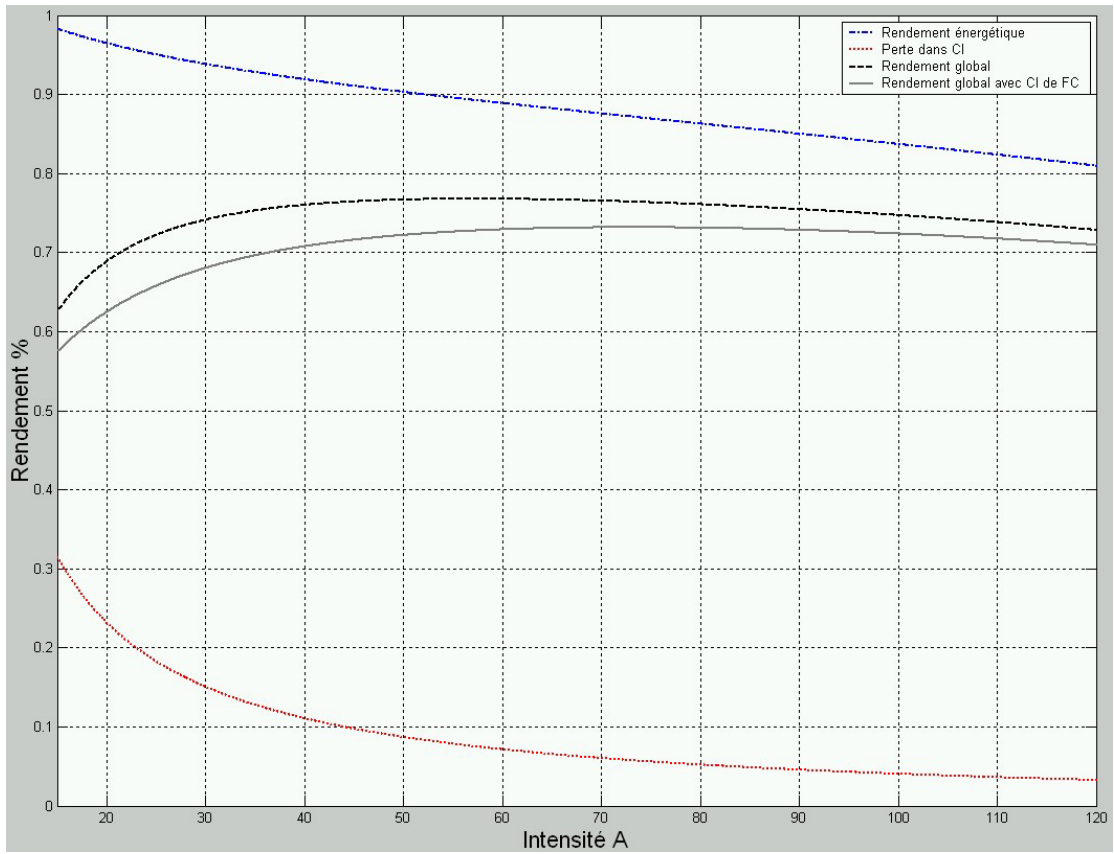


Figure III-25 : Rendements de l'électrolyseur du banc d'essai en fonction de l'intensité (T ~ 72 °C ; P = 10 bar)

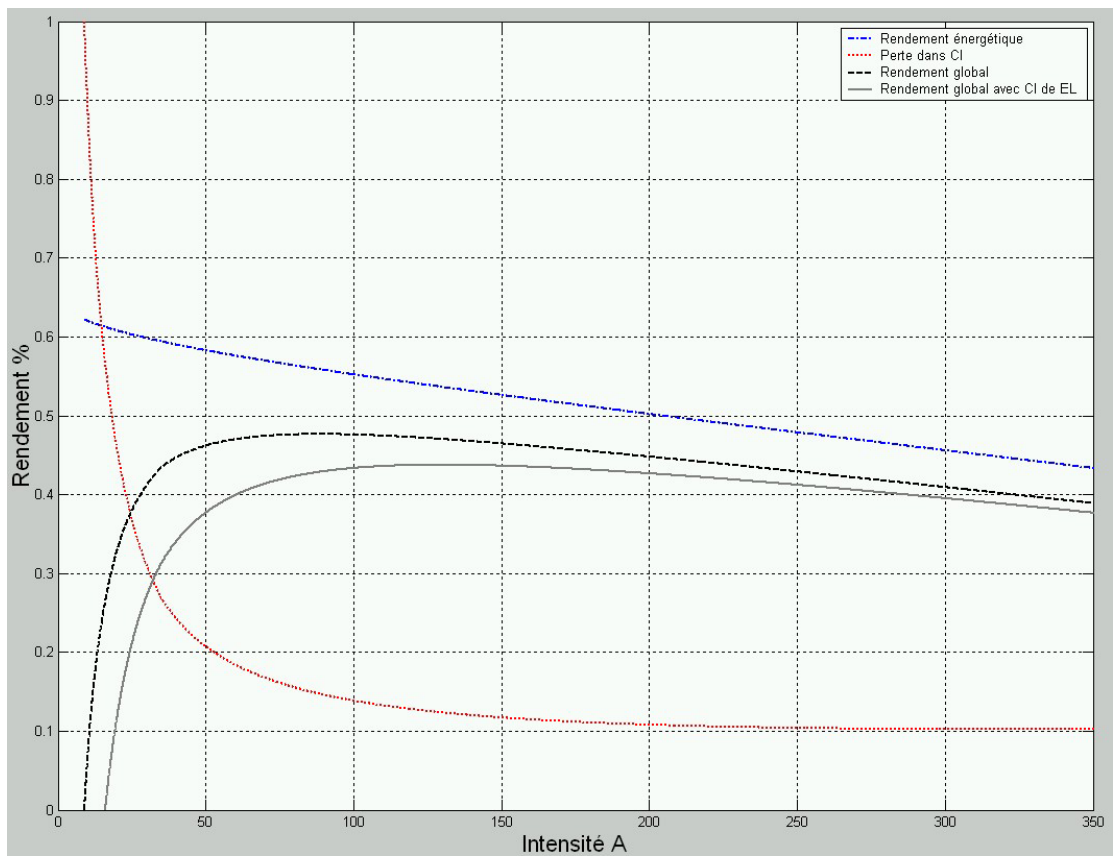


Figure III-26 : Rendements de la pile à combustible du banc d'essai en fonction de l'intensité (T ~ 35 °C ; P_{O2} = 1,52 bar)

Les rendements énergétiques des cellules dans les conditions optimales sont compris entre 44 % et 63 % pour la pile et entre 80 % et 98 % pour l'électrolyseur.

La perte due à la consommation intrinsèque est importante à faible intensité. A 15 A, le périphérique de l'électrolyseur consomme 30 % de l'énergie fournie à l'électrolyseur. Cette consommation est seulement de 3 % à intensité nominale. Pour la pile à combustible, la perte dans les auxiliaires varie entre 10 % à puissance nominale et 100 % à 10 A : la pile s'auto alimente.

Le rendement global est le produit des rendements énergétique, faradique et de perte due à la consommation intrinsèque. Le rendement faradique de l'électrolyseur est choisi à 93 % correspondant à celui du côté anodique. Celui de la pile est de 99 %.

Le rendement global varie entre 0 % à 10 A et 48 % à 90 A pour la pile et entre 63 % à 15 A et 78 % à 60 A pour l'électrolyseur. Pour les deux composants, il existe un point de fonctionnement optimal lié au rendement énergétique et à la consommation intrinsèque.

L'électrolyseur et la pile à combustible ne fonctionnent pas en même temps. Comme ces composants ont une consommation de veille, le rendement de chaque composant est encore diminué. La dernière courbe prend en compte cette consommation à vide de l'appareil en veille : c'est le rendement réel du composant intégré dans le système de stockage par l'hydrogène.

Les rendements réels des composants sont donc compris entre 0 % et 44 % pour la pile et entre 58 % et 73 % pour l'électrolyseur. Il est préférable de ne pas utiliser la pile en dessous de 30 A. Son rendement est alors compris entre 30 % et 44 %.

Si l'on considère un rendement de 100 % pour le stockage de gaz, le système de stockage par l'hydrogène du banc d'essai a un rendement maximum de 32 %. En fonctionnement nominal, le rendement est 27 %. Ces données varient légèrement avec la température de fonctionnement.

Nous avons montré dans le paragraphe précédent, la forte différence entre la consommation spécifiée et mesurée des électrovannes. En considérant que les électrovannes consomment la puissance spécifiée par le constructeur, le rendement global du système de stockage atteint alors un rendement maximal de 38 %.

Ces performances sont comparables à celles des installations précédemment construites (chapitre II.3.2.1). La consommation intrinsèque des périphériques est toujours un problème important pour le rendement des composants électrochimiques de notre installation, essentiellement lorsque les composants sont utilisés à faible puissance.

III.3.2. Perspectives

Une réflexion sur la marge possible de progrès sur chacun des composants est abordée, aboutissant aux performances idéales du système de stockage. Certaines améliorations pourront être évaluées sur les composants du banc d'essai.

III.3.2.1. Electrolyseur

Plusieurs facteurs permettent d'augmenter le rendement global de ce composant : la consommation intrinsèque, la mesure de pureté et la pression de fonctionnement.

Consommation intrinsèque

Le périphérique de l'électrolyseur est composé de 8 électrovannes de puissance théorique variant entre 5 W et 12 W. Le choix de ces électrovannes provient de l'expérience du fournisseur des cellules qui a testé de nombreuses électrovannes pour les intégrer aux périphériques industriels.

Ces électrovannes consomment la puissance maximale lorsqu'elles ne sont pas en position de repos. Or, leur position de repos a été choisie par rapport à la sécurité, c'est-à-dire de telle sorte que l'électrolyseur soit dépressurisé, purgé et refroidi lors d'une panne d'alimentation du périphérique. Ceci implique une importante consommation au cours du fonctionnement et de la veille de l'appareil.

Plusieurs solutions existent pour réduire la consommation intrinsèque de l'électrolyseur :

- Certaines électrovannes, dites bistables, ne consomment que lorsqu'elles sont activées (passage d'une position à une autre). Il serait donc intéressant de tester la fiabilité, la rapidité et l'étanchéité de ces électrovannes. Une étude de sécurité est en parallèle nécessaire pour évaluer les dangers dans des conditions exceptionnelles de coupure d'alimentation.
- Il est aussi possible de repenser totalement le contrôle de l'appareil. L'utilisation d'électrovannes permet une très bonne régulation de la différence pression autour de la membrane mais un contrôle utilisant des déverseurs mécaniques par exemple, permettrait une réduction importante de la consommation intrinsèque.

Mesure de pureté

Le second point faible de notre électrolyseur concerne le rendement faradique côté oxygène largement inférieur à celui côté hydrogène. Ce déficit dont les conséquences sont importantes dans notre application où l'oxygène est utilisé, est dû à la mesure de concentration d'hydrogène dans l'oxygène. L'idéal serait d'effectuer une mesure en ligne réduisant à zéro la fuite de gaz et éliminant une électrovanne. Le rendement faradique de l'électrolyseur serait alors de 99 %. Les produits permettant cette mesure en ligne sous pression ne sont pas nombreux ou surévalués et donc très chers (mesure infrarouge de la composition du gaz).

Pression de fonctionnement

La dernière amélioration proposée concerne la pression de fonctionnement. Dans notre installation, cette option permettrait de réduire la taille du stockage des systèmes PV-FC. Cette option réduirait peut être légèrement le rendement des cellules mais très peu comparé au gain énergétique de l'élimination d'un compresseur. Par contre, la consommation intrinsèque des électrovannes dépend de la pression de fonctionnement. Une étude complète doit être effectuée afin de d'évaluer les performances globales des électrolyseurs haute pression.

Conclusion

Jusqu'à présent, les applications des électrolyseurs n'ont jamais entraîné les fournisseurs à optimiser leurs produits dans ces directions.

Un électrolyseur ainsi conçu, sans prendre en compte la pression, pourrait atteindre un très haut niveau de rendement :

- 70 à 96 % de rendement potentiel,
- 99 % de rendement faradique,
- la consommation intrinsèque se réduirait à 10 W au cours du fonctionnement (électrovanne bistable de faible consommation) et la consommation en veille serait nulle.

Les performances optimales sont donc évaluées entre 75 % et 89 % dans le cas où les électrovannes sont optimisées et entre 80 % et 94 % dans le cas où on résout en plus, le problème de mesure de pureté de l'oxygène.

Il semble qu'il n'existe qu'un seul mode de fonctionnement pour les électrolyseurs alcalins. De nouvelles études doivent être réalisées pour repenser ces périphériques en terme de pureté des gaz, de sécurité mais aussi de rendement global.

De manière plus générale, les produits standards utilisés dans les procédés industriels ou dans la vie courante sont rarement des produits dits « basse consommation ». De nombreux progrès accessibles techniquement sont à attendre dans le domaine de la maîtrise de l'énergie.

III.3.2.2. Pile à combustible

Le système pile est aussi constitué de nombreuses électrovannes mais aussi de pompes assurant la circulation de l'eau et des gaz.

Consommation intrinsèque des électrovannes

Les mêmes remarques peuvent être formulées concernant le choix des électrovannes. De la même façon que pour l'électrolyseur, l'utilisation d'électrovannes ne consommant que lorsqu'elles sont actionnées, réduirait la consommation à 10 W en fonctionnement et à zéro en veille.

Moteurs

Concernant les pompes, le choix de moteurs triphasés régulés en fréquence permet de diminuer de manière conséquente la consommation du périphérique.

Un système sans moteur est aussi envisageable. On utilise la dépression due à la consommation des gaz par la pile pour évacuer l'eau qui s'accumule dans les cellules (brevet déposé par Air Liquide).

La Figure III-27 montre le schéma de principe de fonctionnement d'une pile à combustible sans moteur mais avec recirculation pour éviter la perte de gaz lors des purges nécessaires à l'évacuation de l'eau. En fonctionnement, les deux électrovannes sont ouvertes : le détendeur permet l'approvisionnement en gaz pur consommé par la pile. Pour évacuer l'eau produite, les deux vannes sont fermées : la pile consomme les gaz, créant ainsi une dépression dans la pile et le séparateur gaz/liquide. La vanne n°1 est ouverte, la pression de fonctionnement est rétablie sauf dans le séparateur. On ouvre alors la vanne n°2 : une circulation s'établit permettant l'évacuation de l'eau accumulée dans les cellules.

On réalise ce schéma hydraulique du côté anodique et cathodique de la pile

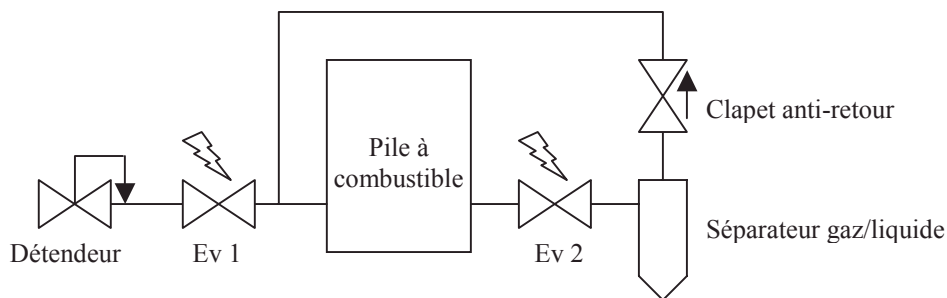


Figure III-27 : Schéma de principe de fonctionnement d'une pile à combustible sans moteur de recirculation (côté anodique ou cathodique du périphérique).

Pour éviter de créer une différence de pression importante autour de la membrane, les mêmes volumes de gaz, côté anodique et cathodique, doivent être identiques et la dépression créée doit être inférieure à la valeur limite supportée par la membrane.

En ce qui concerne le circuit de refroidissement, la pompe de recirculation peut être évitée si la circulation « thermosiphon » s'avère suffisante. La circulation par évaporation peut aussi être envisagée dans le cas où la pile fonctionne vers 100 °C.

Consommation de gaz pur

Un module électrochimique consommant des gaz purs est idéal car il permet d'augmenter le rendement énergétique ou de réduire la pression de fonctionnement. La diminution de la pression permet d'augmenter la capacité du volume de stockage et de diminuer le risque d'atteindre une différence de pression dangereuse pour la membrane.

Conclusion

Les performances de la pile à combustible atteignent 55 % dans le cas où la consommation des électrovannes a été réduite à 10 W en fonctionnement et à zéro en veille. Si le cœur électrochimique consomme des gaz purs et que le moteur de recirculation des gaz est éliminé, les performances de la pile à combustible atteignent 59 %. Au dessus de 2 A, le système pile à un rendement supérieur à 40 %.

Peu de systèmes industriels existent, mais ces auxiliaires sont généralement optimisés afin de réduire leur consommation parasite car le système pile est évalué par rapport au rendement global de l'appareil. Le système Ballard de 1,2 kW par exemple, a un rendement électrique global très compétitif compris entre 40 % et 50 %.

III.3.2.3. Lois d'échelle

Le périphérique de l'électrolyseur est très proche du procédé industriel. Utilisant le même mode de fonctionnement et les mêmes électrovannes, le périphérique développé pour une puissance de 30 kW consomme la même énergie. Le pourcentage de perte due à la consommation intrinsèque est donc moins important dans leur système de plus grande taille. L'augmentation de la puissance permet aussi d'envisager la cogénération pour ce composant. On voit ici apparaître un facteur essentiel des composants électrochimiques : les lois d'échelle.

III.3.3. Conclusion

Le système de stockage par l'hydrogène réalisé pour le banc d'essai est performant. Son rendement global est de 32 %. Les améliorations proposées permettraient d'augmenter ce rendement jusqu'à 55 %. Ces progrès ne seront réalisables que s'ils ne réduisent pas la sécurité des installations.

III.4. Conclusion

La réalisation du banc d'essai a été une étape très importante dans notre travail, à la fois au niveau du temps nécessaire à la conception et à la réalisation des composants mais aussi au niveau des informations qui en découlent. Les composants électrochimiques développés sont parfaitement adaptés à leur fonctionnement dans un système autonome de production d'énergie. Leurs performances permettent d'obtenir un système de stockage par l'hydrogène ayant un rendement maximal de 32 %. Le banc d'essai n'est pas finalisé en raison de la non délivrance de l'appareil de gestion et de conversion d'énergie, composant central de l'installation. Cette dernière étape permettra d'évaluer les performances du système PV-FC développé.

IV. MODELISATION DU SYSTEME

IV.1. Choix généraux	80
IV.1.1. Environnement.....	80
IV.1.2. Choix des modèles des composants.....	81
IV.2. Choix des modèles des composants.....	81
IV.2.1. PV	81
IV.2.2. Electrolyseurs et piles à combustible.....	82
IV.2.3. Batteries	90
IV.2.4. Stockage gaz	90
IV.2.5. Convertisseurs.....	91
IV.2.6. Conclusion	92
IV.3. Développement du modèle et ajustement au banc d'essai.....	92
IV.3.1. Panneaux photovoltaïques	92
IV.3.2. Composants électrochimiques.....	93
IV.3.3. Stockage des gaz.....	104
IV.3.4. Batterie de sécurité.....	104
IV.3.5. PMU	104
IV.3.6. Consommation intrinsèque du système	106
IV.3.7. Système complet	106
IV.3.8. Conclusion	107
IV.4. Analyse des performances du banc d'essai.....	107
IV.4.1. Différents systèmes de stockage par l'hydrogène.....	108
IV.4.2. Différentes charges	110
IV.4.3. Résultats et analyses	113
IV.4.4. Conclusion	122
IV.5. Conclusion	124

Nous avons donc développé un outil permettant de simuler le fonctionnement du banc d'essai afin d'évaluer le rendement annuel de fonctionnement du système complet et de déterminer l'importance des améliorations proposées au cours du chapitre précédent (III.3.2) pour le système de stockage par l'hydrogène.

Dans un premier temps, après un rapide aperçu des modèles existants, nous expliquons pourquoi nous avons développé notre propre outil de simulation, basé sur des modèles empiriques. Dans un deuxième temps, les modèles des composants sont sélectionnés parmi l'existant ou développés pour s'adapter aux résultats expérimentaux. Ensuite, l'outil de simulation est détaillé et ajusté au banc d'essai. Enfin, le fonctionnement du banc d'essai est simulé afin d'évaluer ses performances dans une application autonome.

IV.1. Choix généraux

IV.1.1. Environnement

Dans le chapitre II (Tableau II-4), on remarque que chaque laboratoire a développé son propre modèle. Un seul outil de modélisation est commercialisé (TRNSYS).

Chaque outil contient une bibliothèque de composants (modèles électriques et thermiques). Les entrées du modèle sont les conditions climatiques et la charge électrique demandée, en fonction du temps. A un instant t , on recherche les points de fonctionnement de chaque composant, dépendant des entrées et de l'architecture électrique du système. Puis, on calcule les différents flux d'énergie et de matière ainsi que les nouvelles températures des composants. On recommence ensuite à l'instant $t + dt$.

Pour le logiciel TRNSYS, des modèles de composants électriques et électrochimiques ont été développés par Ulleberg et Morner [30]. La gestion du système est faite au niveau d'un Bus DC, réalisé dans le modèle par un sous programme. Le logiciel avec sa nouvelle librairie HYDROGEMS (Figure IV-1) est disponible depuis 2002.

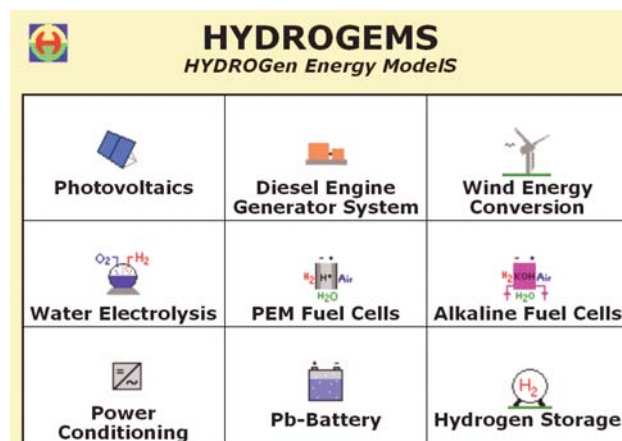


Figure IV-1 : Nouvelle librairie de composants dans TRNSYS (www.hydrogems.no).

Cet outil de modélisation utilise des modèles simples présents dans la littérature. Certaines variables sont modifiables permettant d'adapter le modèle au système étudié. Le comportement électrique des composants électrochimiques n'est, par contre, pas modifiable. Ce dernier point nous semble préjudiciable car chaque module électrochimique a des performances propres dépendant du fabricant mais aussi du système dans lequel il est intégré. De plus, il n'existe pas de modules simulant la consommation intrinsèque des composants qui, comme nous l'avons vu, est une donnée indispensable pour la détermination des performances des composants électrochimiques.

De nombreux travaux de simulation ont été réalisés au laboratoire. Les modèles développés simulent le comportement des générateurs renouvelables, des batteries et des composants électrochimiques. Une partie de ces modèles est développée sous Matlab/Simulink. Nous avons donc décidé de développer notre propre outil de simulation. L'environnement logiciel sélectionné est Matlab/Simulink, nous permettant ainsi de compléter la bibliothèque de composants. Ce logiciel est particulièrement intéressant pour la résolution de boucles algébriques.

IV.1.2. Choix des modèles des composants

Plusieurs types de modèles existent pour simuler les composants du système :

- La première approche est de modéliser les phénomènes physiques précisément. Ce type de modèle aboutit souvent à des équations très complexes demandant une connaissance très précise des systèmes étudiés.
- La seconde approche de modélisation est de simplifier le problème en modélisant non les phénomènes physiques, mais les courbes caractéristiques par des équations paramétrées. Cette deuxième approche est performante et moins exigeante dans les données et spécifications des appareils modélisés.

Les modèles empiriques sont donc préférés aux modèles théoriques dans la mesure où ils permettent une simplification du problème et une diminution du nombre de paramètres. La disponibilité de l'outil expérimental nous permet d'ajuster les paramètres et de les valider par de nouvelles expériences.

IV.2. Choix des modèles des composants

Il existe de nombreux modèles pour chacun des composants du système. Nous présentons dans ce paragraphe, les modèles sélectionnés pour notre outil de simulation. Certains modèles proviennent de la littérature. D'autres ont été développés au laboratoire.

IV.2.1. PV

Les panneaux photovoltaïques ont été largement étudiés depuis plus de 20 ans. Des modèles plus ou moins complexes existent. Un modèle empirique est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité et sa qualité de résultats : le modèle à une diode. La Figure IV-2 décrit le circuit électrique équivalent au modèle à une diode, présenté par l'Équation IV-1 [9].

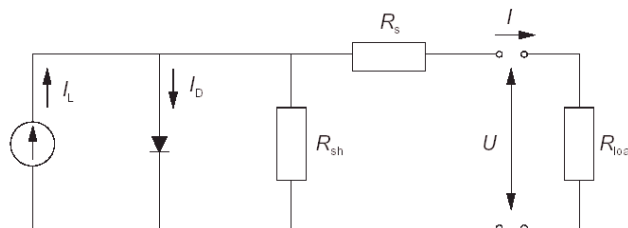


Figure IV-2: Circuit équivalent pour un modèle à une diode d'un générateur PV.

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left\{ \exp\left(\frac{U + IR_s}{a}\right) - 1 \right\} - \frac{U + IR_s}{R_{sh}}$$

Équation IV-1

où	I_L	courant d'ensoleillement (A)
	I_0	courant de saturation de la diode inverse (A)
	R_s, R_{sh}	résistance série et shunt (Ω)
	a	paramètre d'ajustage du modèle (V)
	U	tension du module (V)
	I	courant du module (A)

Au laboratoire, le modèle utilisé est identique. Les différents courants sont précisés ci-dessous (Équation IV-2) :

$$\left. \begin{aligned}
 I_L &= P \times \left[\frac{E_{ns}}{1000} \times \left(1 + P_2 \times \left(\frac{E_{ns} - E_{ref}}{1000} \right) + P_3 \times T_j - T_{ref} \right) \right] \\
 I_D &= P_4 \times T_j^3 \times \exp\left(\frac{-P_5}{T_j}\right) \times \exp\left(K \times \frac{V + R_s \times I}{T_j} - 1\right) \\
 I_{sh} &= \frac{V}{R_{sh}}
 \end{aligned} \right\} \text{Équation IV-2}$$

où

P_i	paramètres du modèle
E_{ns}	ensoleillement (W.m^{-2})
E_{ref}	ensoleillement de référence (1000 W.m^{-2})
T_j	température de jonction (K)
T_{ref}	température de référence (K)
K	paramètre d'ajustage du modèle
V	tension (V)
I	courant (A)
R_s, R_{sh}	résistances de série et de shunt (Ω)

Ce modèle empirique a déjà été validé au laboratoire sur un champ solaire de 3 kW. Les paramètres du modèle devront être ajustés au champ solaire du banc d'essai (calage des paramètres P_i, R_s, R_{sh}, \dots).

IV.2.2. Electrolyseurs et piles à combustible

Plusieurs modèles sont nécessaires pour simuler le comportement de ces composants. Le modèle électrique permet de calculer le point de fonctionnement en fonction de la température et de la pression. Les modèles supplémentaires permettent de calculer l'évolution de la température, de la pression, de la production ou consommation de gaz et de la pureté des gaz produits par l'électrolyseur.

IV.2.2.1. Modèles électriques

Dans l'électrolyseur et la pile à combustible, se déroulent les mêmes réactions électrochimiques. Le modèle électrique de ces composants est identique.

Modèle de Kim [31]

Le modèle de Kim est actuellement un modèle de référence pour la modélisation des piles à combustible. Ce modèle est semi-empirique, c'est-à-dire basé sur des équations théoriques mais utilisant des paramètres pour ajuster le modèle aux données expérimentales.

$$V_{cell}(J) = E_0 - b \times \log(J) - R \times J - m \times \exp(n \times J)$$

Équation IV-3

avec $E_0 = E_r - b \times \log(J_0)$

où V_{cell} potentiel d'une cellule (V)
 J densité de courant (A/m^2)
 E_r potentiel réversible de la cellule (V)
 J_0, b paramètres de Tafel pour la réduction de l'oxygène
 R résistance ohmique ($\Omega.m^2$)
 m, n paramètres liés à la diffusion (V, A^{-1})

Les paramètres de cette équation dépendent de la température, de la pression et de la pression partielle en oxygène. Ce modèle permet de représenter toutes les parties d'une courbe de polarisation d'une pile, jusqu'à la zone de diffusion. Il conviendra aussi pour l'électrolyseur (paramètres de signe contraire, sauf E_0), mais il est malheureusement inutilisable pour de faible densité de courant, inférieure à la densité de courant d'échange J_0 , en raison du terme $- b \times \log(\frac{J}{J_0})$.

Modèle interne (N. Albrieux)

Le modèle électrique développé au laboratoire par N. Albrieux est empirique, non divergent en J_0 . Ce nouveau modèle permet une cohérence mathématique de l'équation utilisée par rapport à la forme de la courbe caractéristique expérimentale (tension, courant).

L'équation initiale est la suivante :

$$V_{cell}(J) = E + \frac{b}{\ln(d \times J)} - c \times J \quad \text{Équation IV-4}$$

Le remplacement du terme $\log J$, utilisé dans le modèle de Kim, par le terme en $1/\log J$ permet la convergence de ce terme en 0 pour $J=0$.

Les hypothèses du modèle électrique sont résumées dans la Figure IV-3.

- Cette fonction est prolongeable par continuité en 0.
- La tension en 0 est la tension de circuit ouvert ($V(0) = E_{OC}$).
- La tangente de la courbe en 0 est verticale ($V'_{cell}(0) = -\infty$).
- La courbe possède un point d'inflexion en J_d ($V''_{cell}(J_d) = 0$).
- La pente de la tangente en ce point d'inflexion est $-\Delta$ (Δ est en fait la résistance ohmique de la pile).

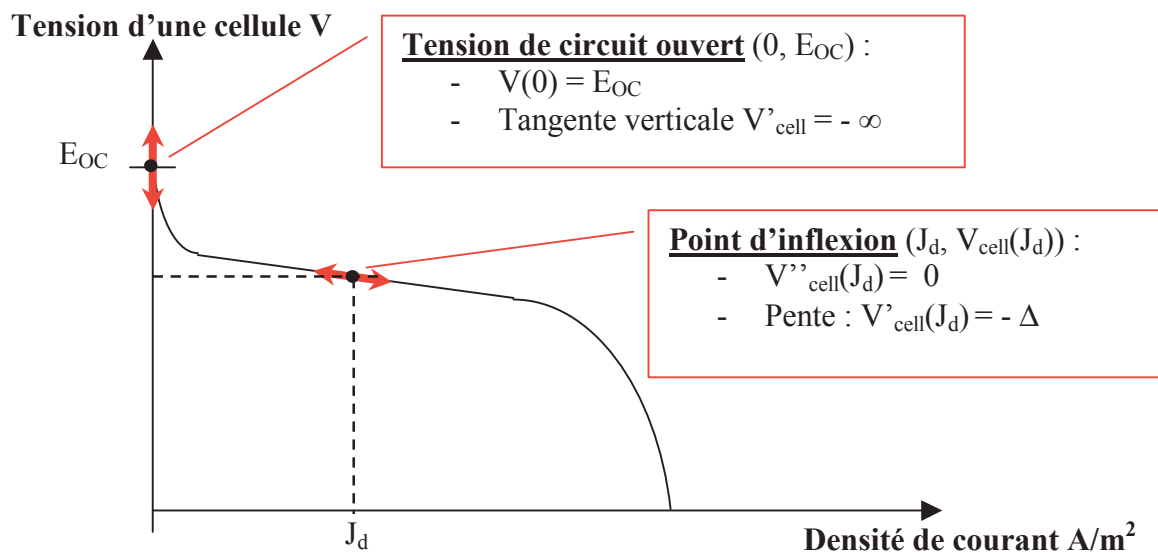


Figure IV-3 : Hypothèses du modèle électrique des composants électrochimiques.

L'équation obtenue est alors :

$$V_{cell}(J) = E + \frac{b}{\ln\left(\frac{J}{J_d \times e^2}\right)} + \left(\frac{b}{4 \times J_d} - \Delta\right) \times J \quad \text{Équation IV-5}$$

où V_{cell} potentiel d'une cellule (V)
 J densité de courant ($A \cdot m^{-2}$)
 E_{OC} tension de circuit ouvert de la cellule (V)
 J_d, b, Δ paramètres du modèle dépendant de la température et de la pression partielle en oxygène

Cette équation prend en compte une partie des problèmes de diffusion qui existent pour de fortes densités de courant. Mais la zone où les problèmes de diffusion sont prépondérants, n'est pas modélisée par ce modèle. Ces points de fonctionnement ne sont en fait jamais atteints dans nos expériences. En effet, cette zone est évitée afin de ne pas endommager les cellules.

4 constantes à déterminer :

Les 4 constantes E_{OC} , b , J_d et Δ sont déterminées à partir de résultats expérimentaux. Ces paramètres dépendent de la température T et de la pression partielle en oxygène P_{O_2} . Chaque paramètre est dissocié en trois composantes (Équation IV-6). Ce choix permet de se rapprocher des équations théoriques du type Nernst et Butler Volmer.

$$\begin{bmatrix} E \\ J_d \\ b \\ \Delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 & E_3 \\ J_{d1} & J_{d2} & J_{d3} \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} 1 \\ T \\ T \times \ln(P_{O_2}) \end{bmatrix} \quad \text{Équation IV-6}$$

Douze constantes doivent être déterminées. Cela nécessite un minimum de 4 couples (J-V_{cell}) pour 4 paires { T, P_{O2} }. Ces constantes doivent être déterminés pour le mode pile et le mode électrolyseur.

Ce modèle électrique a fait l'objet d'un article actuellement soumis au Journal of Power Sources (Annexe 5). Les autres modèles présentés dans cet article sont décrits plus précisément ci-dessous.

IV.2.2.2. Modèles thermiques

Les expériences thermiques de l'électrolyseur (Chapitre III.2.1.3) montre que l'électrolyseur est constitué de deux entités de comportement thermique différent, mais que l'échange entre ces deux entités est très important, permettant une homogénéisation rapide de la température dans le système. On peut donc imaginer qu'un modèle simple ne prenant en compte qu'une seule entité est suffisant.

Ulleberg [9] propose un modèle simple pour un composant équipé d'un échangeur.

Premier modèle

Le premier modèle utilisé est très proche du modèle de Ulleberg.

$$C_p \left(\frac{d\theta}{dt} \right) = P_{th} - \varphi_{ext} - \varphi_{ech} - \varphi_{gaz} \quad \text{Équation IV-7}$$

$$\theta = T - T_a$$

$$P_{th} = \pm N_s \times (U - U_{tn}) \times I \quad : \text{puissance thermique dégagée par la réaction}$$

$$\varphi_{ext} = h \times \theta \quad : \text{flux échangé avec l'extérieur}$$

$$\varphi_{gaz} = \pm \left(C_{p(H_2)} \times F_{(H_2)} + C_{p(O_2)} \times F_{(O_2)} \right) \times \theta \quad : \text{flux évacué par les gaz}$$

(+ pour l'électrolyseur, - pour la pile à combustible)

- où
- C_p capacité thermique de l'appareil (J.K⁻¹)
 - T température de l'électrolyte (K)
 - T_a température ambiante (K)
 - n_c nombre de cellules
 - U tension d'une cellule (V)
 - U_{tn} tension thermoneutre d'une cellule (V) (= 1,48 V, cf annexe)

I	intensité (I)
h	coefficient d'échange (W.K ⁻¹)
φ _{ech}	flux échangé dans un échangeur (W.K ⁻¹)
C _{p(i)}	capacité molaire calorifique du gaz i (J.mol ⁻¹ .K ⁻¹)
F _(i)	flux molaire de gaz i (mol.s ⁻¹)

L'évolution de la température dépend de la capacité thermique du composant, de la puissance thermique produite par la réaction électrochimique et de la perte liée au contact avec l'extérieur et au passage dans un échangeur. On peut ajouter à ce modèle un terme lié au flux de gaz entrant ou sortant des périphériques.

Calcul du flux évacué dans un échangeur

L'Équation IV-8 montre les différentes façons de décrire le flux échangé entre deux fluides traversant un échangeur contre-courant :

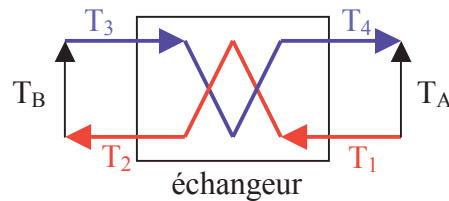
$$\varphi_{ech} = \rho_c \times C_{pc} \times F_c \times (T_2 - T_1)$$

$$\varphi_{ech} = \rho_f \times C_{pf} \times F_f \times (T_4 - T_3)$$

$$\varphi_{ech} = K \times A \times \Delta T_m$$

Équation IV-8

avec
$$\Delta T_m = \frac{T_A - T_B}{\ln \frac{T_A}{T_B}}$$



où	ρ	masse volumique du fluide chaud (c) ou froid (f) (kg.m ⁻³)
	C _p	capacité calorifique (J.kg ⁻¹ .K ⁻¹)
	F	flux des fluides (m ³ .s ⁻¹)
	K	densité de puissance de l'échangeur (W.m ⁻² .K ⁻¹)
	T _{i,i=1,4}	température aux entrées et sorties de l'échangeur (K) (schéma)
	A	surface d'échange (m ²)

Un échangeur est présent dans le périphérique de la pile à combustible. La circulation de l'eau de ville n'est permise que lorsque la température de la pile atteint la température de régulation (T_{reg}). Connaissant la température de l'eau de ville (T₃), la température de la pile (T₁), le débit de l'eau de refroidissement, ainsi que les caractéristiques de l'échangeur (K et A), on peut déterminer les températures aux sorties de l'échangeur (T₂ et T₄) ainsi que le flux échangé (φ_{ech}).

Le manque de données expérimentales pour la pile à combustible ne nous permet pas d'approfondir la simulation du comportement thermique de ce composant. Par contre, plusieurs modèles ont été évalués pour la modélisation thermique de l'électrolyseur.

Second modèle pour l'électrolyseur : Modification du coefficient d'échange

Dans un électrolyseur alcalin, l'électrolyte circule quand le composant est alimenté. Cette circulation est proportionnelle à l'intensité. Kauranen [32] a modélisé un électrolyseur alcalin. Il a montré que le coefficient d'échange avec l'extérieur augmente avec l'intensité en raison d'une circulation plus rapide de l'électrolyte. Le premier modèle est donc juste modifié au niveau du coefficient d'échange avec l'extérieur (Équation IV-9).

$$h_{ext} = h_0 + a \times I \quad \text{Équation IV-9}$$

avec h_{ext} coefficient d'échange avec l'extérieur ($W.K^{-1}$)
 h_0 coefficient d'échange avec l'extérieur sans circulation ($W.K^{-1}$)
 a facteur de variation du coefficient d'échange avec l'intensité ($W.A^{-1}.K^{-1}$)

Troisième modèle pour l'électrolyseur

Nous proposons un modèle pour l'électrolyseur, prenant en compte les deux entités, les cellules et l'électrolyte, de comportement thermique différent.

$$C_{pc} \times \frac{d\theta_c}{dt} = P_h - h_c \times \theta_c - h_{contact} \times (T_c - T_f) \quad \text{Équation IV-10}$$

$$C_{pf} \times \frac{d\theta_f}{dt} = -h_f \times \theta_f - h_{contact} \times (T_f - T_c)$$

$$\theta = T - T_a$$

avec

T_c	température des cellules (K)
T_f	température de l'électrolyte (K)
T_a	température ambiante (K)
θ_c	différence entre la température des cellules et la température ambiante (K)
θ_f	différence entre la température de l'électrolyte et la température ambiante (K)
C_{pc}	capacité calorifique des cellules ($J.K^{-1}$)
h_c	coefficient d'échange des cellules avec l'extérieur ($W.K^{-1}$)
C_{pf}	capacité calorifique du fluide ($J.K^{-1}$)
h_f	coefficient d'échange du fluide avec l'extérieur ($W.K^{-1}$)
$h_{contact}$	coefficient d'échange entre le fluide et les cellules ($W.K^{-1}$)
P_{th}	puissance thermique (W)

On considère que seules les cellules sont chauffées par la réaction électrochimique. Pour le cœur électrochimique, la chaleur est échangée par convection vers l'extérieur mais aussi vers le fluide. Pour l'électrolyte, on considère seulement l'échange avec les cellules et l'extérieur. Ce modèle a 5 paramètres : 2 capacités calorifiques, 2 coefficients d'échange avec le milieu extérieur et une résistance de contact entre les cellules et l'électrolyte.

IV.2.2.3. Autres paramètres

Production et consommation des gaz

Nous rappelons que les débits d'hydrogène et d'oxygène consommés par une pile ou produits par un électrolyseur sont directement proportionnels à l'intensité et au rendement faradique de l'appareil selon l'Équation II-2 et l'Équation II-5.

Rendement faradique

Deux modèles existent dans la littérature [9] [33], décrivant le rendement faradique en fonction de l'intensité et de la température. Mais les résultats expérimentaux ne permettent pas de définir le rendement faradique en fonction de ces paramètres. Le rendement faradique est considéré constant quelque soit le point de fonctionnement : $\eta_F = 99\%$ pour l'électrolyseur côté hydrogène (93 % côté oxygène) et $\eta_F = 99\%$ pour la pile.

Evolution de la pression de l'électrolyseur

Pour la pile à combustible, la pression partielle en oxygène est fixée. Elle ne diminue qu'en phase de consommation des gaz. Cette phase n'a pas été simulée pour le moment.

Pour l'électrolyseur, la pression de fonctionnement peut être fixée à 10 bar. En effet, une fois monté en pression, l'appareil n'est dépressurisé qu'en cas d'alarme. Lorsque l'appareil n'est pas alimenté, le périphérique est clos. Des micro-fuites peuvent entraîner une chute de pression au cours d'une interruption longue. Dans notre électrolyseur, le temps de montée en pression est rapide et les micro-fuites sont négligeables. Le calcul de l'évolution de la pression sera intéressant pour les électrolyseurs haute pression.

La résolution de ce problème est réalisée par le bilan des nombres de moles entrant et sortant du périphérique. Connaissant le volume de gaz et la température de l'électrolyseur, on en déduit la variation de la pression dans le périphérique (Figure IV-4).

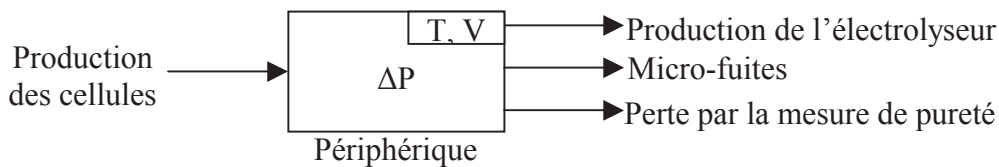


Figure IV-4 : Flux de gaz entrant et sortant du périphérique de l'électrolyseur.

La production de gaz des cellules dépend de l'intensité et du rendement faradique. La production de l'électrolyseur est fonction de la pression dans le périphérique par rapport à la pression maximale de fonctionnement. Au démarrage, l'appareil monte en pression, la production de l'électrolyseur est inférieure à la production des cellules. Le débit perdu par micro-fuites permet de prendre en compte une éventuelle perte de pression au cours d'une interruption longue de l'électrolyseur. Enfin, la mesure de pureté entraîne côté oxygène un

débit constant de fuites supplémentaires. Ce dernier terme peut être éliminé en le prenant en compte dans le rendement faradique.

Le calcul de la pression est réalisé côté oxygène en raison de la fuite supplémentaire due à mesure de pureté du gaz. On considère que les deux séparateurs sont isolés l'un de l'autre.

Pureté des gaz (électrolyseur)

Une partie du gaz qui traverse la membrane ne se recombine pas et contamine le gaz produit. Lors des expériences, seule l'influence de l'intensité a été démontrée.

L'Équation IV-11 décrit le seul modèle présent dans la littérature. La pureté du gaz dépend dans ce modèle de la température et de la densité de courant.

$$C_{H_2/O_2} = a(T) + b(T) \times \exp\left(\frac{c(T)}{J}\right) \quad [34] \text{Équation IV-11}$$

où	C_{H_2/O_2}	concentration d'hydrogène dans l'oxygène (%)
	J	densité de courant ($A.m^{-2}$)
	T	température de l'électrolyte ($^{\circ}C$)
	a, b et c	polynôme du second degré

Or, les expériences réalisées à Jülich (chapitre II.2.3.2, [10]) ont montré que le flux traversant la membrane sans se recombinaient dépendait de la pression (et sûrement de la température) mais pas de l'intensité appliquée à l'électrolyseur. Le modèle suivant est donc proposé pour modéliser la concentration d'hydrogène dans l'oxygène d'un électrolyseur.

$$C_{H_2/O_2} = \frac{F_{Poison}}{F_{O_2}} = \frac{a(T, P)}{I} \quad \text{Équation IV-12}$$

avec	C_{H_2/O_2}	concentration d'hydrogène dans l'oxygène (%)
	I	intensité (A)
	a	fonction à déterminer dépendante de la pression et de la température ($\%.A^{-1}$)
	F_{Poison}	flux d'hydrogène traversant la membrane sans se recombinaient ($mol.s^{-1}$)
	F_{O_2}	flux d'oxygène produit par les cellules ($mol.s^{-1}$)

D'après nos résultats expérimentaux, deux éléments sont à prendre en compte pour calculer l'évolution de la concentration du gaz du périphérique :

- la pureté du gaz en fonction de l'intensité et
- le temps de renouvellement du gaz dans le périphérique.

Pour déterminer l'évolution au cours du temps de la concentration de l'oxygène produit, on résout l'équation suivante, déduite du bilan de flux entrant et sortant du périphérique :

$$\frac{d\%_o}{dt} = \frac{F}{n} \times (\%_{o\text{inf}} - \%_o(t)) \quad \text{Équation IV-13}$$

avec %_o(t) pureté du gaz produit par l'électrolyseur (%)
 F débit produit (mol.s⁻¹)
 %_oinf pureté du gaz produit par les cellules (%)
 n nombre de moles contenues dans le périphérique (mol)

IV.2.3. Batteries

Il existe de nombreux modèles de batterie. Mais, dans le système PV-FC, les batteries ne sont pas utilisées en temps que stockage. Les batteries de sécurité ne sont pas modélisées dans l'outil développé.

IV.2.4. Stockage gaz

Deux modèles permettent de modéliser le stockage des gaz :

Modèle des gaz parfaits

$$P = z \times \frac{n \times R \times T}{V} \quad \text{Équation IV-14}$$

avec $z = f(P, T)$

Dans notre cas, le facteur de compressibilité z est équivalent à 1, pour les deux gaz.

Modèle des gaz réels : Van der Waals

$$P = \frac{n \times R \times T}{V - n \times b} - a \times \frac{n^2}{V^2} \quad \text{Équation IV-15}$$

avec $a = \frac{27 \times R^2 \times T_{cr}^2}{64 \times p_{cr}}$ et $b = \frac{R \times T_{cr}}{8 \times p_{cr}}$

où P pression (Pa)
 z facteur de compressibilité
 n nombre de mole (mol)
 R constante des gaz parfaits (8,314 J.K⁻¹mol⁻¹)
 T température (K)
 V volume du stockage (m³)
 T_{cr} température critique (K)
 p_{cr} pression critique (Pa)

Pour l'hydrogène : T_{cr} = 33 K et p_{cr} = 13 bar d'où a = 0,024 et b = 2,6.10⁻⁵.

Pour l'oxygène : T_{cr} = 155 K et p_{cr} = 51 bar d'où a = 0,137 et b = 3,1.10⁻⁵.

Le modèle des gaz réels n'est pas utile pour notre application (10 bar, température ambiante) mais son implémentation est simple et il permettra de simuler d'autres applications.

IV.2.5. Convertisseurs

Les modèles que nous avons sélectionnés proviennent du fournisseur du convertisseur (PMU). Leurs expériences professionnelles valident ces modèles. Les courbes obtenues ont déjà été présentées au chapitre III.

Plusieurs composants de conversion sont utilisés dans le PMU : bobinage (self), élément de découpage (survolteur, abaisseur), transformateur et onduleur.

Les rendements de chacun des éléments sont décrits ci-dessous :

. Bobinage :

Le rendement est considéré constant, égal à 99 %.

. Découpage :

Le rendement dépend de la tension du composant et d'une tension de déchet, chute de tension lors de la conversion qui est fonction du courant maximal de l'appareil.

o Survolteur :

$$\rho_{sur} = \frac{V_e - V_d}{V_e} \quad \text{Équation IV-16}$$

o Abaisseur :

$$\rho_{ab} = \frac{V_s - V_d}{V_s} \quad \text{Équation IV-17}$$

avec ρ rendement de conversion (%)
 V_d perte de tension ou tension déchet (V)
 V_e tension d'entrée du survolteur (V)
 V_s tension de sortie de l'abaisseur (V)

. Transformateur :

Le rendement d'un transformateur dépend de la puissance demandée et de la puissance nominale du composant.

$$\rho_{transfo} = \frac{P_s}{1,02 \times P_s + 0,015 \times P_{snom}} \quad \text{Équation IV-18}$$

avec P_s puissance demandée par la charge (W)
 P_{snom} puissance nominale (W)

Entre les générateurs et le bus, la conversion est effectuée par un élément de découpage et un bobinage. Il en est de même entre le bus et l'électrolyseur. Entre le bus et la charge, la conversion peut être représentée par un bobinage, un transformateur et un élément de découpage (tension déchet 1 V, tension du bus 300 V).

A partir de ces rendements, on connaît les puissances mises en jeu au niveau du bus DC. L'algorithme de gestion définit la relation entre ses puissances. Il dépend de la gestion d'énergie du système développé.

IV.2.6. Conclusion

Les modèles sélectionnés sont empiriques. L'outil expérimental permet de déterminer les paramètres de notre application et d'évaluer l'erreur commise.

IV.3. Développement du modèle et ajustement au banc d'essai

Pour modéliser le système, nous utilisons le logiciel Matlab[®]/Simulink permettant un programme modulaire et paramétré. Il permet de plus, la résolution de boucles algébriques et notamment d'équations du type de l'équation de la chaleur.

IV.3.1. Panneaux photovoltaïques

La Figure IV-5 décrit le modèle du champ solaire et ses paramètres. Ce modèle a été développé au laboratoire par C. Camez. Il fait appel à une S-fonction, calculant l'intensité et la puissance délivrées par le champ solaire pour une tension, un ensoleillement et une température ambiante donnés (modèle à une diode : Équation IV-2).

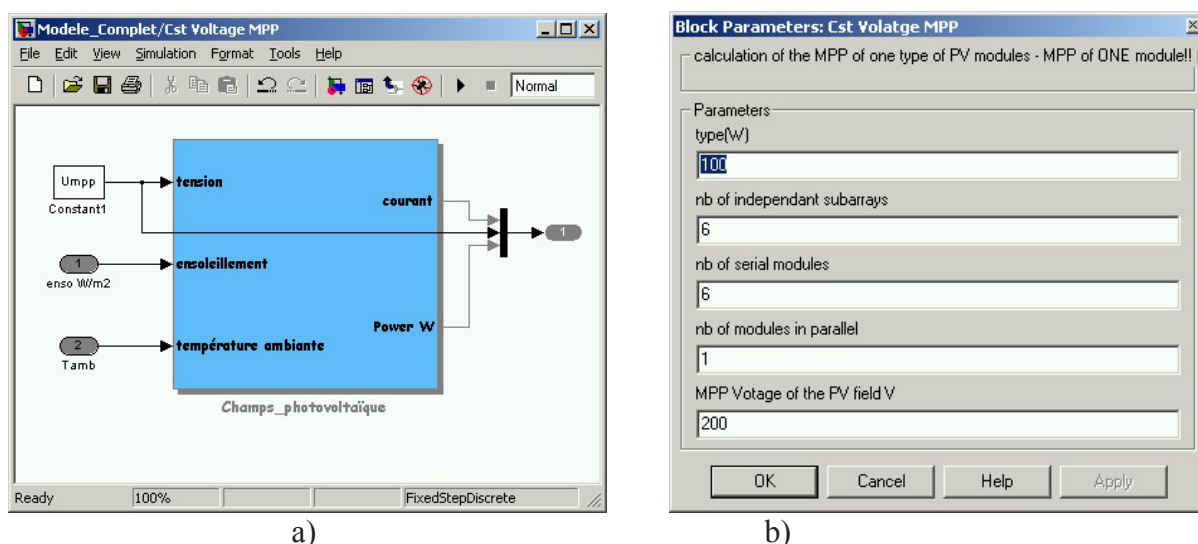


Figure IV-5 : a) Modèle du champ photovoltaïque du banc d'essai ; b) Paramètres du modèle : type de panneaux, nombre de branches en parallèle, nombre de panneaux en série ou en parallèle de chaque branche et tension imposée par le contrôleur de tension.

Les paramètres du modèle sont les caractéristiques du champ photovoltaïque : les modules utilisés, le nombre de branches en parallèle, le nombre de modules en série ou en parallèle dans chaque branche et la tension imposée par le contrôleur de tension. En effet, dans notre application, les panneaux solaires sont associés à un contrôleur de tension qui détermine la tension du champ photovoltaïque.

Aucune donnée expérimentale n'est disponible pour ajuster les paramètres du champ solaire. Nous proposons simplement de doubler le nombre de cellules des PW 500, paramètres validés, pour obtenir nos PW 1000. L'ajustement n'a pas été validé mais l'étude réalisée dans la suite, se centre sur le système de stockage par l'hydrogène.

Connaissant l'ensoleillement à Sophia Antipolis et la température ambiante au cours de l'année 2000 (pas de temps de 10 minutes), nous avons évalué la valeur de la tension à appliquer au champ solaire pour obtenir l'énergie maximale au cours de l'année. La tension doit être fixée entre 200 V et 203 V. Le rendement du champ est alors de 9,3 % sur une année de fonctionnement.

IV.3.2. Composants électrochimiques

La Figure IV-6 présente le modèle de l'électrolyseur comprenant plusieurs blocs : électrique, thermique et hydraulique. Le modèle de la pile à combustible est identique. Seuls les paramètres diffèrent.

Les entrées du modèle sont la puissance demandée (FC) ou fournie (EL) ainsi que la température ambiante utilisée dans le modèle thermique. Les sorties sont le courant, la tension, la température, la pression, le flux d'hydrogène et d'oxygène produits ou consommés et la pureté des gaz de l'électrolyseur.

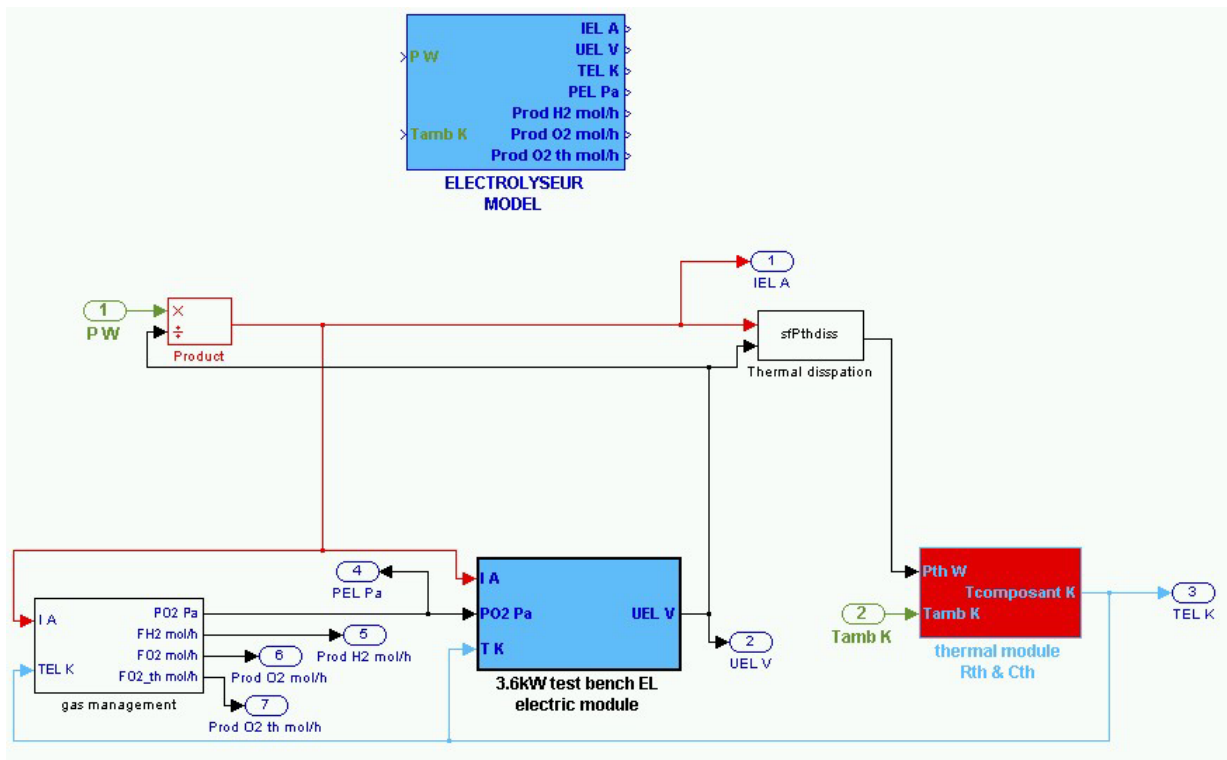


Figure IV-6 : Modèle de l'électrolyseur.

IV.3.2.1. Modèle électrique

Le même modèle est utilisé pour la pile et pour l'électrolyseur (Équation IV-5 et Équation IV-6). Les 12 constantes du modèle dépendent du composant modélisé.

IV.3.2.1.1. Adaptation aux composants du banc d'essai

En raison du bruit important sur la tension, les données expérimentales de l'électrolyseur ont du être moyennées (moyenne de la tension obtenue pour une intensité) avant d'être fournies au sous programme permettant la détermination des coefficients du modèle.

Les données de la pile sont aussi un peu modifiées. Les points de fonctionnement enregistrés avant l'effondrement de la tension de la pile ont été éliminés. Ces données correspondent à un domaine de fonctionnement non pris en compte par notre modèle : la zone de diffusion.

Les 12 constantes du modèle sont obtenues par un programme Matlab, utilisant la fonction d'ajustement des moindres carrés pour les problèmes non linéaires. Elles sont décrites au Tableau IV-1.

Tableau IV-1 : Constantes des modèles électriques de l'électrolyseur et de la pile à combustible du banc d'essai.

Électrolyseur			
Jd	0,355	- 1,078e-3	5,232e-5
E	1,025	1,24e-3	- 1,05e-4
b	- 6,125	1,57e-2	- 3,245e-4
Δ	- 1,819	4,83e-3	- 1,248e-4

Pile à combustible			
Jd	- 0,868	- 1,762e-3	4,9e-4
E	0,796	4,661e-3	- 3,22e-4
b	- 1,926	2,616e-2	- 1,489e-3
Δ	3,892	- 7,447e-3	- 2,696e-4

Jd en $A.m^{-2}$, E en V, b en V, Δ en $\Omega.m^2$

Les graphes suivants (Figure IV-7 à Figure IV-10) montrent les données expérimentales et les courbes de simulation correspondantes. Nous avons choisi de tracer les courbes caractéristiques en V par cellule et en A/cm^2 .

Electrolyseur

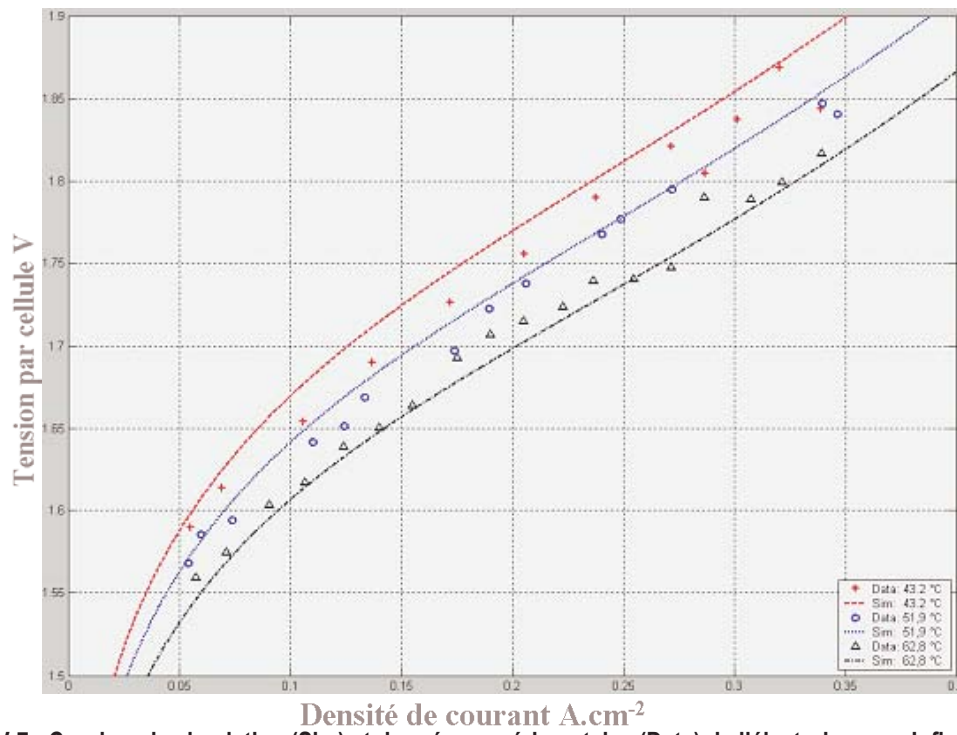


Figure IV-7 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de l'électrolyseur – Influence de la température (P = 9,6 bar).

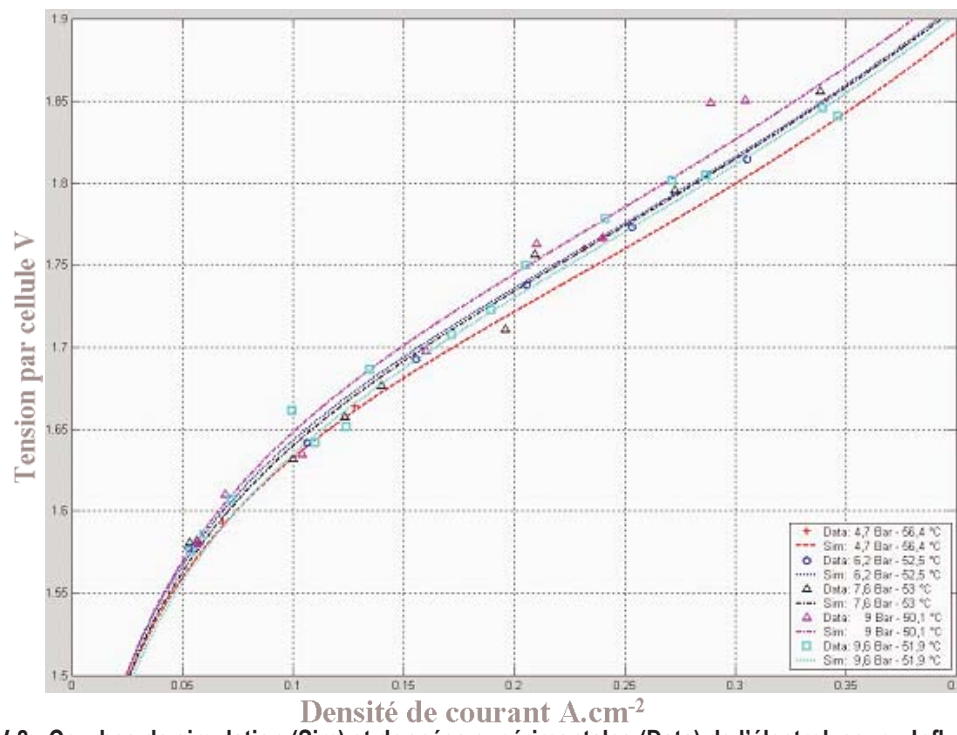


Figure IV-8 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de l'électrolyseur – Influence de la pression (T = 52 –56 °C).

Pile à combustible

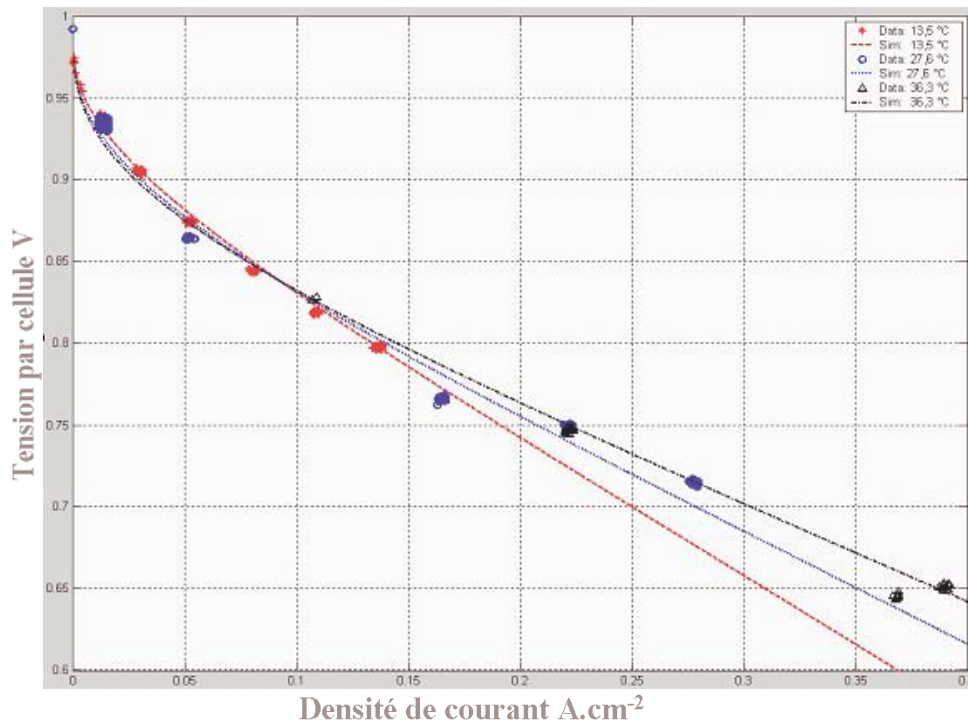


Figure IV-9 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de la pile à combustible – Influence de la température ($P_{O_2} = 1,4$ bar).

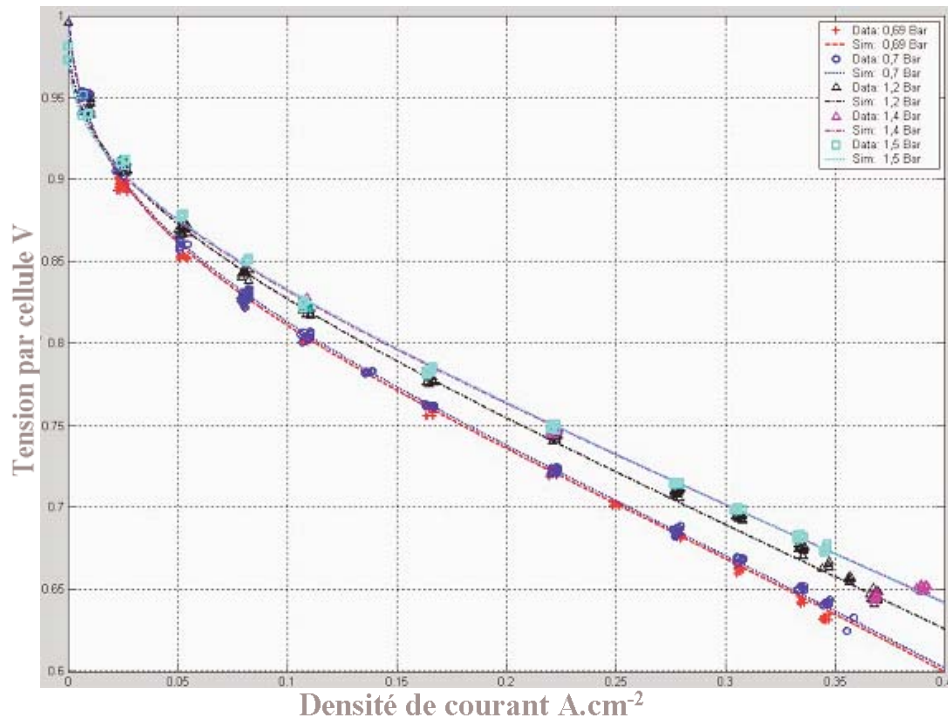


Figure IV-10 : Courbes de simulation (Sim) et données expérimentales (Data) de la pile à combustible – Influence de la pression ($T = 35$ °C).

Les quatre figures précédentes montrent la bonne corrélation entre les données expérimentales et les courbes de simulation. Le modèle sélectionné est adapté à la modélisation électrique des composants électrochimiques.

Les modèles empiriques ne sont pas extrapolables. Le modèle n'est donc valable que dans l'échelle de données fournies. Il est essentiel d'avoir un nombre suffisant de données.

L'influence de la température et de la pression partielle en O_2 est simulée dans les courbes suivantes (Figure IV-11 et Figure IV-12).

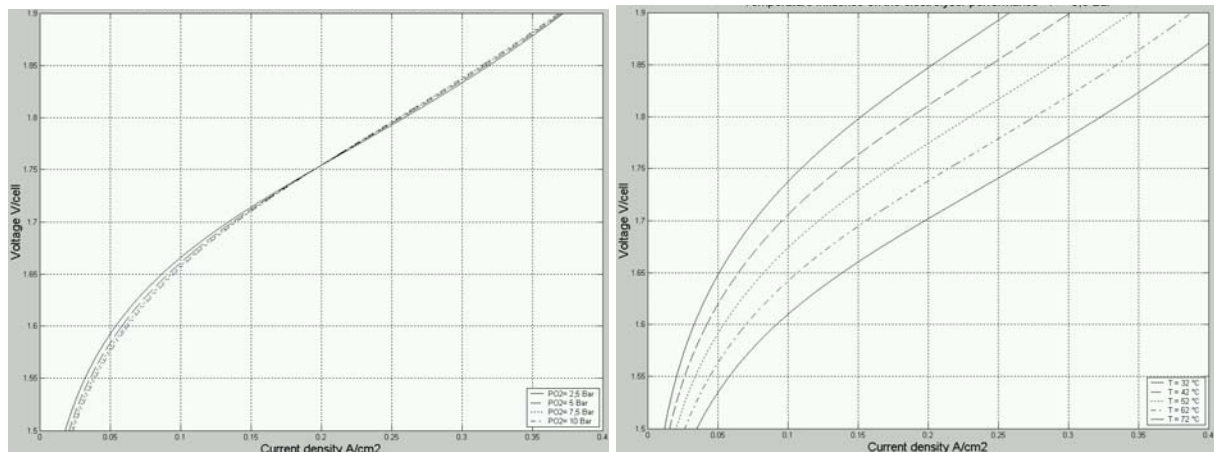


Figure IV-11 : Influence de la pression et de la température sur les points de fonctionnement des cellules de l'électrolyseur (à gauche : $T = 35 - 40 \text{ }^\circ\text{C}$; à droite : $P = 9,6 \text{ bar}$).

La pression influence peu les performances de l'électrolyseur (surface 300 cm^2). L'augmentation de la température diminue la tension à intensité constante. Cette influence diminue pour les faibles intensités.

L'influence de la température obtenue par le modèle est inférieure aux données du constructeur. On observe sur notre modèle une influence de la température de $3,75 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ par cellule à $0,33 \text{ A}/\text{cm}^2$, soit pour les 16 cellules, $60 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ au lieu $156 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ (Figure III-9). Des essais complémentaires doivent être effectués en prenant la réponse en tension de l'alimentation pour éliminer le bruit important de la tension et donc, le pré-traitement des données.

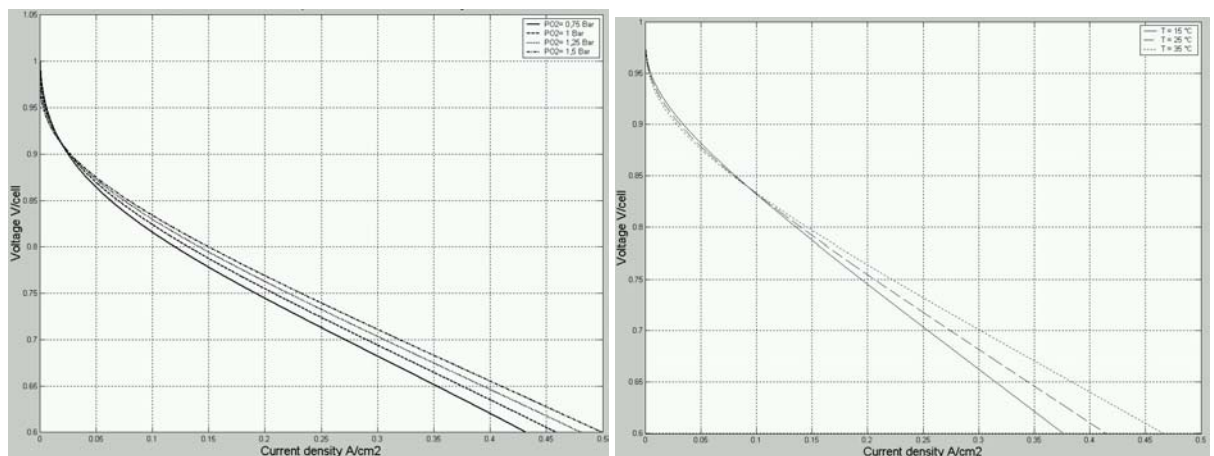


Figure IV-12 : Influence de la pression et de la température sur les points de fonctionnement des cellules de la pile à combustible (à gauche : $T = 35 \text{ }^\circ\text{C}$; à droite : $P_{O_2} = 1,5 \text{ bar}$).

Pour la pile à combustible (surface 900 cm^2), l'augmentation de la pression partielle en oxygène augmente la tension pour des densités de courant supérieures à 25 mA/cm^2 . On observe à $0,35 \text{ A/cm}^2$, une augmentation de 35 mV/cellule entre $0,75 \text{ bar}$ et $1,5 \text{ bar}$. Cette influence est comparable aux résultats présentés au chapitre II.2.2.2 (Figure II-5, [4]). La température influence surtout la zone où l'intensité est importante.

IV.3.2.1.2. Comparaison des résultats en fonctionnement

pile à combustible

La Figure IV-13 compare la tension fournie par le modèle électrique de la pile à combustible avec la tension réelle mesurée au cours d'un essai. Les entrées du modèles sont les valeurs réelles de l'intensité et de la température. La pression partielle en oxygène est de $1,5 \text{ bar}$.

La tension simulée est très proche de la tension mesurée, parfois supérieure parfois inférieure. Il existe une différence importante pour les fortes intensités (tension entre 11 V et 12 V). C'est dans cette zone de fortes intensités que certaines données expérimentales ont été éliminées. La tension à vide simulée est aussi différente que la tension réelle (vers $18,5 \text{ V}$ au lieu de $19,2 \text{ V}$). On remarque que la tension réelle augmente doucement lorsque l'intensité est mise à 0. Le modèle ne prend pas en compte ce phénomène transitoire. Entre ces 2 zones, le modèle donne des résultats plus proches de la tension réelle. L'erreur du modèle proviendrait de problèmes d'inertie du système pile au niveau de la température et peut-être au niveau de la pression partielle en oxygène.



Figure IV-13 : Comparaison de la tension réelle (noire) et simulée (rouge) de la pile à combustible.

L'erreur réalisée par le modèle sur le calcul de la tension peut être évaluée en calculant la moyenne du rendement potentiel sur cet essai. On obtient un rendement énergétique moyen de 50,2 % par rapport à la valeur réelle de 50 %, en éliminant la zone où l'intensité est nulle. L'erreur commise est donc très faible pour cet essai de 1h15 de fonctionnement. Lorsqu'on effectue la même simulation sur un autre essai beaucoup plus long (8h10), on observe une différence de 0,2 % entre le rendement réel et simulé.

L'erreur commise sur la tension de la pile est donc de 54 mV sur la tension totale de la pile quelque soit le temps de fonctionnement de l'appareil. Le modèle surestime très légèrement les performances réelles de la pile.

Electrolyseur

La Figure IV-14 montre la tension fournie par le modèle électrique de l'électrolyseur comparée à la tension réelle de l'appareil.

La tension simulée est proche de la tension réelle. L'erreur la plus importante est située pour de faibles intensités à faible température (début de l'essai). Cette erreur doit être due au bruitage important de la tension mesurée impliquant un lissage préliminaire des données pour l'ajustage des paramètres du modèle.

Comme pour la pile à combustible, on calcule le rendement énergétique moyen au cours de l'essai. On observe un rendement réel de 83,2 % alors que le rendement simulé est de 82,7 %. L'erreur est donc de 0,5 % pour un essai de 1h30. Un essai de 10h30 a été réalisé : l'erreur ne dépend pas du temps de fonctionnement.

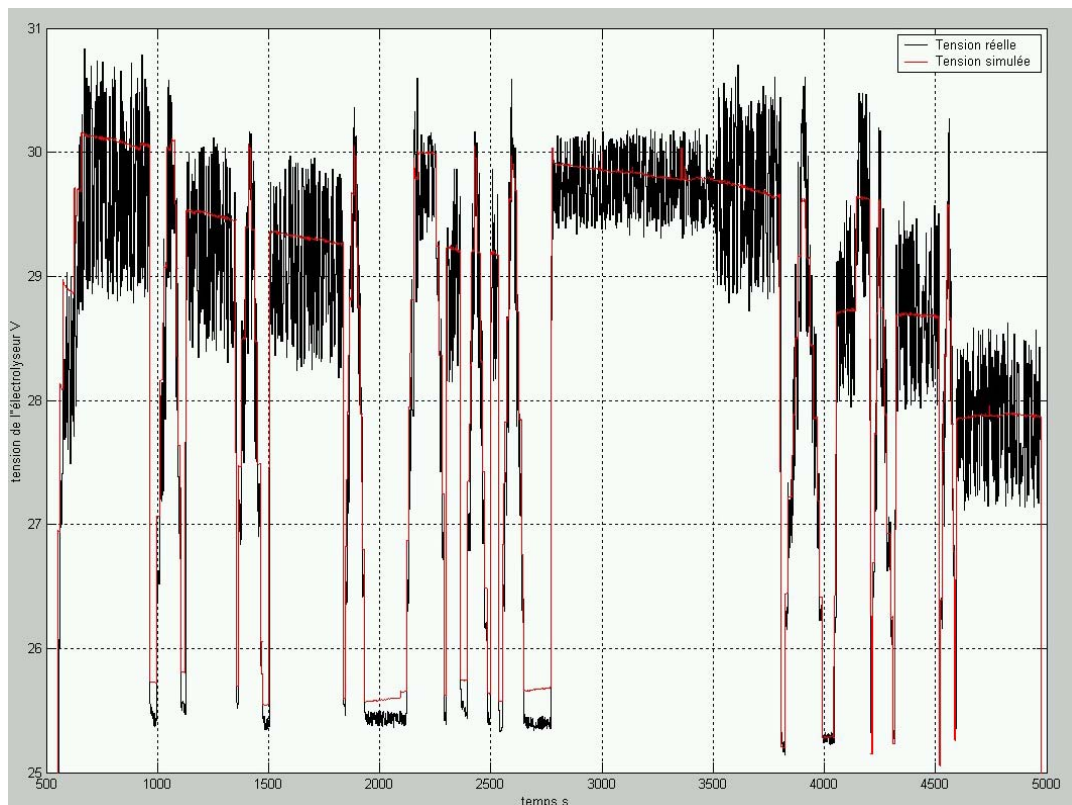


Figure IV-14 : Comparaison de la tension réelle (noire) et simulée (rouge) de l'électrolyseur.

L'erreur commise est faible (0,5 %) sur le rendement énergétique. Le modèle sous-estime les performances réelles. En terme de tension, l'erreur est de 165 mV sur le stack de 16 cellules.

IV.3.2.2. Modèle thermique

On cherche à simuler la température utilisée pour la détermination des paramètres du modèle électrique. On a choisi celle de l'électrolyte pour l'électrolyseur et celle en entrée du refroidissement pour la pile.

IV.3.2.2.1. Electrolyseur

Premier modèle (2 paramètres)

Le modèle thermique à une dimension (Équation IV-7) est implémenté dans le modèle des composants électrochimiques. Un programme d'ajustage permet de déterminer les paramètres C_p et h du modèle. On utilise un algorithme génétique réalisé par C. CAMEZ au laboratoire.

La Figure IV-15 montre la réponse du modèle en température (différence entre la température du composant et la température ambiante, en rouge) comparée à l'évolution de la température réelle de l'électrolyte (bleu) et de la surface des cellules (noir).

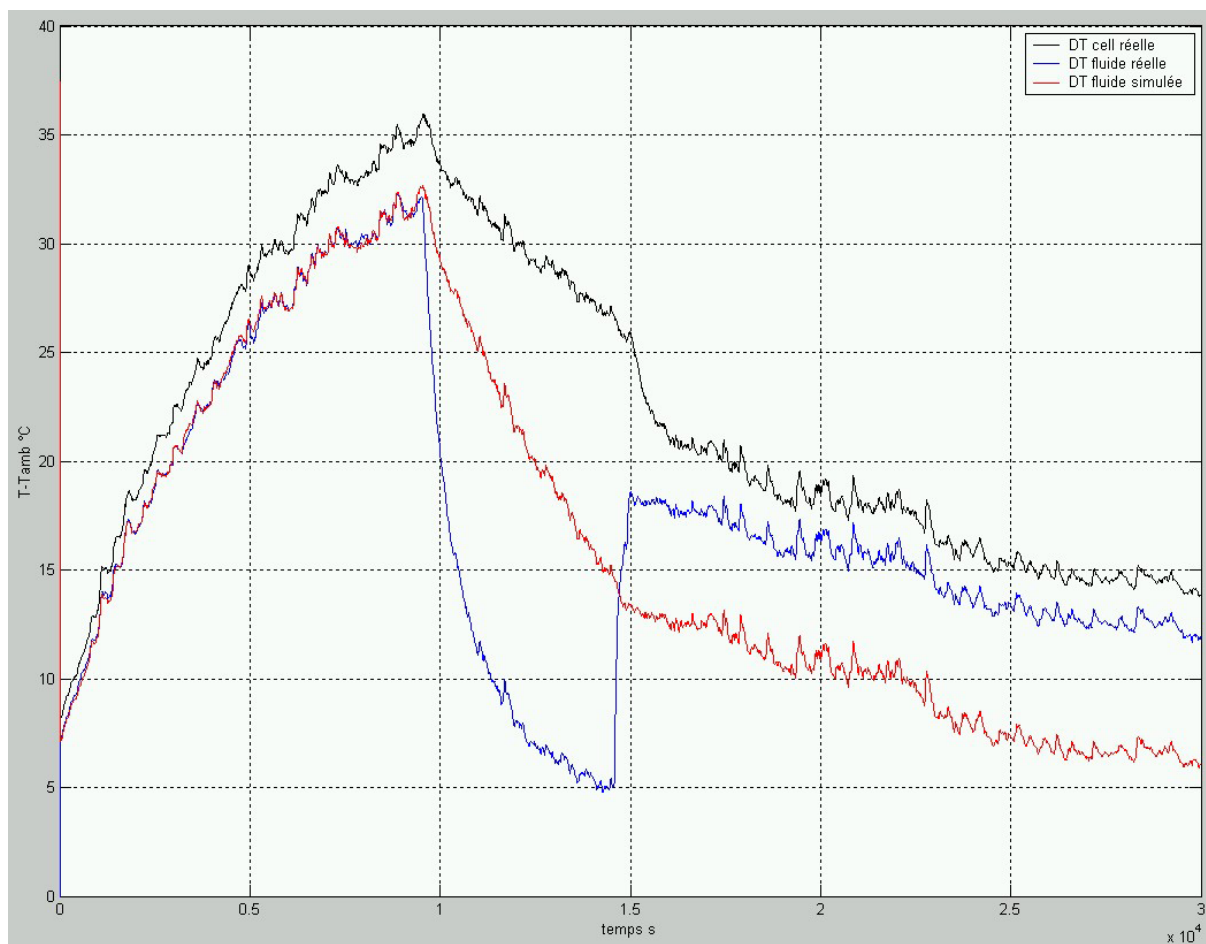


Figure IV-15 : Simulation de l'essai thermique ($P_{th} = 500 \text{ W}$ jusqu'à $10\,000 \text{ s}$) : Evolution de $(T-T_{amb})$ en fonction du temps : $C_p = 68\,758 \text{ J.K}^{-1}$, $h = 10,71 \text{ W.K}^{-1}$.

Les valeurs thermiques calculées pour simuler correctement la montée en température sont : $C_p = 68\,758\text{ J.K}^{-1}$ et $h = 10,71\text{ W.K}^{-1}$.

On remarque que la température est bien simulée au cours du chauffage (utilisé pour l'ajustage des paramètres). Lors de l'arrêt de l'électrolyseur, la température simulée ne suit pas le comportement thermique mesuré, ce qui est dû à l'emplacement des thermocouples. Au cours du refroidissement, la chute de température simulée est trop importante. En effet, lorsque l'électrolyseur est alimenté dans la suite de l'essai, la température réelle s'homogénéise rapidement à une température de $5\text{ }^\circ\text{C}$ supérieure à la modélisation. Au cours de la fin de l'essai, la chute de température a une pente parallèle à la chute réelle mais la différence de $5\text{ }^\circ\text{C}$ persiste. L'erreur maximale commise par ce modèle est de $5\text{ }^\circ\text{C}$.

Second modèle (3 paramètres)

Nous avons émis l'hypothèse que le coefficient d'échange avec l'extérieur pouvait varier avec l'intensité car le flux de circulation de l'électrolyte est proportionnel à l'intensité. Le coefficient d'échange est modifié suivant l'Équation IV-9. Les résultats de ce modèle sont décrits à la Figure IV-16.

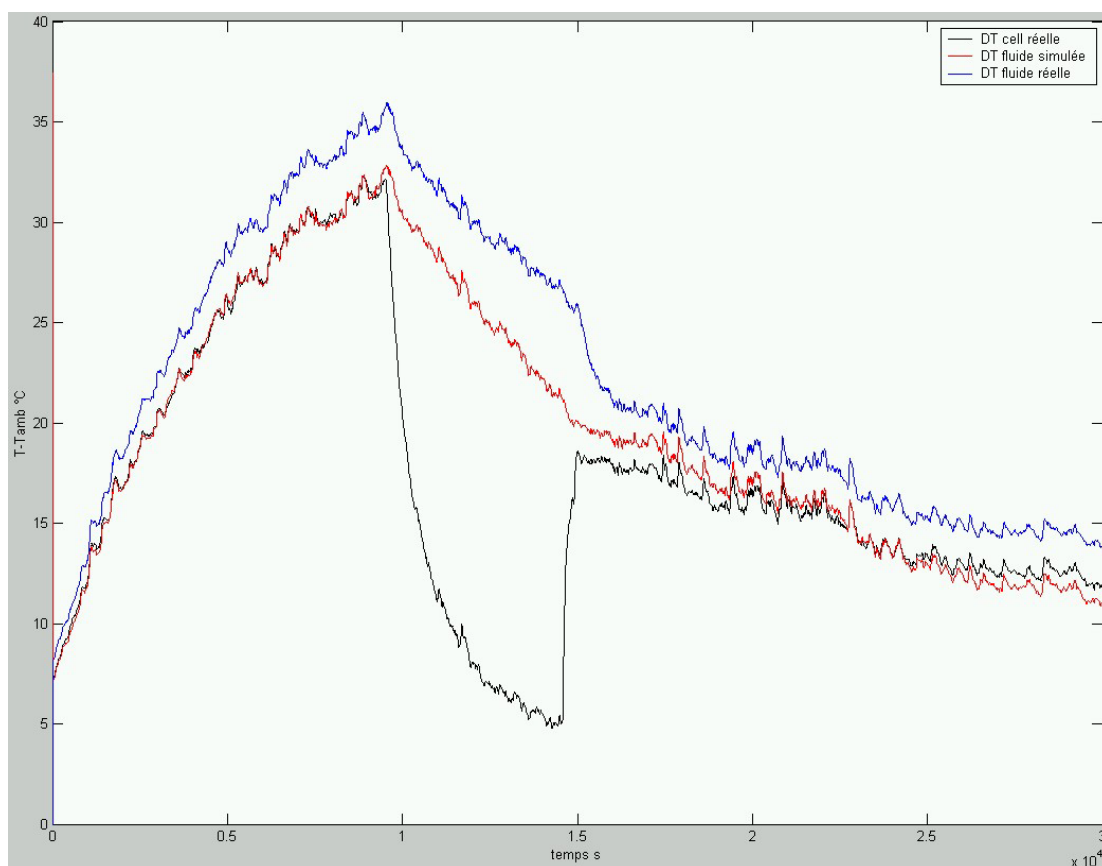


Figure IV-16 : Simulation de l'essai thermique ($P_{th} = 500\text{ W}$ jusqu'à $10\,000\text{ s}$) : Evolution de $(T-T_{amb})$ en fonction du temps – Modèle à 3 paramètres : $C_p = 70\,173\text{ J.K}^{-1}$, $h = 5,8\text{ W.K}^{-1}$, $a = 0,0553\text{ W.K}^{-1}.I^{-1}$.

On observe une meilleure approximation de la température. L'évolution simulée de la température en fin d'essai est très proche du comportement réel. L'erreur commise sur la température est de $2\text{ }^\circ\text{C}$. Cela entraîne une erreur de 120 mV sur le stack, soit une erreur sur le rendement énergétique de l'ordre de $0,3\text{ }%$.

Troisième modèle (5 paramètres)

Le troisième modèle testé est plus compliqué. L'électrolyseur est décomposé en deux entités : les cellules et l'électrolyte. Le programme d'ajustage utilisant l'algorithme génétique peut être utilisé pour la résolution d'un problème à 5 paramètres. Il minimise la différence entre la température réelle et simulée du fluide lorsque l'électrolyseur est alimenté.

Les résultats de simulation sont décrits à la Figure IV-17. De nombreux ajustements ont été effectués donnant des résultats variables selon les échelles des paramètres. La meilleure simulation est obtenue lorsque la résistance de contact entre les cellules et le fluide est très faible. Lorsqu'il y a circulation, les deux températures se rejoignent aussitôt.

Bien que ce modèle soit plus réaliste, il n'est pas plus performant que le modèle à 3 paramètres. Pour perfectionner ce modèle, il serait nécessaire d'ajouter l'influence de la variation du débit d'électrolyte. Cela aboutirait à ajouter deux paramètres ce qui n'est pas raisonnable par rapport aux données disponibles pour le moment. La température du cœur électrochimique serait nécessaire pour une approximation correcte de ces 7 paramètres.

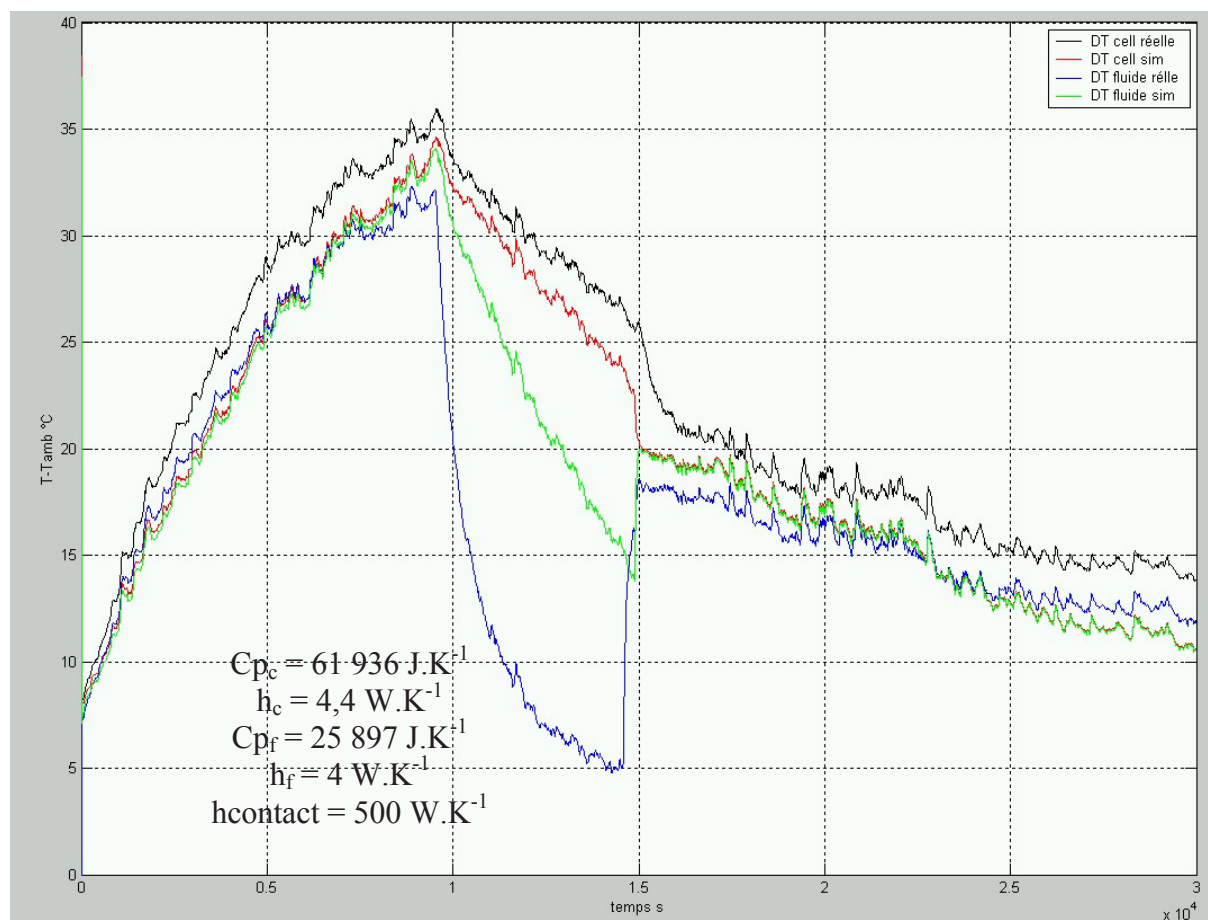


Figure IV-17 : Simulation du comportement thermique de l'électrolyte par un modèle 3R2C : Différence entre la température de l'électrolyseur et la température ambiante (noir : en surface des cellules ; rouge : simulation cellules; bleu : électrolyte; vert : simulation électrolyte)

Conclusion

Le deuxième modèle à 3 paramètres est le plus performant. L'erreur sur le rendement énergétique lorsque la température simulée est en entrée du modèle électrique, reste de l'ordre de 0,5 %. L'erreur commise au cours du refroidissement est de 2 °C pour un arrêt de 1h30. On considère que ce modèle convient à la modélisation thermique de l'électrolyseur.

IV.3.2.2.2. Pile à combustible

Pour la pile à combustible, aucun essai thermique n'a été réalisé avant l'endommagement des cellules. Mais les essais effectués permettent d'évaluer les coefficients thermiques du composant.

Les caractéristiques de l'échangeur sont : $K = 1,9 \text{ kW.m}^{-2}.\text{K}$ et $A = 0,26 \text{ m}^2$. Le débit et la température en entrée du circuit d'eau de ville sont considérés constants, égaux à 10 l.min^{-1} et $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

La Figure IV-18 montre les résultats du modèle thermique de la pile comparés aux données réelles pour les valeurs thermiques suivantes : $C_p = 45 \text{ kJ.K}^{-1}$, $h = 48 \text{ W.K}^{-1}$.

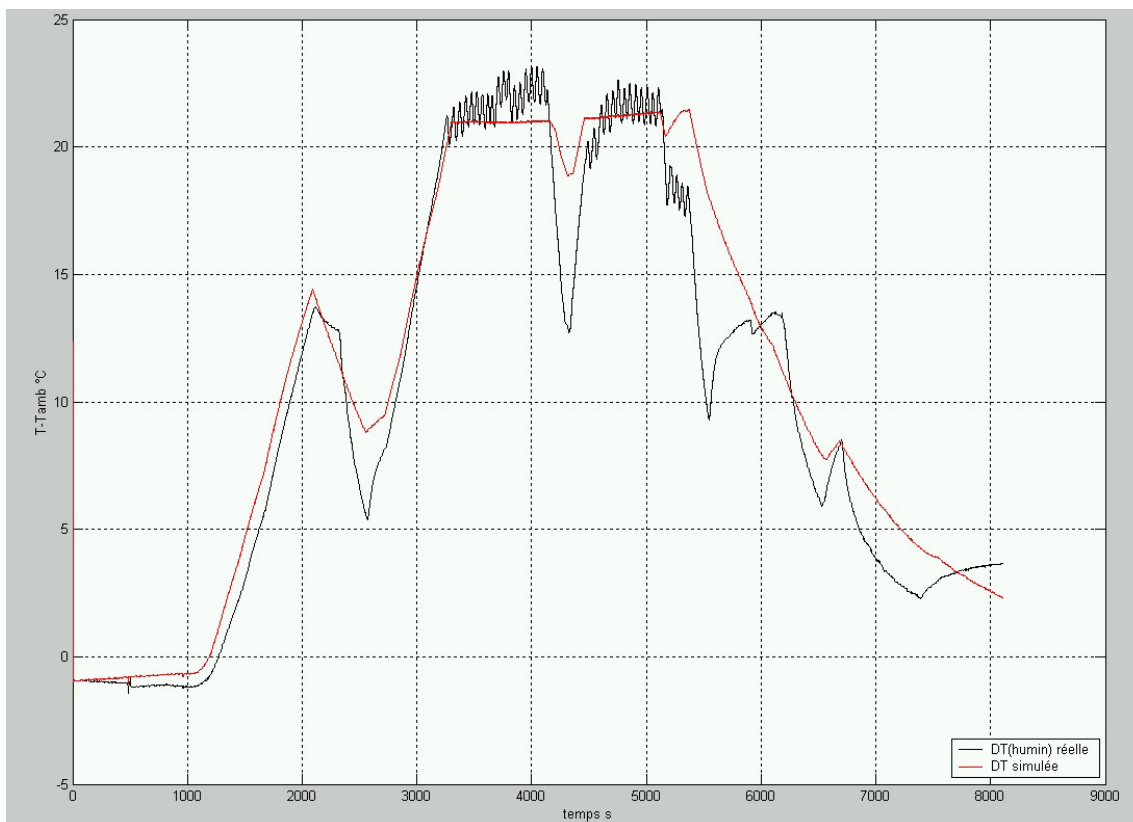


Figure IV-18 : Différence entre la température de la pile (sortie eau) et la température ambiante – Comparaison avec la simulation.

Quels que soient les coefficients thermiques sélectionnés, les résultats ne sont pas satisfaisants. Cependant, l'erreur sur la température de la pile à combustible n'engendre pas une erreur importante sur la tension. En effet, le rendement énergétique de la pile à combustible au cours des essais dynamiques testés précédemment n'a pas changé. L'influence de la température sur les performances de la pile est importante pour de fortes intensités. L'erreur effectuée sur le rendement pourra donc atteindre des valeurs importantes (8,5 %) si le courant de la pile est important.

IV.3.2.3. Modèle hydraulique

Ce modèle permet de calculer la production et la consommation en gaz des appareils. Il permet aussi de calculer la pression et la pureté des gaz produits par l'électrolyseur.

Ce modèle n'a pas été conservé dans son intégralité dans la simulation du système global. En effet, en dehors de la production/consommation des gaz, on peut considérer la pression équivalente à la pression maximale de fonctionnement. De plus, la mesure de la pureté n'est pas intéressante car elle n'atteint jamais de valeurs dangereuses.

IV.3.3. Stockage des gaz

Pour le modèle du stockage des gaz, nous utilisons le modèle de Van der Waals (Équation IV-15). Les paramètres du modèle sont la pression et la température critique du gaz et le volume du stockage. Le nombre de moles initiales est calculé grâce à l'équation des gaz parfaits à partir de la pression et de la température initiale.

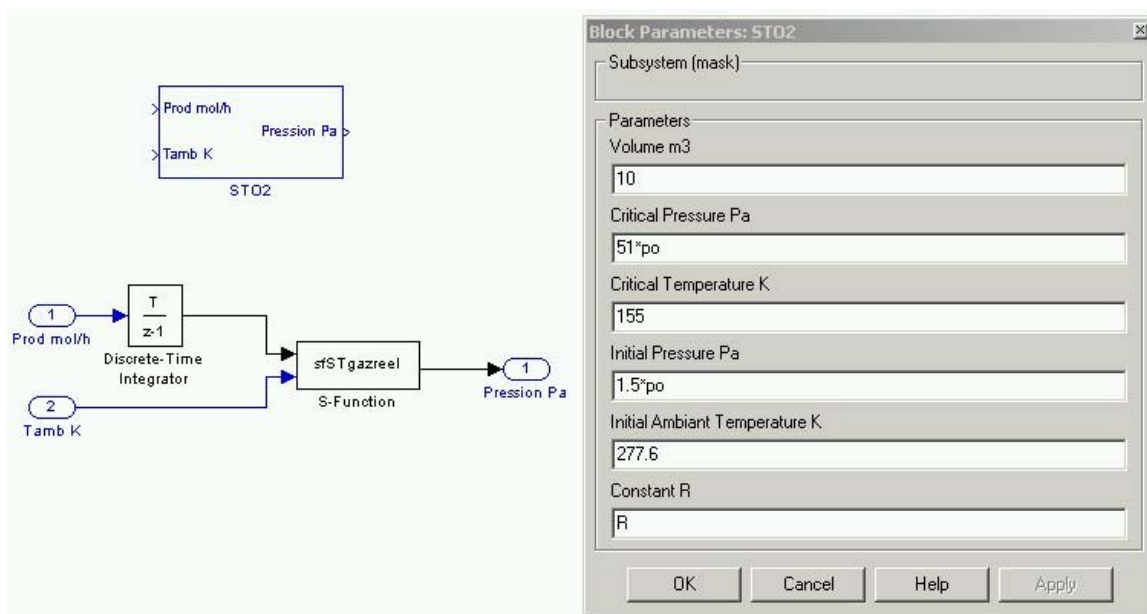


Figure IV-19 : Modèle du stockage des gaz. Cas de l'oxygène.

IV.3.4. Batterie de sécurité

Nous ne calculons que la puissance absorbée ou fournie par la batterie. Cette puissance permettra de dimensionner cet élément.

IV.3.5. PMU

Le modèle du PMU permet définir les puissances de l'électrolyseur, de la pile à combustible et de la batterie, en fonction de la puissance délivrée par le PV et celle demandée par la charge.

Pour les rendements de conversion, les équations utilisées sont précisées au paragraphe précédent (Équation IV-16 à Équation IV-18).

Les valeurs des tensions de déchet (V_d) sont :

- PV : $V_d = 4,24 \text{ V}$
- FC : $V_d = 1,41 \text{ V}$
- EL, Batteries, Consommation intrinsèque : $V_d = 2 \text{ V}$
- Onduleur : $V_d = 2 \text{ V}$; $P_{nom} = 8 \text{ kVA}$.

Pour la pile, la tension de déchet a été modifiée afin d'avoir un rendement correspondant à une pile ayant une tension minimale de 20 V. Le rendement de ce convertisseur est ainsi compris entre 85 % et 93 %.

Pour la gestion du système, nous considérons que l'appareil a les performances annoncées par le cahier des charges (chapitre II.4.2 et Annexe 2). L'algorithme de gestion est réalisé sur le bus DC. On calcule les puissances réelles de chaque composant sur ce bus (Figure IV-20).

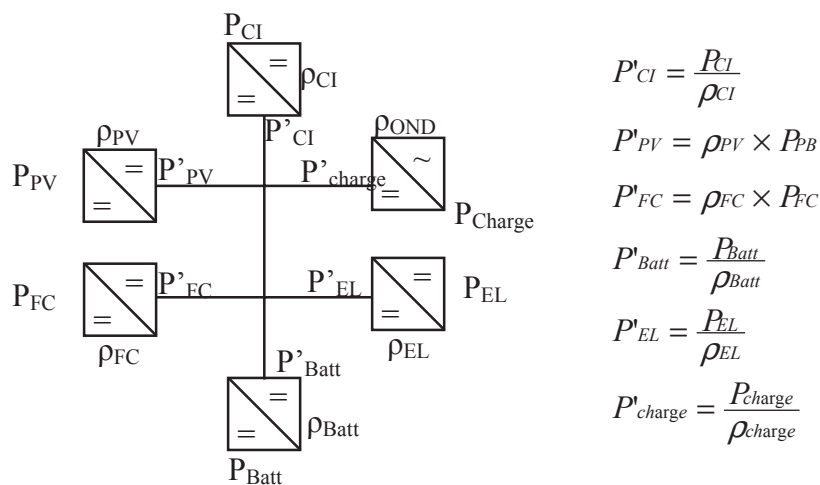


Figure IV-20 : Schéma du PMU : Calcul des puissances de chaque composant sur le bus

La charge à délivrer par le système est la somme de la puissance demandée par l'utilisateur et de la consommation intrinsèque du système. Soit : $P'_{SYS} = P'_{Charge} + P'_{CI}$

Tableau IV-2 : Simulation de la gestion d'énergie au sein du système.

Conditions	$P'_{SYS} < P'_{PV}$	$P'_{PV} - P'_{SYS} > 0$	$P'_{PV} - P'_{SYS} > P'_{minEL}$
Résolution	$P'_{FC} = P'_{SYS} - P'_{PV}$	$P'_{Batt} = P'_{PV} - P'_{SYS}$	$P'_{EL} = P'_{PV} - P'_{SYS}$

Pour la gestion d'énergie au sein du système, trois cas sont distingués (Tableau IV-2) :

- Le champ solaire ne satisfait pas la demande : la pile fournit le complément.
- Il y a excédent d'énergie solaire mais la puissance supplémentaire est inférieure à la puissance minimale de l'électrolyseur. L'excédent d'énergie est stocké dans la batterie.
- L'excédent solaire est fourni à l'électrolyseur.

Aucun problème transitoire n'est pris en compte. La batterie n'est jamais déchargée. Les essais sur le système complet permettront d'évaluer la gestion réelle, les rendements de conversion et les phénomènes transitoires.

IV.3.6. Consommation intrinsèque du système

La consommation intrinsèque des composants électrochimiques est très importante dans notre installation. La puissance consommée par les périphériques est constante pour l'électrolyseur et dépend de l'intensité et de l'état de fonctionnement de la pile. Cette puissance est consommée directement sur le bus DC 300 V. Le convertisseur correspondant a une tension déchet de 2 V.

Au cours du chapitre III, plusieurs scénarios sont proposés concernant l'évolution des systèmes. Pour prendre en compte les consommations intrinsèques des différents scénarios, il faut connaître l'intensité de la pile et de l'électrolyseur. Pour l'électrolyseur, si l'intensité est nulle, la consommation est à sa valeur de veille, sinon à sa valeur de fonctionnement. Pour la pile, deux paramètres sont nécessaires pour la consommation des électrovannes (veille et fonctionnement). Trois paramètres sont ajoutés pour les moteurs : intensité maximale de la pile, puissance maximale des moteurs et pourcentage d'intensité en dessous de laquelle la puissance moteur est à son plateau minimum.

Une consommation intrinsèque n'a pas pu être prise en compte par manque de données expérimentales. En effet, l'appareil central de conversion et de gestion d'énergie, le PMU, devrait avoir une consommation intrinsèque non négligeable, correspondant aux pertes par commutation des différents convertisseurs.

IV.3.7. Système complet

La Figure IV-21 présente l'architecture du système complet avec tous ses composants. Les entrées du modèle sont les conditions climatiques et la charge demandée en fonction du temps.

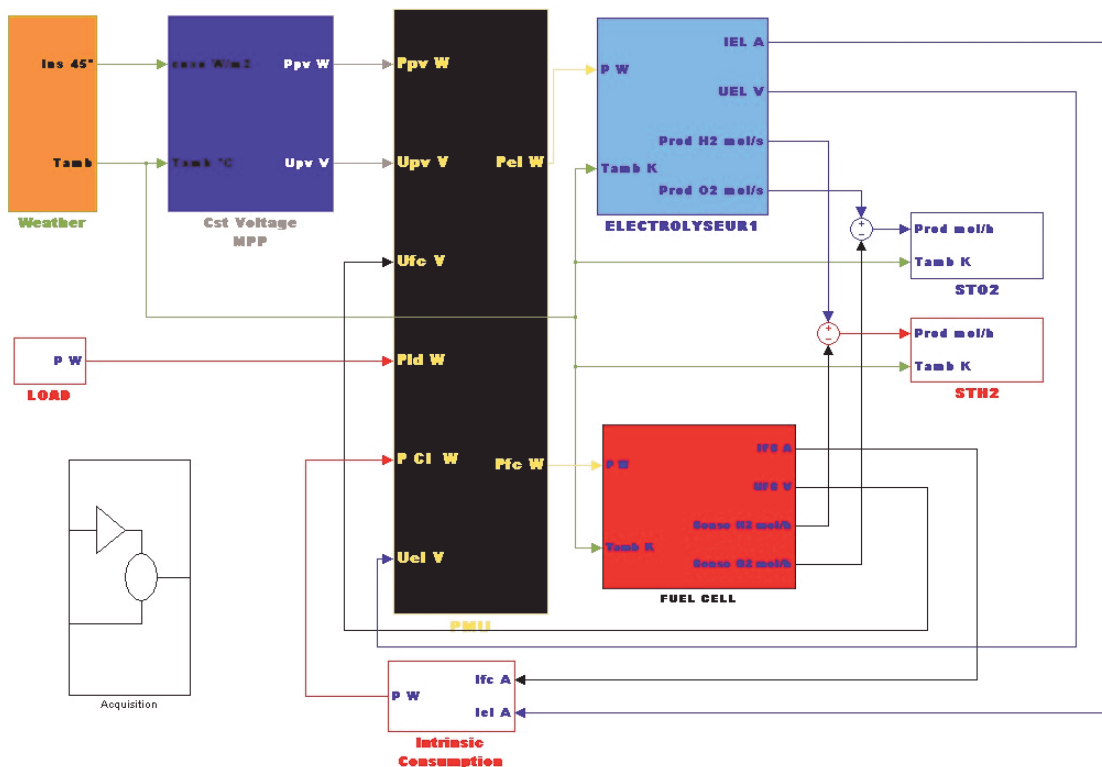


Figure IV-21: Modèle complet de notre installation.

Le système complet permet de calculer les points de fonctionnement de chaque composant au cours d'une année complète (pas de temps de 10 minutes) en 30 secondes. Cette performance a été permise grâce à l'utilisation de S-fonction et la résolution discrète du problème.

Ce modèle est constitué de nombreuses boucles algébriques :

- La pile et l'électrolyseur sont pilotés en puissance. Le modèle électrique étant la tension en fonction de l'intensité, le point de fonctionnement doit être recherché pour obtenir la puissance demandée.

- L'autre boucle algébrique est celle du PMU. En effet, à l'instant t , on connaît la puissance du PV, sa tension et la puissance demandée par la charge. Par contre, on ne connaît pas la consommation intrinsèque qui dépend des points de fonctionnement de la pile et de l'électrolyseur et donc de la puissance de chacun de ces composants.

Simulink est l'outil idéal pour résoudre ce type de problème. Ce phénomène a été particulièrement vérifié.

IV.3.8. Conclusion

L'outil développé est simple et performant. L'architecture modulaire permet un ajustage simple des paramètres des modèles. Le temps de calcul est de 30 secondes pour simuler une année de fonctionnement du banc d'essai dans le cas de pas de temps de 10 minutes. De nombreux paramètres sont modifiables permettant de prendre en compte les améliorations du système. Bien que la capacité prédictive du modèle complet soit difficilement quantifiable, cet outil de simulation permet d'estimer les performances du banc d'essai dans des conditions réelles de fonctionnement et d'évaluer l'importance des paramètres du système.

IV.4. Analyse des performances du banc d'essai

Nous avons choisi d'étudier le système PV-FC construit au laboratoire, uniquement dans le cas où il est autonome sur une année de fonctionnement. La puissance des composants étant fixée, on détermine la charge moyenne disponible et le volume de stockage nécessaire à l'autonomie du système étudié. Cette démarche n'est pas habituelle car on dimensionne généralement un système autonome pour une charge donnée.

Nous allons évaluer l'influence des différents paramètres du système afin de déterminer les performances du banc d'essai actuel et celles des installations futures comportant les modifications proposées au chapitre III.3.2. L'influence du profil de la charge est aussi étudiée.

Par contre, une seule localisation est sélectionnée : Sophia Antipolis. L'ensoleillement moyen est de $4,7 \text{ kWh/m}^2$ par jour dans un plan incliné à 45° (inclinaison des panneaux photovoltaïques). La Figure IV-22 décrit l'évolution de l'ensoleillement au cours de l'année.

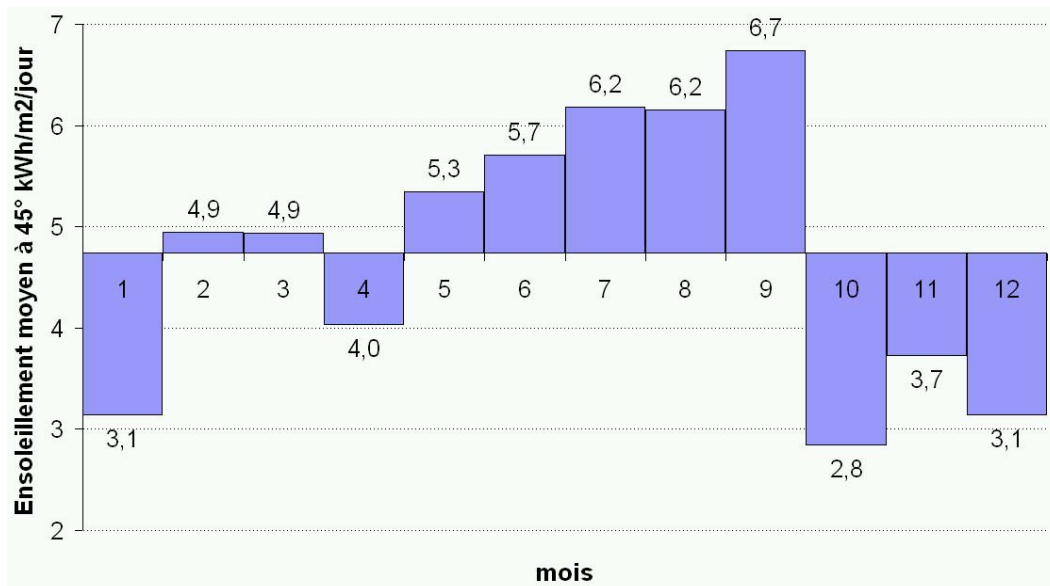


Figure IV-22 : Ensoleillement journalier moyen à Sophia Antipolis (inclinaison 45°) en fonction du mois – Mesures réalisées au cours de l'année 2000.

IV.4.1. Différents systèmes de stockage par l'hydrogène

Plusieurs systèmes de stockage par l'hydrogène sont étudiés afin d'évaluer l'influence de la consommation intrinsèque et des performances des cellules électrochimiques. Ces systèmes ont été décrits au cours du chapitre III.3.2.

Scénario n°1 : Banc d'essai

Ce système est le banc d'essai tel qu'il a été construit et décrit précédemment. Nous choisissons de réduire la consommation intrinsèque (CI) au niveau annoncé par les fournisseurs. L'oxygène est stocké et utilisé pour alimenter la pile. Le rendement faradique de l'électrolyseur est de 93 % (côté anodique). Pour la pile à combustible, la pression partielle en oxygène est 1,5 bar. Son rendement faradique est de 99 %.

<i>Scénario n° 1 : Banc d'essai</i>			
Consommation Intrinsèque	Valeur CI	Autres paramètres	Valeur
CI de l'électrolyseur en veille W	61,6	ρ_F (EL)	93 %
CI de l'électrolyseur en fonctionnement W	72,8	ρ_F (FC)	99 %
CI de la pile en veille W	34,2	P_{O_2} (FC)	1,5 bar
CI de la pile en fonctionnement W	45		
Intensité maximale de la pile A	350		
Puissance maxi des moteurs W	300		
Régime mini des moteurs %	10		

Scénario n°2 : Système optimisé

Nous avons proposé à la fin du chapitre précédent, de réduire la consommation électrique des électrovannes. Dans ce second scénario, nous considérons qu'une solution a été trouvée réduisant fortement les valeurs de cette consommation parasite. Les valeurs sont rappelées dans le tableau suivant.

<i>Scénario n° 2 : Système optimisé</i>			
Consommation Intrinsèque	Valeur CI	Autres paramètres	Valeur
CI de l'électrolyseur en veille W	0	ρ_F (EL)	93 %
CI de l'électrolyseur en fonctionnement W	10	ρ_F (FC)	99 %
CI de la pile en veille W	0	P_{O_2} (FC)	1,5 bar
CI de la pile en fonctionnement W	10		
Intensité maximale de la pile A	350		
Puissance maxi des moteurs W	300		
Régime mini des moteurs %	10		

Scénario n°3 : Système idéal

Ce système serait l'installation idéale. La consommation intrinsèque des électrovannes est réduite comme dans le scénario n°2. L'électrolyseur est optimisé au niveau de la mesure de concentration d'hydrogène dans l'oxygène. Son rendement faradique est de 99 %. La pile à combustible consomme des gaz purs. La pression partielle en oxygène est de 3 bar. Le moteur de recirculation des gaz est éliminé. Le système d'évacuation de l'eau s'accumulant dans les cellules a été décrit au chapitre III.3.2. Le rendement faradique de la pile est égal à 99 %.

Remarque : au cours de la description du modèle électrique des composants électrochimiques, nous avons insisté sur le fait qu'un modèle empirique n'était pas extrapolable. Cependant, l'influence de la pression partielle en oxygène a été comparée avec les résultats expérimentaux montrés au chapitre II.2.2.2. Notre modèle calcule une augmentation de 33 mV/cellule lorsque la pression partielle en oxygène varie entre 1,5 bar et 3 bar tandis qu'elle est d'environ 40 mV/cellule dans les résultats expérimentaux (Figure II-5, [4]). Le modèle n'effectue donc pas d'erreurs importantes et peut être conservé pour une pression partielle de 3 bar.

<i>Scénario n° 3 : CI optimisée – Oxygène</i>			
Consommation Intrinsèque	Valeur CI	Autres paramètres	Valeur
CI de l'électrolyseur en veille W	0	ρ_F (EL)	99 %
CI de l'électrolyseur en fonctionnement W	10	ρ_F (FC)	99 %
CI de la pile en veille W	0	P_{O_2} (FC)	3 bar
CI de la pile en fonctionnement W	10		
Intensité maximale de la pile A	350		
Puissance maxi des moteurs W	30		
Régime mini des moteurs %	10		

Cas sans stockage d'oxygène

Pour évaluer les performances d'un système rejetant l'oxygène produit par électrolyse et utilisant l'air comme comburant de la pile, plusieurs paramètres sont modifiés. Cette solution permet de réduire de 33 % le volume nécessaire de stockage de gaz par élimination de l'unité de stockage de l'oxygène. Le rendement faradique de l'électrolyseur est alors 99 % (côté hydrogène). La pile est alimentée à la cathode par de l'air comprimé. On élimine le moteur de recirculation des gaz mais on considère que la consommation électrique du compresseur correspond à la consommation du moteur de recirculation. Sa puissance maximale est de 270 W. La puissance du compresseur est proportionnelle à l'intensité de la pile. La consommation intrinsèque n'est donc pas modifiée par rapport aux systèmes utilisant l'oxygène. La pression partielle en oxygène est diminuée à 0,63 bar. Côté hydrogène, on considère le circuit fermé : des purges sont nécessaires pour évacuer l'eau et l'azote de l'air qui traverse la membrane. Le rendement faradique est considéré égal à 99 %. Seule l'eau pure produite côté hydrogène peut être récupérée pour alimenter l'électrolyseur. On considère que l'eau produite est retrouvée à 50 % à la cathode et 50 % à l'anode [35].

<i>Cas sans stockage d'oxygène</i>	
Autres paramètres	Valeur
ρ_F (EL)	99 %
ρ_F (FC)	99 %
P_{O_2} (FC)	0,63 bar

IV.4.2. Différentes charges

Différentes charges sont testées afin d'évaluer l'influence du profil de charge sur le rendement du système et sur le volume de stockage nécessaire. Dans notre analyse, nous dimensionnons la charge par rapport à l'installation. Dans le cas d'une charge constante, on détermine la puissance qui permet l'autonomie de l'installation. Pour les autres profils, la démarche est la même : un facteur d'amplification de la demande de l'utilisateur est implanté permettant de modifier la consommation moyenne journalière et donc d'adapter la charge à un système donné.

Critère de corrélation charge-PV : PLM (PV-Load Meet)

Un critère, appelé PLM, a été défini pour prendre en compte le déphasage de la charge et de l'ensoleillement. Il correspond au pourcentage de charge directement fournie par le générateur solaire.

La Figure IV-23 décrit l'évolution de la puissance du champ photovoltaïque du banc d'essai au cours d'une journée. Le PLM est déterminé par le rapport de la consommation lorsque la puissance du PV est supérieure à la puissance de la charge (rectangle rouge) et l'énergie totale consommée par l'utilisateur (rectangle hachuré). Dans cet exemple de charge constante de 250 W, le PLM est égal à 35 %, pour une année de fonctionnement.

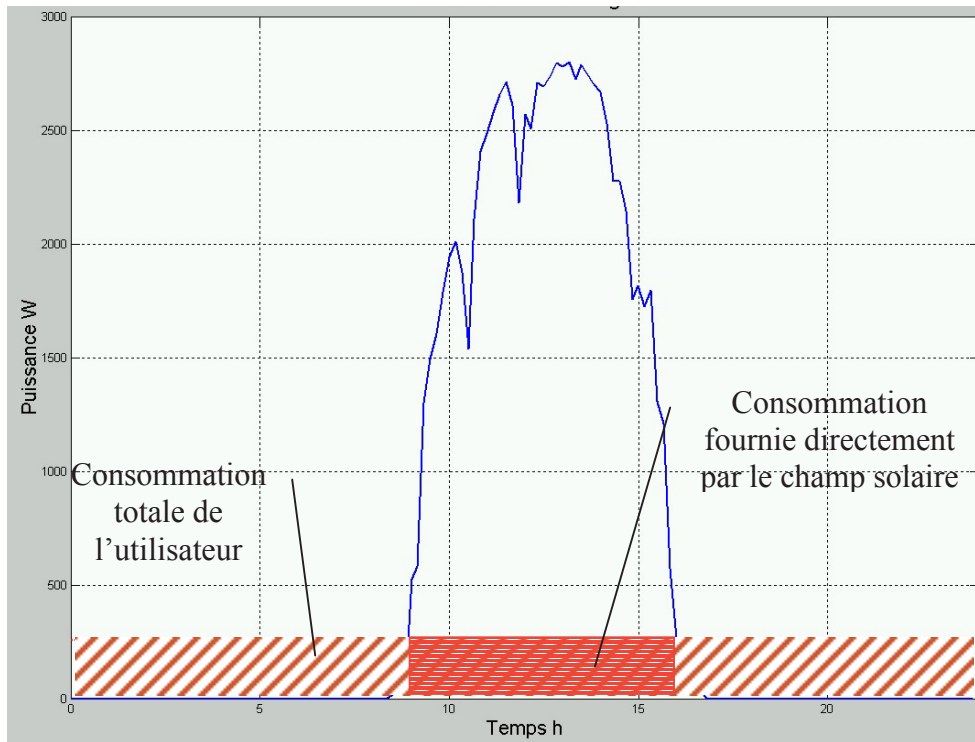


Figure IV-23 : Définition du PLM, critère de corrélation entre la charge et le PV – Cas de la charge constante 260 W : PLM = 35 % - Conditions climatiques du 1^{er} janvier 2000.

Charge constante

La première charge testée est la demande de puissance constante.

Charge variable

La charge variable créée est proche du profil de charge d'un habitat individuel. Ce profil (Figure IV-24) montre plusieurs pics de puissance au cours de la journée. Comme pour toutes les charges, on calcule un facteur d'amplification de cette charge afin que le système soit autonome sur une année de fonctionnement.

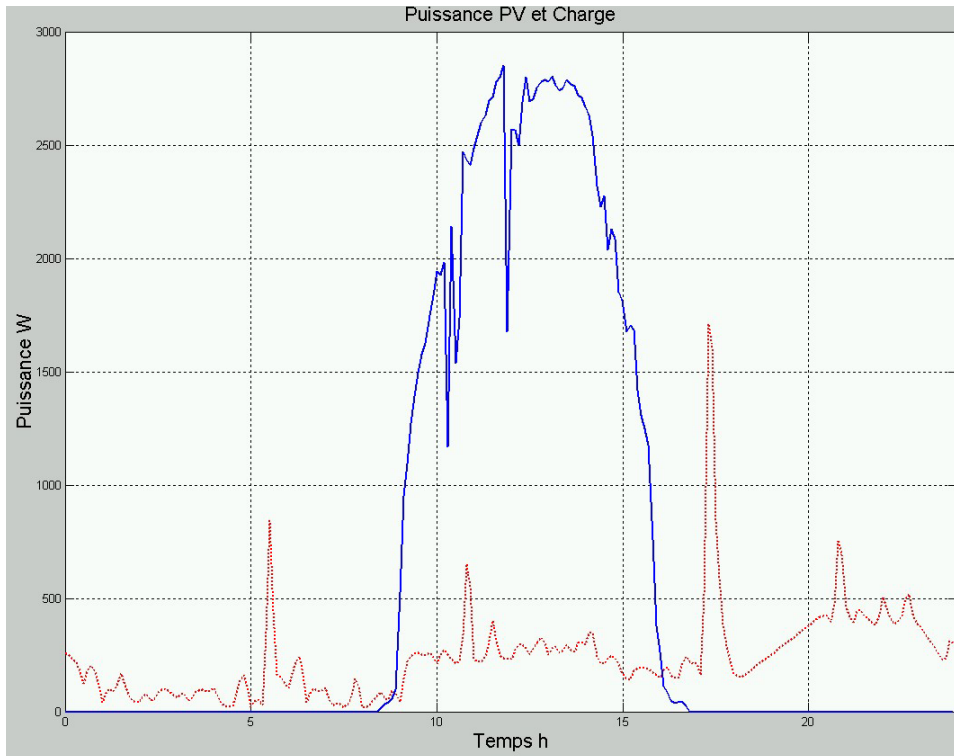


Figure IV-24 : Puissances du champ solaire (trait plein) et de la charge (pointillés) : cas de la charge variable – Facteur d'amplification ~ 0,8 - Conditions climatiques du 1^{er} janvier 2000.

Charge constante avec variation annuelle

Un profil réel a été sélectionné car il montre une variation annuelle de la demande. Il est très proche d'une charge constante au cours de la journée mais la consommation moyenne est plus faible l'été que l'hiver (Figure IV-25). Ce profil est celui de maisons isolées situées à St Pierre et Miquelon (une donnée par heure).

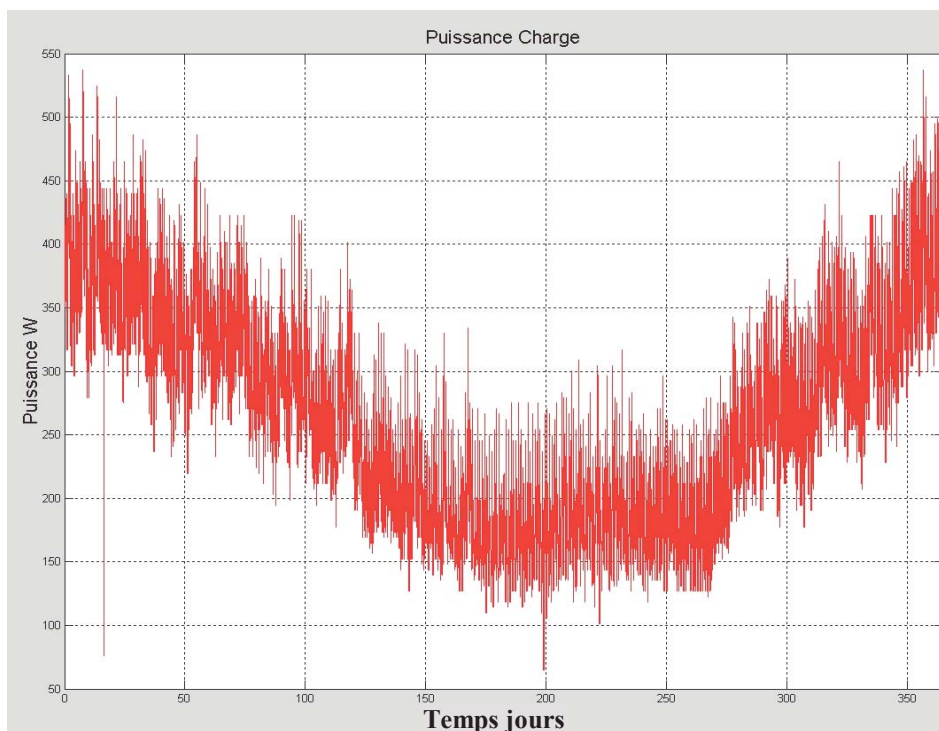


Figure IV-25 : Evolution de la puissance de la charge au cours de l'année : cas du profil de St Pierre – Facteur d'amplification ~ 0,4. Jour 0 correspond au 1^{er} janvier.

Charges cosinus

Trois profils supplémentaires très éloignés des profils réels sont testés afin de mettre en évidence l'influence de la corrélation entre la charge et l'ensoleillement. Ce sont des profils de type cosinus de déphasage égal à $\pi/2$, π et $3\pi/2$.

La puissance varie entre 0 W et une valeur maximale dépendant du rendement global de l'installation. La période est égale à 24 heures.

Avec un déphasage de $\pi/2$, la charge a un profil où la consommation la plus importante se déroule la nuit. Avec un déphasage de $3\pi/2$, la charge a un profil où la consommation la plus importante se déroule pendant la journée. Le déphasage π permet un profil intermédiaire.

IV.4.3. Résultats et analyses

Le rendement de fonctionnement du système est le rapport de l'énergie annuelle consommée par la charge sur l'énergie produite par les panneaux solaires. Comme la surface solaire (36 m^2) n'est pas modifiée quel que soit le système étudié, l'énergie photovoltaïque produite au cours d'une année de fonctionnement à Sophia Antipolis est constante, égale à 5 711 kWh. La différence entre l'énergie photovoltaïque et l'énergie consommée par l'utilisateur correspond aux pertes dans le système.

IV.4.3.1. Fonctionnement et paramètres du système PV-FC

La Figure IV-26 est un schéma simplifié pour décrire le fonctionnement annuel du système PV-FC. Le fonctionnement du système et l'influence de ses paramètres décrits ci-dessous, proviennent de l'analyse de l'ensemble des simulations réalisées.

L'énergie annuelle photovoltaïque (PV) est l'énergie totale qui entre dans le système. Une partie de cette énergie est fournie directement à la charge (PV Direct). La seconde partie passe par le système de stockage par l'hydrogène et est réduite par les pertes dans les cellules électrochimiques liées aux rendements énergétiques et faradiques. La somme de ces deux énergies est encore diminuée par la perte dans les convertisseurs et par la perte due à la consommation intrinsèque. Le rendement du système dépend de l'ensemble de ces pertes.

Le volume de stockage (ST H₂) est dimensionné pour que l'énergie stockée au cours des mois favorables soit égale à l'énergie consommée au cours des mois défavorables. La flèche blanche correspond à la quantité d'hydrogène produit par l'électrolyseur au cours de l'année qui est égale à celle consommée par la pile à combustible. Elle ne correspond pas au volume de stockage car elle prend en compte la consommation journalière d'hydrogène.

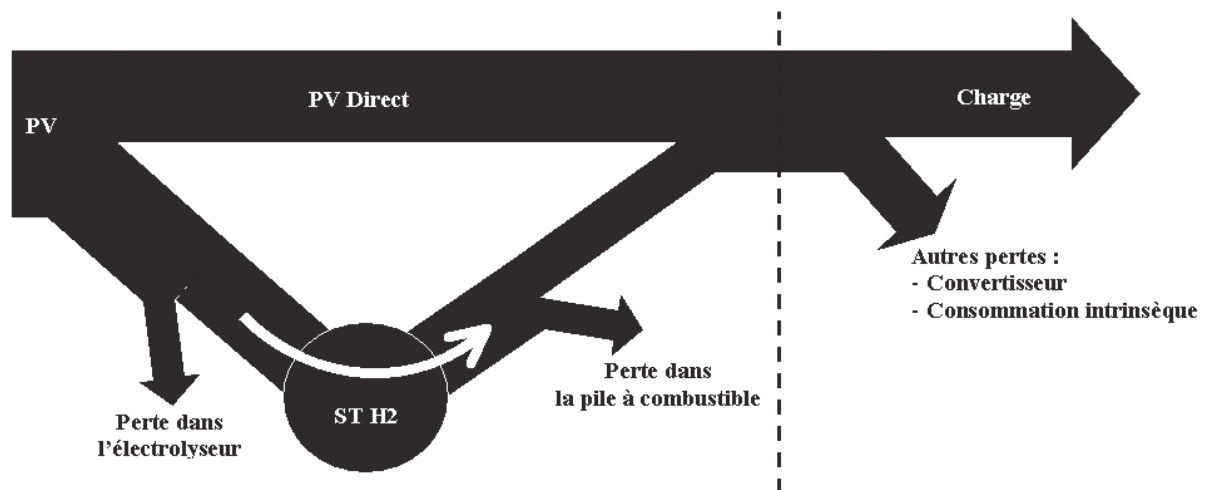


Figure IV-26 : Schéma de fonctionnement du système PV-FC

Lorsque l'on augmente la consommation intrinsèque ou la perte dans les convertisseurs, on pénalise directement la charge. En fait, l'énergie qui provient du PV et de la pile ne varie pas. Le volume de stockage et la quantité d'hydrogène produit au cours de l'année n'évoluent pas.

Le volume de stockage dépend uniquement du profil annuel de la charge et de l'énergie brute, c'est à dire l'énergie fournie par les PV et par la pile à combustible (tirets).

L'énergie fournie directement par le PV à la charge (PV Direct) dépend du profil de charge. En favorisant l'alimentation directe, on augmente fortement l'énergie brute, par contre, on diminue la consommation journalière d'hydrogène. Le volume de stockage augmente car l'énergie brute est plus importante.

Lorsque l'on modifie les performances des composants électrochimiques, l'énergie brute est plus importante. Mais, comme la modification des cellules n'entraîne pas une forte augmentation de leur rendement moyen, l'énergie brute n'est que faiblement plus importante : le volume de stockage et la consommation journalière d'hydrogène sont donc légèrement plus importants.

IV.4.3.2. Performances du banc d'essai

La Figure IV-27 montre la répartition de l'énergie photovoltaïque, dans la charge et les différentes pertes du banc d'essai. La charge est une demande de puissance constante. Les deux systèmes étudiés se différencient par la puissance nominale de l'onduleur.

Le banc d'essai est équipé d'un onduleur de 8 kW pour permettre l'évaluation complète de ses performances. Le rendement de notre installation (Charge) est de 8 %. La perte dans les composants électrochimiques (EC) est la plus importante (38 %). La perte dans les convertisseurs est aussi très élevée (33 %). La perte due à la consommation intrinsèque au cours d'une année de fonctionnement représente 19 % de l'énergie photovoltaïque.

Dans un système autonome, la puissance nominale de l'onduleur est adaptée à la puissance maximale demandée par l'utilisateur. Le rendement du banc d'essai équipé d'un onduleur adapté à la charge, est largement augmenté par la réduction de la perte dans les convertisseurs.

Il atteint 26 %, soit une charge constante de 168 W. Les autres pertes du système ne sont pas modifiées.

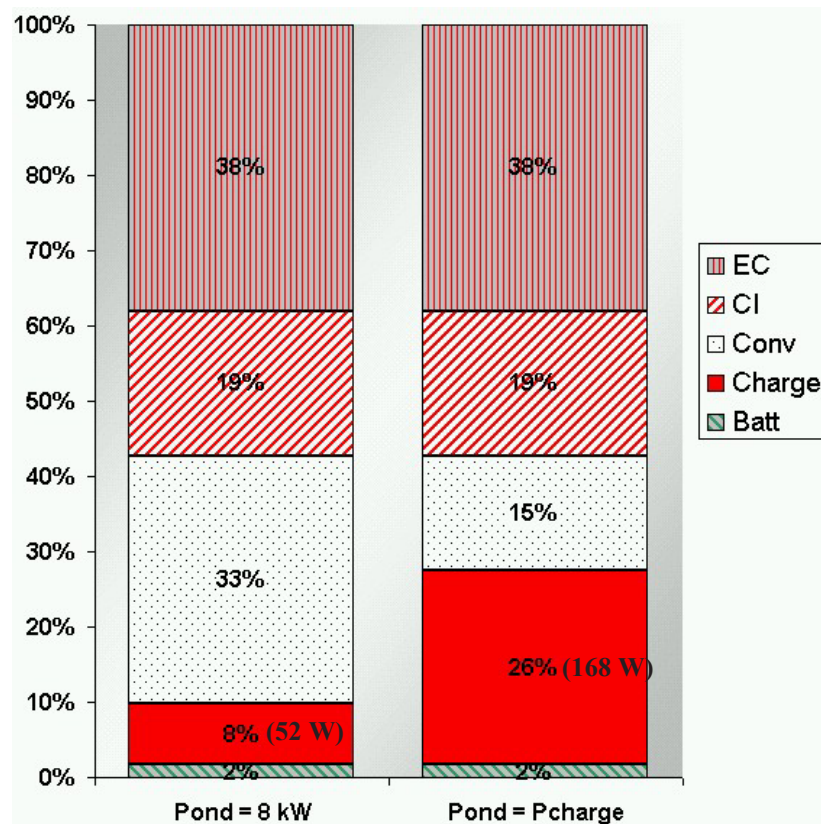


Figure IV-27 : Répartition de l'énergie photovoltaïque au cours d'une année de fonctionnement du banc d'essai (Scénario n°1) – Charge constante – Adaptation de la puissance nominale de l'onduleur.

La perte du système, désignée « Batt », est une perte potentielle liée à l'utilisation de la batterie de sécurité. Comme nous l'avons vu au chapitre II.4.2, la batterie est principalement chargée lorsque l'excédent solaire est inférieur à la puissance minimale de l'électrolyseur. Cette situation se produit généralement deux fois par jour, au lever et au coucher du soleil. Elle se produit aussi au cours de journées à faibles ensoleillements. L'énergie stockée dans la batterie tout au long de l'année représente 2 % de l'énergie photovoltaïque soit 114 kWh électrique par an. L'énergie disponible pour la charge de la batterie est donc en moyenne de 313 Wh par jour. Nous ne savons pas pour le moment quelle sera la décharge journalière de la batterie, utilisée pour l'aide à la réponse transitoire du PMU. Il est possible que cette décharge soit faible. Or, si la batterie est à son état de charge maximale, l'excédent d'énergie solaire ne sera pas consommée par le système. L'énergie stockée dans la batterie représente donc la perte maximale du potentiel solaire : l'utilisation de l'énergie photovoltaïque du système PV-FC est égale ou supérieure à 98 %.

Pour ces deux systèmes, le volume de stockage nécessaire est de 23 m³ d'hydrogène et de 11,5 m³ d'oxygène (stockage à 10 bar). Ce volume représente seulement 26 % de l'énergie qui transite par le stockage. La consommation d'eau pure nécessaire à l'autonomie est égale à 43 kg par an. Elle dépend de la quantité d'hydrogène produit au cours de l'année et du rendement faradique de l'électrolyseur. Elle n'est donc pas fonction de la puissance nominale de l'onduleur.

IV.4.3.3. Modification du système de stockage par l'hydrogène

IV.4.3.3.1. Amélioration du système de stockage par l'hydrogène

La Figure IV-28 montre l'influence de l'optimisation du système de stockage par l'hydrogène sur les différentes pertes au cours d'une année de fonctionnement. La charge est une demande constante de puissance. L'onduleur est adapté à la puissance délivrée par le système.

En ce qui concerne la consommation intrinsèque (CI), on observe une diminution de 15 % de la perte entre le scénario n°1 et n°2, c'est-à-dire grâce à la réduction de la consommation intrinsèque des électrovannes. La perte dans les convertisseurs est aussi légèrement diminuée car l'énergie convertie pour alimenter les périphériques est diminuée. Lorsque l'on élimine, en plus, le moteur de recirculation des gaz de la pile à combustible (scénario n°3), la perte est encore réduite à 2 %.

Pour le scénario n°3, le rendement faradique de l'électrolyseur est augmenté par la mesure en ligne de la pureté de l'oxygène. De plus, la pile à combustible est alimentée en oxygène pur. Ces deux modifications entraînent une augmentation du rendement moyen des cellules électrochimiques de 47,2 % à 50,1 %. Cette augmentation est liée au rendement de l'électrolyseur (augmentation de 77 % à 82 %). Le rendement moyen des cellules de la pile est un peu diminué (de 61 % à 60,8 %), bien que la pression partielle en oxygène soit plus importante. Cela provient du fait que la puissance délivrée par la pile est plus importante dans le cas du scénario n°3. L'amélioration des performances des cellules électrochimiques augmente le rendement global du système de 3 %. Le volume d'hydrogène est un peu plus important (+ 0,6 m³ par rapport au scénario n°1 et n°2).

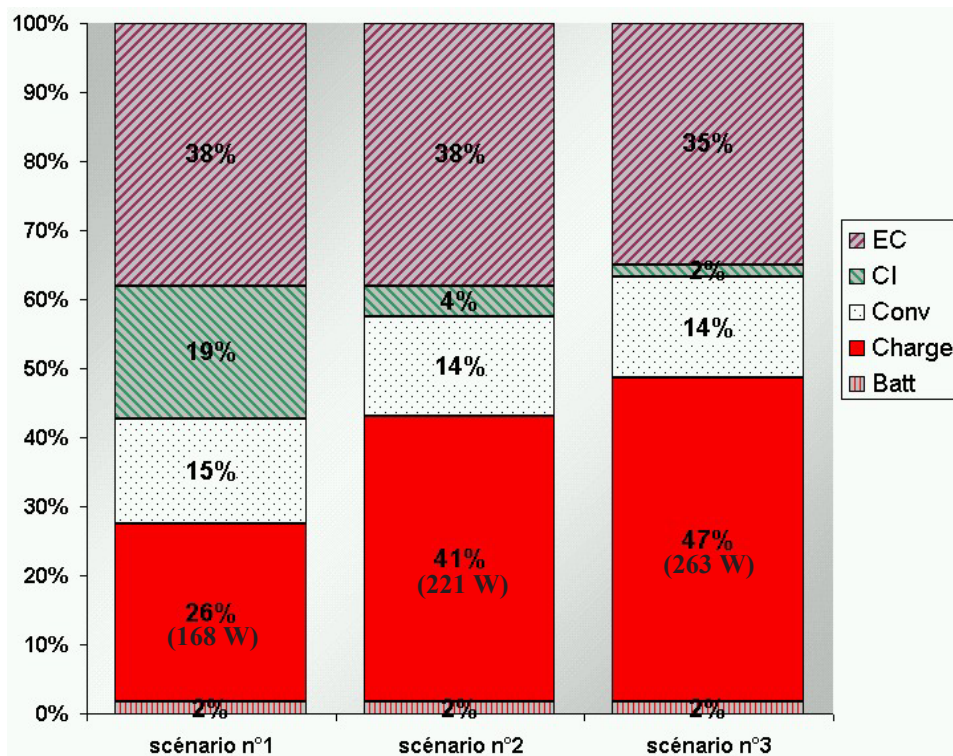


Figure IV-28 : Influence du scénario sur la répartition de l'énergie photovoltaïque au cours d'une année de fonctionnement du système PV-FC.

IV.4.3.3.2. Rendement faradique et pression partielle en oxygène

Le Tableau IV-3 permet de comparer les performances du banc d'essai dans trois cas se différenciant par le rendement faradique de l'électrolyseur et par la pression partielle en oxygène. L'onduleur du système est adapté à la puissance de la charge. Les résultats du banc d'essai (Scénario n°1) sont dans la première colonne. Le deuxième système est le banc d'essai dans le cas où l'oxygène n'est pas stocké. Dans la dernière colonne, le banc d'essai est équipé d'un électrolyseur de rendement faradique de 99 %.

Tableau IV-3 : Influence du rendement faradique de l'électrolyseur et de la pression partielle en oxygène de la pile sur le rendement du banc d'essai et sa consommation d'eau.

Utilisation de l'oxygène produit	Oui	Non	Oui
Rendement faradique (EL) %	93	99	99
Pression partielle en oxygène (FC) bar	1,5	0,6	1,5
Rendement du système PV-FC %	25,7	27,6	28
Consommation d'eau pure kg/an	43	97	0

En comparant la première et la troisième colonne, on observe que l'amélioration du rendement faradique de l'électrolyseur permet d'augmenter le rendement du système PV-FC de 2,3 % et surtout de réduire à zéro la consommation d'eau pure.

Entre la deuxième et la troisième colonne, l'augmentation de la pression partielle en oxygène améliore le rendement global de l'installation de 0,4 %. Dans le cas où l'oxygène n'est pas utilisé, la consommation d'eau pure est importante (97 kg/an).

Il apparaît donc que le rendement faradique de l'électrolyseur a une influence plus importante que la pression partielle en oxygène de la pile. Un système n'utilisant pas l'oxygène produit par l'électrolyseur est donc performant mais son autonomie est limitée par une consommation importante d'eau pure.

IV.4.3.3.3. Production thermique

Dans l'ensemble des essais précédents, le système ne produit pas de chaleur. Les pertes thermiques des composants électrochimiques ne permettent que l'élévation de leur température de fonctionnement. Pour l'électrolyseur, la température maximale atteinte est de 65 °C, inférieure à la température maximale (72 °C). Un échangeur de chaleur n'est donc pas nécessaire pour ce composant. Cela implique aussi qu'aucune cogénération n'est possible. Pour la pile à combustible, le module sélectionné pour le banc d'essai a une capacité thermique importante (45 kJ.K⁻¹ soit environ 1 kJ.kg⁻¹.K⁻¹). Les nouvelles générations de pile ont des densités de puissance beaucoup plus importantes (multipliées par 5), ce qui induit une diminution de leur capacité thermique. Un module actuel de 4 kW doit donc avoir une capacité thermique 5 fois plus petite que celui du banc d'essai.

Des simulations ont été réalisées en modifiant la capacité thermique de la pile à combustible. Les résultats montrent que la diminution de la capacité thermique permet d'augmenter la production de chaleur du système mais celle-ci ne devient importante que si le coefficient d'échange avec l'extérieur est diminué. Cela est réalisable pour notre système pile par isolation thermique du périphérique. Lorsque le coefficient est diminué par un facteur 15 soit 3,2 W.K⁻¹ au lieu de 48 W.K⁻¹, la production annuelle de chaleur du banc d'essai est de 350 kWh. Le rendement du système augmente de 6 % grâce à la production thermique.

IV.4.3.4. Influence du profil de charge

Les différentes charges sont décrites précédemment. Elles se différencient par leur profil journalier, saisonnier et par leur corrélation avec l'ensoleillement, caractérisée par le critère PLM.

La Figure IV-29 montre l'évolution du rendement du système et du volume de stockage en fonction du PLM. Le nom du profil est précisé sur la figure. Le système modélisé est le banc d'essai modifié au niveau des cellules de la pile à combustible pour augmenter la production de chaleur. La puissance nominale de l'onduleur est égale à la puissance maximale demandée par la charge.

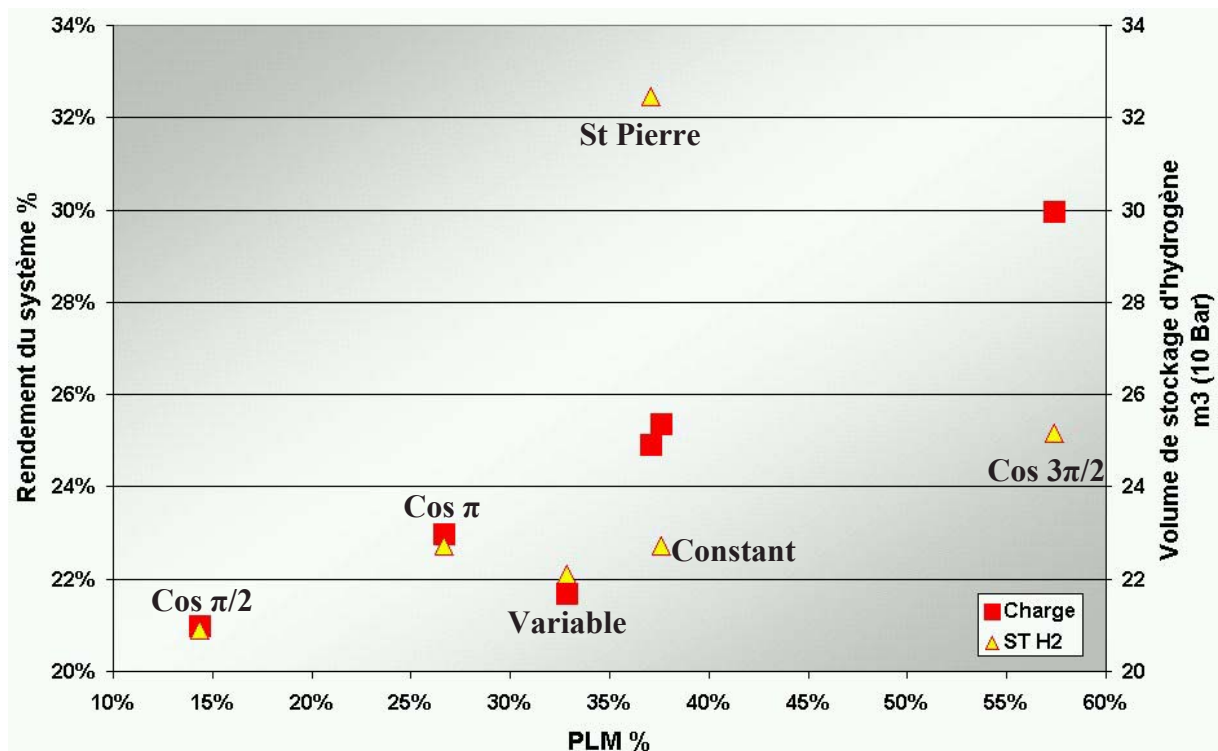


Figure IV-29 : Influence du PLM sur le rendement du système et le volume d'hydrogène nécessaire – Scénario n°1.

Le rendement du système augmente lorsque le profil de la charge est en phase avec l'ensoleillement car la puissance de l'utilisateur est principalement délivrée par le champ solaire. La fourniture directe de l'énergie photovoltaïque à la charge se fait à rendement élevé (85 %). Lorsque l'énergie est convertie en gaz avant d'être restituée à la charge, le rendement est beaucoup plus faible (33 %). Le volume d'hydrogène augmente avec le PLM car l'énergie brute est plus importante. Il est beaucoup plus important pour le profil ayant une variation annuelle de la charge (St Pierre). Dans cette figure, un profil de charge variable (PLM = 33 %) entraîne un comportement différent du rendement du système complet.

La Figure IV-30 montre l'influence du PLM sur les différentes pertes du système. L'augmentation du PLM entraîne une diminution des pertes dans les composants électrochimiques car il y a moins d'énergie convertie sous forme d'hydrogène. La perte due à la consommation intrinsèque et la quantité d'énergie délivrée à la batterie ne sont pas influencées par le profil de charge. La perte dans les convertisseurs varie entre 14 % et 19 % selon le profil de charge.

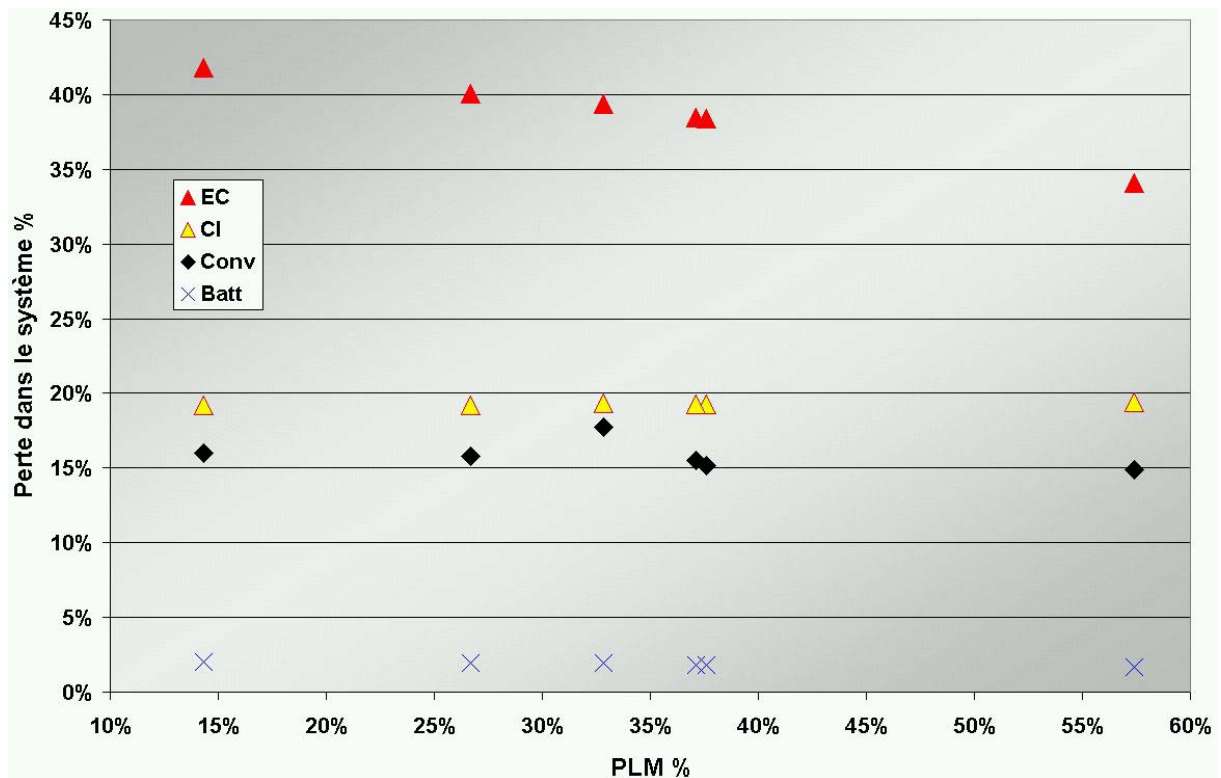


Figure IV-30 : Influence du PLM sur la perte annuelle dans les composants électrochimiques (EC) et dans les convertisseurs – Scénario n°1 - Puissance nominale adaptée à la charge.

Pour le profil de charge variable, le rendement plus faible du système est dû à la perte plus importante dans les appareils de conversion électrique. En fait, comme ce profil a un pic de puissance (Figure IV-24), l'onduleur nécessaire pour ce profil a une puissance nominale importante. Au cours de la journée, la puissance moyenne consommée par la charge est égale à 11 % de la puissance nominale de l'onduleur.

Le Tableau IV-4 montre la puissance moyenne consommée par l'utilisateur et les rendements moyens et théoriques de l'onduleur en fonction du profil de charge. Pour les profils constants, la valeur du rendement moyen de l'onduleur correspond à sa valeur théorique. Par contre, pour les deux autres profils, le rendement moyen est inférieur au rendement théorique. Pour ces deux derniers profils, la puissance demandée a une amplitude très importante (de 0 % à 100 % pour les profils de type cosinus). Par conséquent, le rendement moyen de l'onduleur dépend de la puissance moyenne demandée mais aussi de l'amplitude de la charge.

Tableau IV-4 : Puissance moyenne demandée par rapport à la puissance nominale de l'onduleur, rendement moyen et théorique de l'onduleur – Scénario n°1 – Puissance nominale égale à la puissance maximale de la charge.

Type de profil	$P_{\text{moy}} / P_{\text{nom}}^*$	Rendement moyen de l'onduleur	Rendement théorique de l'onduleur
Constant	100 %	95 %	95 %
Variable	11 %	79 %	85 %
Cosinus	50 %	86 %	94 %
Constant avec variation annuelle (St Pierre)	55 %	94 %	94 %

*Puissance moyenne de la charge par rapport à la puissance nominale de l'onduleur

La Figure IV-31 montre que la production de chaleur dépend du profil de charge. La génération de chaleur est moins importante lorsque le PLM augmente. Lorsque la charge est en phase avec l'enseillement, le système de stockage est moins sollicité. Par conséquent, la production de chaleur doit être liée au temps de fonctionnement de la pile à combustible.

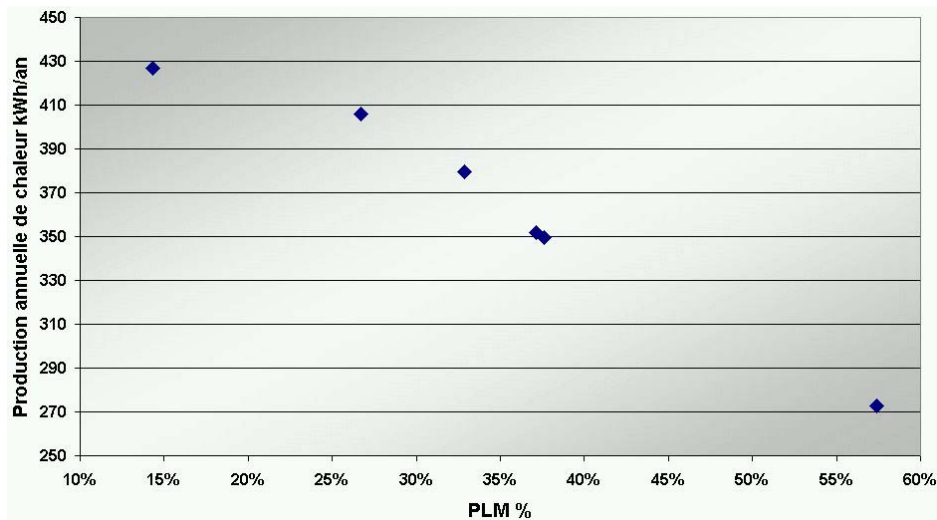


Figure IV-31 : Influence du PLM sur la production de chaleur du système – Scénario n°1 – Puissance nominale de l'onduleur adaptée à la charge – Coefficients thermiques de la pile diminués ($C_P = 9 \text{ kJ.K}^{-1}$, $h = 3,2 \text{ W.K}^{-1}$).

La Figure IV-32 montre les temps de fonctionnement des composants électrochimiques en fonction du PLM. On observe que la pile à combustible fonctionne plus longtemps lorsque le PLM augmente. Dans le système PV-FC, l'électrolyseur et la pile à combustible ne fonctionnent jamais en même temps. Il est donc tout à fait logique que le temps de fonctionnement de l'électrolyseur diminue lorsque la pile fonctionne plus longtemps. La production thermique de la pile à combustible est effectivement liée à son temps de fonctionnement mais ce dernier n'explique pas la génération de chaleur plus importante.

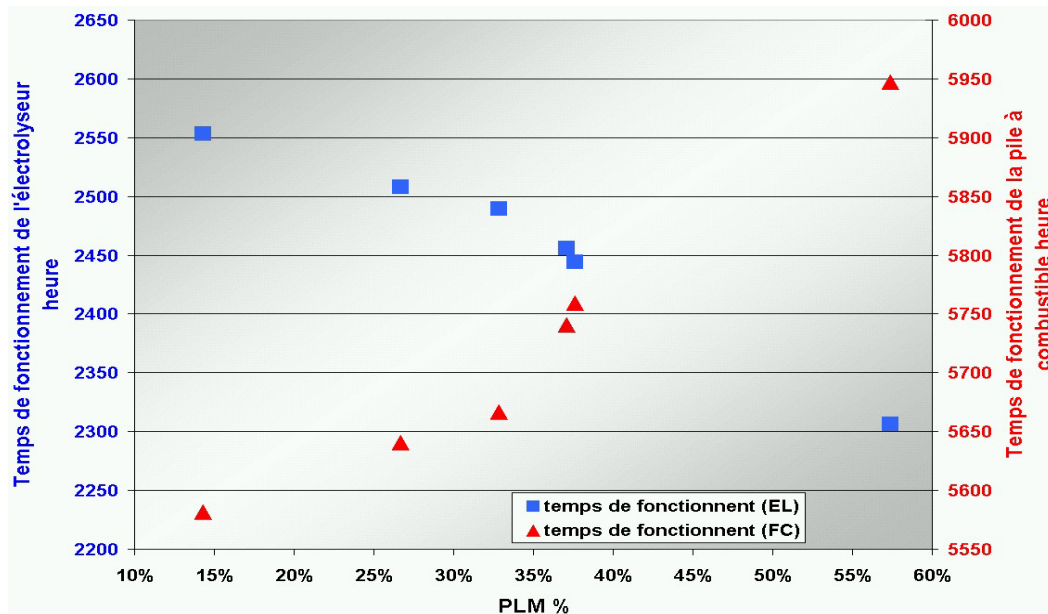


Figure IV-32 : Influence du PLM sur le temps de fonctionnement de la pile et de l'électrolyseur – Scénario n°1 – Puissance nominale de l'onduleur adaptée à la charge – Coefficients thermiques de la pile diminués ($C_P = 9 \text{ kJ.K}^{-1}$, $h = 3,2 \text{ W.K}^{-1}$).

La Figure IV-33 décrit l'évolution journalière de la puissance photovoltaïque et de deux charges de type cosinus. Lorsque la charge est en phase avec l'ensoleillement (déphasage $3\pi/2$), le PLM est de 57 %. La charge (4,7 kWh/jour) est en majorité fournie par le champ solaire. Lorsque la pile à combustible fonctionne, la puissance moyenne délivrée à la charge est égale 121 W. Inversement, lorsque la charge n'est pas en phase avec la puissance solaire, le PLM est de 14 %, le rendement du système est plus faible : la consommation moyenne disponible est de 3,3 kWh/jour. La puissance moyenne délivrée par la pile au cours de la nuit est plus élevée (150 W). Par contre, comme la puissance demandée est faible dans la fenêtre d'ensoleillement, le champ photovoltaïque peut délivrer la charge complète pour de faibles ensoleillements, ce qui explique que la pile à combustible fonctionne moins longtemps lorsque le PLM est faible. La production de chaleur de la pile à combustible dépend donc de la puissance moyenne qu'elle délivre.

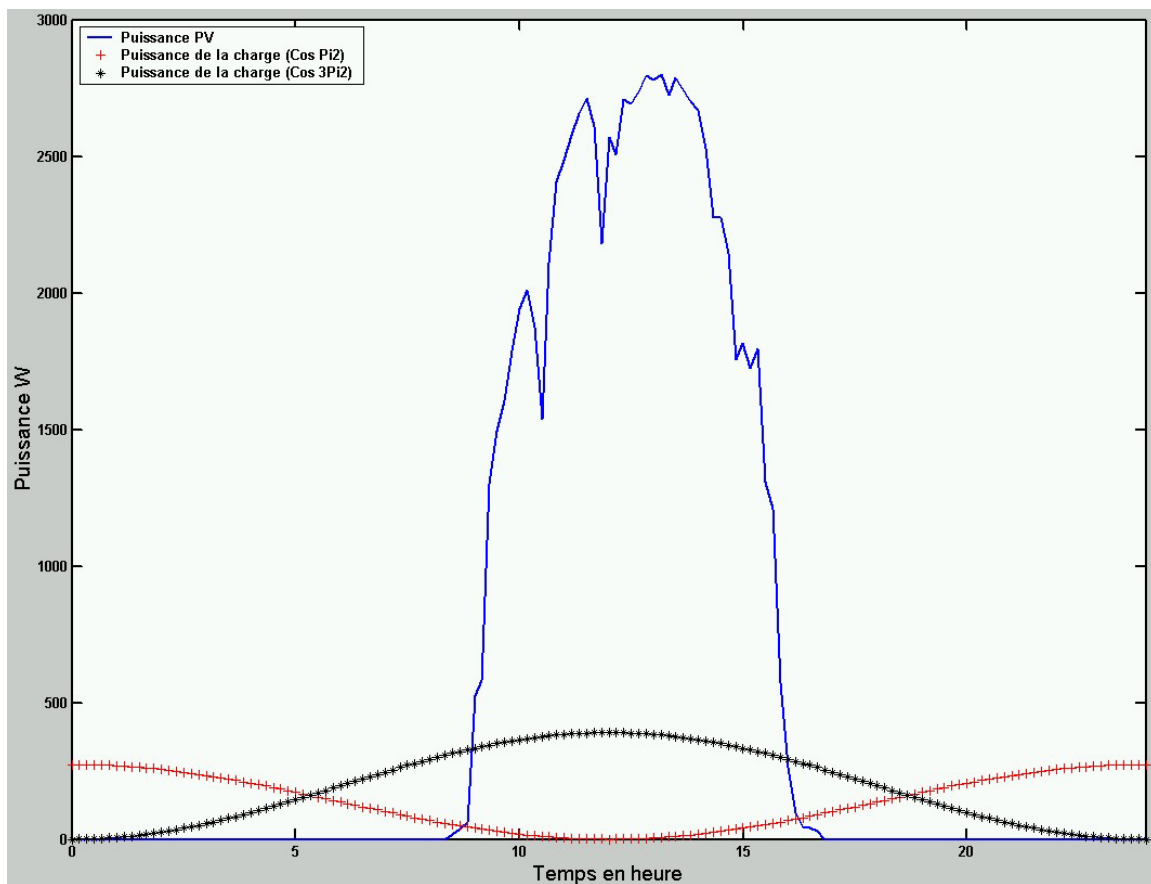


Figure IV-33 : Puissance du champ photovoltaïque et de la charge au cours d'une journée (1^{er} janvier 2000) – Charge cosinus – Déphasage $\pi/2$ (PLM = 13 %) et $3\pi/2$ (PLM = 51 %)– Scénario n°1 – Puissance nominale de l'onduleur adaptée à la charge.

IV.4.4. Conclusion

Synthèse des résultats

Le rendement actuel de l'installation est compris entre 21 % et 30 % selon le profil de charge, si l'onduleur est parfaitement dimensionné à la consommation.

L'amélioration du système de stockage par l'hydrogène permettrait d'augmenter le rendement de fonctionnement de l'installation de 21 %, soit atteindre 47 %. La réduction de la consommation intrinsèque des périphériques améliorerait les performances de 17 %. La modification du système de mesure de pureté de l'oxygène augmenterait le rendement de 2,3 % mais surtout réduit à zéro la consommation d'eau pure. L'influence de la pression partielle en oxygène de la pile à combustible est faible mais l'élimination du stockage d'oxygène induit une consommation importante d'eau pure du système PV-FC.

Le système actuel ne produit pas de chaleur en raison de la faible densité de puissance des cellules de la pile à combustible du banc d'essai. L'utilisation de cellules ayant les performances actuelles, permettrait d'augmenter le rendement du système de 6 % grâce à la production d'énergie thermique. L'électrolyseur alcalin en raison de son haut rendement énergétique, ne permet pas la génération de chaleur. Un électrolyseur à membrane ayant des performances énergétiques plus faibles peut être un meilleur candidat pour la cogénération.

Les temps de fonctionnement des composants électrochimiques sont évalués à 2400 heures par an pour l'électrolyseur et à 5800 heures par an pour la pile à combustible. La durée de vie des électrolyseurs est très importante, parfaitement adaptée à l'application. Par contre, la durée de vie des piles à combustible est actuellement très faible. Pour homogénéiser les durées de vie de l'ensemble des composants principaux du système PV-FC, la durée de vie de la pile à combustible devrait atteindre 145 000 heures (25 ans). En raison de la durée de vie limitée de la pile à combustible et du rendement actuel du système de stockage, l'élimination des batteries n'est actuellement pas envisageable.

Comparaison des systèmes de génération autonome d'énergie

Pour comparer les performances des systèmes PV-FC et les systèmes Solaire-Hydrogène avec celles des systèmes classiques utilisés en sites isolés, il est nécessaire de connaître les différents critères utilisés pour leur évaluation. Pour les systèmes PV-Batteries, on utilise le critère appelé performance ratio (PR), rapport entre l'énergie photovoltaïque consommée par la charge et celle produite théoriquement par les panneaux solaires, c'est-à-dire celle produite dans des conditions standards (1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$). De nouveaux critères ont été définis dans un article [36] pour prendre en compte les problèmes de fonctionnement de certains systèmes installés. Le critère PF (Production Factor) est le rapport de l'énergie produite par le champ photovoltaïque sur sa production théorique. Le rendement du système est alors PR/PF, rapport entre l'énergie photovoltaïque consommée par la charge sur l'énergie photovoltaïque produite.

La Figure IV-34 montre les performances d'installations réelles PV-Batteries. Le rendement de ces systèmes est compris entre 60 % et 95 %. Par contre, leur Performance Ratio varie entre 10 % et 60 % mais la majorité des installations ont un PR inférieur à 40 %. La raison principale de ces faibles performances est la déconnexion fréquente du champ solaire pour la sécurité des batteries.

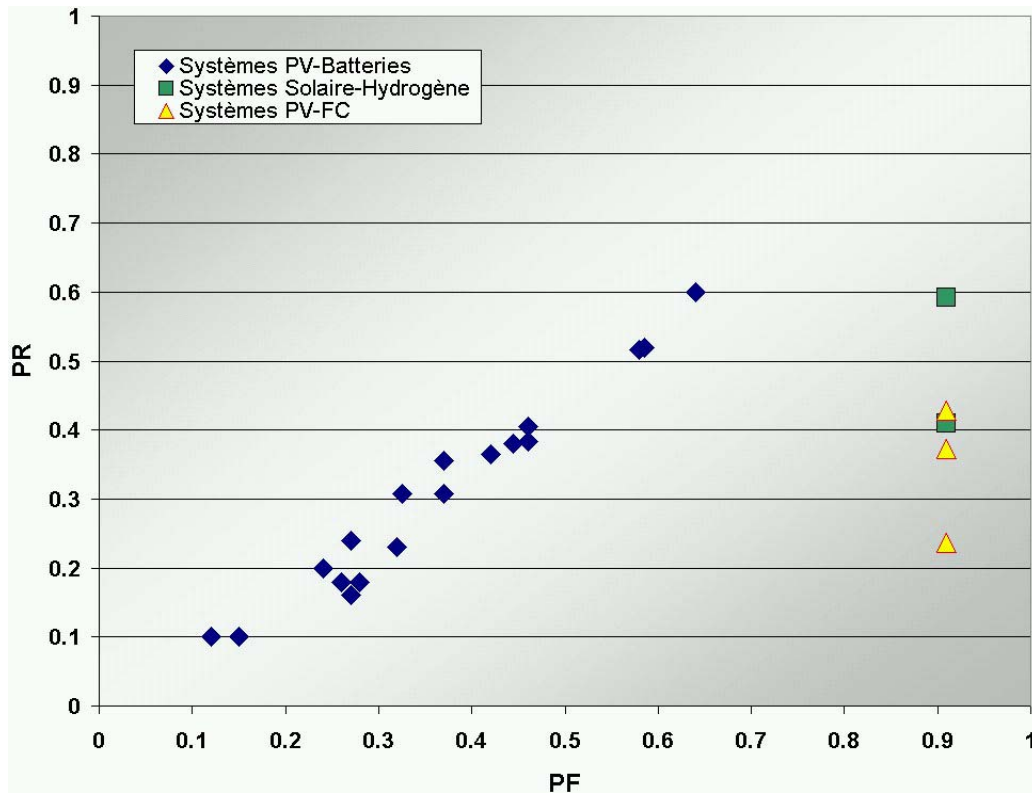


Figure IV-34 : Performance Ratio des systèmes PV-Batteries en fonction du critère PF, facteur de production – Installations réelles – Comparaison avec les systèmes Solaire-Hydrogène et les systèmes PV-FC. [36]

Dans les systèmes PV-FC, l'utilisation de l'énergie solaire est très importante, supérieure à 98 %. Le PF est calculé compris entre 90 % et 92 %, selon la décharge journalière de la batterie. Le PR du banc d'essai varie donc entre 23 % et 42 % selon le niveau d'optimisation du système de stockage. Les performances des systèmes PV-FC sont comparables à celles des systèmes PV-Batteries. La génération de chaleur sera un atout très important des systèmes PV-FC.

D'après les études précédentes, les systèmes Solaire-Hydrogène, utilisant les batteries comme stockage journalier et l'hydrogène comme stockage saisonnier, ont des rendements actuels de 44 %. L'amélioration du système de stockage par l'hydrogène permettrait d'atteindre 65 %. Le PF de ces systèmes peut être considéré équivalent à celui du banc d'essai en raison de leur stockage saisonnier. Ces systèmes ont des performances égales ou supérieures aux systèmes PV-Batteries. De plus, la génération de chaleur au cours de l'hiver peut être très intéressante pour certaines applications.

IV.5. Conclusion

L'outil de modélisation développé est un outil performant, permettant de simuler le comportement des systèmes PV-FC à partir d'essais expérimentaux de ses composants. L'architecture modulaire du modèle complet et de ses composants permet une détermination simple des paramètres d'ajustement et une utilisation de chaque modèle dans d'autres applications.

Les simulations réalisées permettent une première analyse du fonctionnement de banc d'essai et de l'influence de ses paramètres. L'amélioration du système de stockage, notamment par la réduction de la consommation intrinsèque permet d'obtenir des performances comparables aux systèmes classiques utilisés en sites isolés. La génération de chaleur, avantages du système de stockage par l'hydrogène, est possible avec les piles à combustible actuelles. Cependant, la durée de vie des piles à combustible est actuellement le frein technico-économique du système PV-FC.

V. CONCLUSION

Notre avenir énergétique doit être basé sur des énergies non polluantes ayant des ressources importantes. Les énergies renouvelables sont les meilleurs candidats mais l'intermittence de leur production nécessite de trouver des moyens de stockage efficaces et respectant l'environnement. Un système électrolyseur / pile à combustible permet de stocker de l'électricité par l'intermédiaire d'un stockage sous forme de gaz.

De nombreuses recherches ont été réalisées dans les années 90, pour utiliser l'hydrogène comme stockage saisonnier dans des systèmes autonomes de génération d'énergie. Ce stockage par l'hydrogène était très prometteur en dépit des performances relatives des électrolyseurs et des piles à combustible. Les progrès réalisés sur les composants électrochimiques sont très importants. Mais les performances du système de stockage par l'hydrogène n'avait pas été réévaluées. De plus, l'utilisation journalière de ce stockage permettant d'augmenter la génération de chaleur n'avait jamais été abordée. C'est dans ce cadre que le projet européen PV-FC SYS a été réalisé afin d'évaluer le potentiel d'un système autonome de production d'énergie électrique et thermique, de faible puissance, couplant un champ photovoltaïque et un système de stockage par l'hydrogène constitué d'un électrolyseur, d'une unité de stockage des gaz et d'une pile à combustible. Deux installations ont été réalisées : 1) un banc d'essai permettant de dimensionner les composants et de développer les outils nécessaires à leur fonctionnement, 2) le second système implanté dans un site industriel, évaluant les contraintes d'intégration des systèmes PV-FC. Le travail présenté s'intègre à ce projet. L'objectif global est l'évaluation des performances des systèmes PV-FC.

Pour atteindre cet objectif, deux outils complémentaires ont été développés : un banc d'essai et un outil de simulation.

Pour réaliser le banc d'essai, une étude bibliographique a permis de rassembler les informations nécessaires au dimensionnement et au choix du système et de ses composants. La disponibilité très limitée de composants adaptés à notre application nous a contraint à développer de nouveaux appareils. L'outil expérimental réalisé est automatisé et sécurisé. Les périphériques de l'électrolyseur et de la pile à combustible sont parfaitement adaptés à notre application. L'analyse expérimentale a permis d'évaluer le rendement du système de stockage par l'hydrogène par la détermination des différentes pertes au niveau chacun des composants. Le rendement maximum est évalué à 32 %. Différentes modifications du système ont été proposées permettant une amélioration des performances jusqu'à 55 %. L'optimisation du banc d'essai ainsi que sa finalisation ont été limitées par la faible disponibilité de composants adaptés à notre application.

L'outil de modélisation permet de simuler le fonctionnement du système complet pour une charge et un site donnés. Ce modèle permet de modéliser tout système à partir de résultats expérimentaux des composants. L'architecture modulaire du modèle complet et de ses composants permet une détermination simple des paramètres d'ajustement et une utilisation de chaque modèle dans d'autres applications. Les résultats de simulation ont permis de caractériser le fonctionnement du banc d'essai dans une application autonome, de déterminer ses performances et d'évaluer l'influence des différentes pertes du système. Le rendement électrique de fonctionnement est évalué à 26 %. La génération de chaleur est évaluée à 6 %. La réduction de la consommation intrinsèque des périphériques des composants électrochimiques permet une amélioration de 17 % des performances du système.

Ce travail aboutit à la réalisation d'un nouvel outil d'analyse à la fois expérimentale et théorique des systèmes PV-FC.

Les perspectives dans un futur proche sont : 1) Après finalisation du banc d'essai, la gestion d'énergie au sein du système et les phénomènes transitoires liés à la connexion de plusieurs composants électriques seront évalués. 2) Le modèle sera optimisé par l'apport des résultats expérimentaux du système complet. 3) Une étude comparative des deux installations du projet européen permettra d'évaluer les choix techniques les plus performants en terme d'architecture électrique et de gestion d'énergie. 4) L'intégration d'un modèle de batterie et d'un modèle de gestion d'énergie adapté à l'utilisation des batteries pour le stockage journalier permettra d'évaluer les performances actuelles d'un système Solaire-Hydrogène.

Ce travail a montré que les systèmes PV-FC pourrait atteindre des performances très intéressantes. Cependant, les freins technologiques des systèmes PV-FC de faibles puissances sont la durée de vie de la pile à combustible et la limite possible des performances du système de stockage par l'hydrogène pour le fonctionnement sécurisé des composants électrochimiques.

Les perspectives à long terme de notre travail sont nombreuses mais nous ne citerons que celles qui ne sont pas abordées par les recherches actuelles :

- L'amélioration du système de stockage par l'hydrogène sera permise par la modification des périphériques et l'augmentation de la pression de l'électrolyseur. Cependant, cette progression peut être limitée par la nécessité de conserver une sécurité suffisante des installations.
- Ces performances limites dépendant de la puissance des composants, la détermination des lois d'échelle pour chacun des composants permettra de définir la taille optimale du système de stockage par l'hydrogène.
- Le domaine de l'électronique de puissance est un point clef dans les systèmes énergétiques couplant plusieurs appareils de génération et de conversion d'énergie, en terme de rendement, de fiabilité, de durabilité et de modularité du système intégré. Le développement commercial de ces nouveaux prototypes nécessitera la standardisation des caractéristiques électriques des composants électrochimiques comme cela a été fait pour les panneaux photovoltaïques et les batteries.

Finalement, ce travail a mis en évidence la difficulté de réaliser un système de génération d'énergie environnementalement très intéressant, en raison de la faible disponibilité des composants électrochimiques du système et d'éléments de contrôle à basse consommation énergétique. L'engouement envers les énergies renouvelables semble actuellement en perte de vitesse et l'avenir énergétique s'oriente vers des technologies à rentabilité spontanée, ne contribuant pas à une réduction importante de la consommation mondiale. Il apparaît urgent de réaliser des études globales sur chaque filière de production et de stockage d'énergie permettant de définir le rendement global prenant en compte la fabrication, l'entretien et le recyclage des installations, la disponibilité des ressources et des matériaux de fabrication et enfin, l'impact sur notre environnement. Ces données permettront de sélectionner les filières les plus justifiées pour notre avenir énergétique et celui des générations futures.

VI. REFERENCES

- [1] Nature, 1^{ier} novembre 2002, p.981.
- [2] C. Dumbs, "Development of analysis tools for photovoltaic-diesel hybrid systems", Thèse de Ecole des Mines de Paris, 20/12/1999.
- [3] R.Metkemeijer, P. Achard, L. Rouveyre, D. Picot, "Hydrogen utilization efficiency in PEM fuel cells", Hydrogen Power: Theoretical and Engineering Solutions, pp. 581-590.
- [4] M. Founier, J. Hamelin, K. Agbossou, T.K. Bose, "Fuel Cell Operation with Oxygen Enrichment", Fuel Cells 2002,2, N°2.
- [5] www.ise.fhg.de/english/fields/field5/mb2/index.html
- [6] H. Went, B. Rohland, "Hydrogen production by water electrolysis", Kerntechnik 56 (1991) N°1.
- [7] www.diamondlite.com/ENGLISCH/WasserstoffE.htm
- [8] www.ginerinc.com/ogp.htm
- [9] O. Ulleberg, "Stand alone power systems for the future: optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems", Ph. D. dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 12/1998.
- [10] H. Janßen & al., "High pressure electrolysis. The key technology for efficient H₂ production", Proceedings of Hypothesis IV, Vol.1, pp.172-176, Stralsund, 2001.
- [11] F. Mitlitsky & al. (Juin 1999), "Applications and development of high pressure PEM systems", disponible sur: www.llnl.gov/tid/lof/documents/pdf/235977.pdf
- [12] C.J. Winter, "Solar hydrogen, energy carrier for the future exemplified by two field program : HYSOLAR & SWB", Renewable energy, Vol.5, N°1, pp. 69-76, 1994.
- [13] J.P. Vanhanen, "Operating experiences on a self-sufficient solar-H₂-FC system", Proceedings of the 2nd Nordic Symposium on Hydrogen and Fuel cells for Energy Storage, pp. 46-54, Helsinki, Finland,1995.
- [14] A. Haas & al., "Hydrogen energy storage for an autonomous renewable energy system – Analysis of experimental results", Proceedings of the ISES 1991 Solar World Congress, pp. 723-728, Denvers, Colorado, 1991.
- [15] I. Rosa & al., "Intermittent operation of a solar hydrogen production facility : yearly evaluation", Proceedings of the 10th World Hydrogen Energy Conference, pp. 421-430, June 20-24, Cocoa Beach, Florida, 1994.
- [16] P.A. Lehman & al., "Operating experiences with photovoltaic-hydrogen energy system", International Journal of Hydrogen Energy, Vol.22, N°5, pp. 465-470, 1997.
- [17] T. Schucan, "Hydrogen implementing agreement", AIE, Task 11 : Integrated systems, Final report of subtask A : Integrated Hydrogen energy systems. Disponible sur www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen/iea/case_studies.html
- [18] J.W. Hollenberg & al., "Development of a photovoltaic energy conversion system with hydrogen energy storage", International Journal of Hydrogen Energy, Vol.20, N°3, pp. 239-243, 1995.
- [19] A. Goetzberger & al., "The PV/Hydrogen/Oxygen – system of the self-sufficient solar house Freiburg", IEEE, pp. 1152-1158, 1993.
- [20] C. Meurer & al., "PHOEBUS – An autonomous supply system with renewable energy : six years of operational experience and advanced concepts", Solar Energy, Vol.67, N°1-3, pp. 131-138, 1999.
- [21] S.Galli, M. Stefanoni, "Development of solar hydrogen cycle in Italy", International Journal of Hydrogen Energy, Vol.22, N°5, pp. 453-458, 1997. Disponible sur www.h2forum.it/documenti/buenos_pa.pdf
- [22] K.Agbossou & al., "Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications", Journal of Power Sources, N°96, pp. 168-172, 2001.

- [23] J. Vanhanen, "On the Performance Improvements of small-scale Photovoltaic-hydrogen Energy System", NEMO Report 29, 1996.
- [24] F. Menzl, M. Wenske, "Investigation of the steady state and transient operating behaviour of 20 kW pressure electrolyser", *Hydrogen Power: theoretical and engineering solutions*, T.O. Saetre (ed.), 185-190, 1998.
- [25] F. Laurencelle & al., "Characterisation of Ballard MK-E Proton exchange membrane fuel cell stack", *Fuel Cell from fundamentals to systems 2001*, N°1, pp. 66-71, 2001.
- [26] J.P. Vanhanen, P.D. Lund, "Guidelines for sizing PV and Storage components of self-sufficient solar hydrogen systems", *Proc. 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Nice, France*, pp.1854-1857, 1995.
- [27] A. Siegel, T. Schott, "Optimization of Photovoltaic Hydrogen Production", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.13, N°11, pp. 21-33, 1988.
- [28] L. Rouveyre, "Contribution à l'optimisation d'un système de génération d'électricité comprenant une pile à combustible pour le véhicule électrique", Thèse de l'Ecole des Mines de Paris, 1994.
- [29] www.univ-ubs.fr/iutlo/hse/smorin/Smorin.html
- [30] O. Ulleberg, O. Morner, "TRNSYS models for solar-hydrogen systems", *Solar Energy*, Vol.59, N°4-6, pp. 271-279, 1997.
- [31] J. Kim & al. & C.E. Chamberlin, "Modeling of proton exchange fuel cell membrane with an empirical equation", *Journal of Electrochemical Society*, Vol. 142, N°8, pp. 2670-2674, 1995.
- [32] P.S. Kauranen, P.D. Lund, J.P. Vanhanen, "Development of a self-sufficient solar-hydrogen energy system", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.19, N° 1, pp. 99-106, 1994.
- [33] P.S. Kauranen, P.D. Lund, J.P. Vanhanen, "Development of a self-sufficient solar-hydrogen energy system", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.19, N°1, pp. 99-106, 1994.
- [34] O. Ulleberg, "Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.28, pp. 21-33, 2001.
- [35] D. Picot, "Etude numérique et expérimentale des écoulements dans une pile à combustible PEM adaptable aux applications embarquées", Thèse de l'Ecole des Mines de Paris, 1998.
- [36] D. Mayer, M. Heidenreich, "Performance analysis of stand alone PV systems from a rational use of energy point of view"

VII. GLOSSAIRE

AC	<i>Alternative Current</i> ou courant alternatif
alc.	alcalin
Bus	bus DC ou AC, mini réseau
CSTD	conditions standards
DC/DC	convertisseur de tension continue
DC	<i>Direct Current</i> ou courant continu
DG	générateur diesel
EL	électrolyseur
FC	<i>Fuel Cell</i> ou pile à combustible
kW _p ou kW _c	puissance crête (<i>peak</i>) du champ photovoltaïque
LIE	limite inférieure d'explosivité (4 % d'hydrogène dans l'oxygène)
MH	métal hydrure
MPP	point de puissance maximale d'un champ photovoltaïque
MPPT	appareil de conversion permettant de fournir le point de puissance maximale d'un champ photovoltaïque
Nm ³	volume d'un gaz dans les conditions normales : Pression atmosphérique, température 0°C
P _a ou P _o	pression atmosphérique
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PMU	<i>Power Management Unit</i> , appareil central du banc d'essai assurant la conversion et la gestion d'énergie au sein du banc d'essai
P _{nom}	puissance nominale correspond à la puissance maximale
PV	panneau photovoltaïque ou champ solaire
SOC	<i>state of charge</i> ou état de charge (batterie)
ST	unite de stockage de gaz
WT	<i>Wind Turbine</i> ou éolienne

VIII. ANNEXES

VIII.1. Annexe 1 : Cahier des charges du PMU (Document Ainelec).....	133
VIII.2. Annexe 2 : Boite de jonction du champ solaire	141
VIII.3. Annexe 3 : Le banc d'essai	143
VIII.4. Annexe 4 : Installation de Agrate.....	153
VIII.5. Annexe 5 : Modèle électrique des composants électrochimiques.....	157

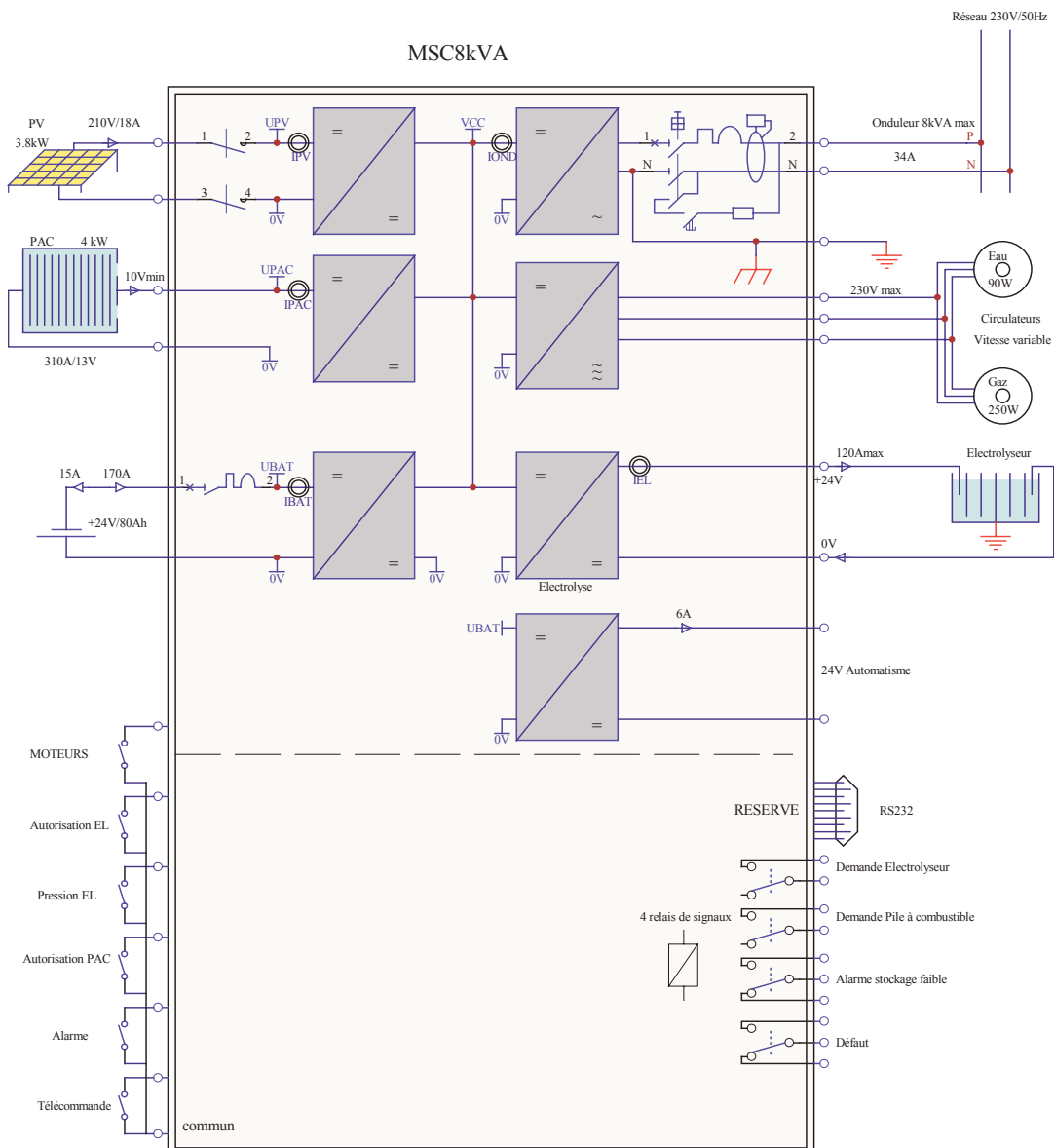
VIII.1. Annexe 1 : Cahier des charges du PMU (Document Ainelec)

Convertisseur pour le système PV/FC - convention 01 05 066

1 - Objet:

Ce convertisseur doit fournir :

- une tension alternative pour un réseau monophasé, à partir d'un champ photovoltaïque et d'une pile à combustible, en optimisant l'emploi de ces sources,
- un courant continu pour un électrolyseur basse tension, permettant la recharge de la pile à combustible à partir d'énergie solaire,
- une tension triphasée pour commander à vitesse variable des petits moteurs régulant le débit d'eau de refroidissement et de gaz du système,
- une tension continue secourue pour automatisme, à partir d'une batterie tampon.



2 - Sources énergies électriques :

Panneaux photovoltaïques

Puissance : 3,8 kW – Tension : 210 Vcc (1) – Courant : 18 Acc

Le convertisseur pilote la puissance sous fonction MPPT.

Source pile à combustible (PAC)

Puissance : 4 kW – Tension : 13 V à 18 V (1) – Courant : 310 A à 13 V – La tension d'entrée peut descendre à 10 V, auquel cas le courant reste à 310 A.

L'énergie prélevée complète la source photovoltaïque pour correspondre à la demande réseau.

En cas d'alarme PAC, il y a coupure de la consommation sur la pile.

Batterie

Tension nominale : 24 V (1) – Capacité : 80 Ah

La batterie est protégée par disjoncteur interne au convertisseur; elle sert de relais de puissance lors du démarrage de la pile à combustible.

Elle alimente l'automate au travers d'une alimentation à découpage interne à l'appareil.

La batterie est rechargée lors de suffisance solaire par rapport à l'utilisation :

- prioritairement si sa tension est trop faible, jusqu'à sa recharge significative
- sur excédent d'énergie

L'excédent d'énergie est déclaré si le courant de l'électrolyseur est inférieur au courant de démarrage de la fonction d'électrolyse ou si l'électrolyseur n'est pas autorisé à fonctionner.

Les consignes d'exploitation de la batterie (i.e. séquences de charge et de décharge) sont programmables sur le convertisseur.

- (1) les tensions des sources sont flottantes ; elles sont référencées par le couplage des modules de conversion dans l'appareil.

3 - Charges en sortie de convertisseur

Réseau local

Tension monophasée : 230 V +/- 5 % – 50 Hz +/- 1 % sinusoïdale.

Puissance maximale : 8 kW – charges domestiques (réfrigération, éclairage, matériel informatique...).

Le neutre est mis à la terre et un différentiel interne au convertisseur protège la sortie utilisation (schéma électrique régime TT). La terre est connectée sur le coffret.

Electrolyseur

Tension : 24 V flottant – Le point milieu de l'électrolyseur est référencé à la terre.

Courant : 120 A maximum sous 30 V.

En cas de suffisance photovoltaïque, le convertisseur fait un test sur l'électrolyseur pour savoir si son courant de démarrage est atteint, auquel cas le courant est maintenu jusqu'à la demande d'arrêt d'électrolyse ou jusqu'à détection de courant trop faible. Le seuil minimal de courant est programmable sur le convertisseur.

Le courant maximal est atteint si la consommation utilisateur est faible.

Moteurs a vitesse variable

Tension triphasée alternative : 230 V triangle.

Fréquence variable : jusqu'à 50 Hz, indexée sur le débit de la pile à combustible ; les paramètres de vitesse sont programmables en valeur minimale et maximale.

- Pompe à gaz : Puissance < 250 W

- Pompe à eau : Puissance = 90 W

En cas d'alarme, il y a forçage des débits d'eau et de gaz au maximum de vitesse programmé.

Ce convertisseur est protégé des surcharges par disjonction électronique, entraînant l'arrêt de consommation sur la pile à combustible et l'allumage de l'information Défaut.

Sortie continue pour automate :

Tension : 24 VDC +/- 5 % – Courant : 7 A.

4 - Entrées logiques:

1) Télécommande de l'ensemble (TCDE) – Permet de réinitialiser les cycles en cours

Fonction marche/Arrêt convertisseur - L'arrêt est réalisé par ouverture de l'entrée

2) Autorisation de l'électrolyseur (entrée AEL)

Arrêt de l'injection de courant sur l'électrolyseur par ouverture de l'entrée

3) Pression EL (entrée PEL)

Courant minimum de charge électrolyseur par ouverture de l'entrée pression

4) Alarme pile à combustible (entrée ALARME)

Arrêt de consommation PAC et forçage vitesse moteurs par ouverture de l'entrée

5) Autorisation de la pile a combustible (entrée APAC)

Arrêt de consommation pile par ouverture de l'entrée (indique une indisponibilité ou un épuisement de la pile)

6) Autorisation moteurs (entrée MOTEURS)

Arrêt des moteurs par ouverture de l'entrée (doit être fermé pour utilisation PAC)

Ces informations sont activées par des contacts secs externes. La tension délivrée est de 15V, le courant absorbé par les entrées du convertisseur étant de quelques mA.

5 - Sorties logiques:

1) Fonction Demande électrolyse (sortie DEL)

2) Fonction Demande PAC (sortie DPAC)

3) Fonction Alarme stockage faible (sortie STOCK)

4) Défaut ou arrêt par télécommande (sortie DEF)

Ces relais délivrent des contacts secs pouvant commuter 230 Vac / 1 A ou 30 Vdc / 2 A – P = 3 W.

La fonction « Demande électrolyse » est effective dès l'instant où la puissance PV est excédentaire par rapport à l'utilisation.

La fonction « Demande PAC » est enclenchée dans le cas où l'utilisation est supérieure à la fourniture PV.

La sortie « Alarme stockage bas » est enclenchée pour la PAC ou la batterie trop faible. Le seuil est anticipé avant coupure par une variable programmable afin de permettre à l'utilisateur un délestage de puissance.

La fonction défaut est enclenchée sur état bloquant (surchauffe, surintensité circulateur...).

6 - Paramétrage/suivi:

- 1) Afficheur alphanumérique
Un afficheur à cristaux liquides visualise les informations du convertisseur, 3 boutons permettant de sélectionner les menus et de modifier le paramétrage de l'installation.
- 2) Liaison informatique
Option de type RS232 – Réserve.

Tableau Mesures :

En début de menu, les mesures sont résumées pour le suivi fonctionnel « utilisateur » ci-dessous.

Variable	Résolution	Libellé	Application
Upv.V	1 V	Tension PV	Source photovoltaïque
Ipv.A	0,1 A	Courant PV	
Upac.V	0,1 V	Tension PAC	Source pile a combustible
Ipac.A	1,25 A	Courant PAC	
Ubat.V	0,1 V	Tension Batterie	Source batterie
Ipat.A	1 A	Courant Batterie + ou -	
Vs.V	1 V	Tension alternative	Sortie monophasée
Fs.Hz	0,25 Hz	Fréquence	
Ioms	0,2 A	Courant moyen onduleur	
IEL.A	0,5 A	Courant électrolyseur	Electrolyseur
Vm	1 V	Tension triphasée moteurs	Moteurs Eau/gaz
Fm	0,25 Hz	Fréquence moteurs	

Compléments techniques :

Quelques données complémentaires permettent le suivi au niveau « technicien ».

Variable	Résolution	Libellé	Application
Stop	-	Résumé des conditions d'arrêt	Convertisseur
EpvWh	1 Wh	Cumul Energie PV	Source photovoltaïque
EpacWh	1 Wh	Energie PAC	Source pile a combustible
EomsWh	1 Wh	Energie utilisation continue	Sortie monophasée
Heure	1 min	Horloge interne	Liaison RS232
tcycle	1 min	Temps d'échantillonnage	

Consignes réglables :

Enfin, les consignes programmables sont regroupées dans un menu « Installateur ».

Variable	Résolution	Libellé	Application
UpvNom	1 V	Tension nominale PV	Source photovoltaïque
Upacmin	0,1 V	Tension d'arrêt Pile	Source pile a combustible
Ipacmin	1,25 A	Courant d'arrêt Pile	
Ubmax	0,125 V	Tension d'arrêt de charge	Source batterie
Ubmin	0,125 V	Tension de début de charge	
Ubnom	0,125 V	Tension réarme Ualarme	
Ualarme	0,125 V	Tension mini de décharge	
IELmin	0,5 A	Courant démarrage EL	Electrolyseur
tELmin	1 min	Temps d'arrêt électrolyse	
Ichauffe	0,5 A	Courant sur pression réduite	
Fmin	0,25 Hz	Fréquence mini PAC = 0 W	Moteurs Eau/gaz
Fmax	0,25 Hz	Fréquence maxi PAC = 4 kW	

7 – Fonctionnel

La tension du réseau est délivrée par un onduleur monophasé tirant son énergie des panneaux photovoltaïques.

En cas d'excédent d'énergie solaire :

- Un chargeur prélève l'énergie pour recharger une batterie tampon si la tension est inférieure à Ubmin, jusqu'à la tension de recharge Ubmax. En séquence de décharge, si la tension batterie devient inférieure à la tension Ualarme, le système active le contact « Stockage faible ». Ce signal est réarmé dès passage à Ubnom.
- Un convertisseur DC/DC demande la fonction électrolyse. Sur autorisation de fonctionnement de l'électrolyseur, il alimente l'appareil (à courant réduit Ichauffe si l'entrée pression EL est ouverte, au courant maximum alloué dans le cas contraire) jusqu'à constater que son courant est inférieur au courant IELmin ou jusqu'à arrêt de l'autorisation électrolyse. Dans ce cas, le convertisseur retire sa demande électrolyse et s'arrête pendant un temps programmable tEL.

En cas d'insuffisance d'énergie solaire :

- Un convertisseur DC/DC demande la pile à combustible.
- Sur autorisation d'emploi, les moteurs sont pilotés à la vitesse minimale, le premier débit de puissance étant assuré par la batterie ; le courant d'emploi de la pile augmente ainsi que la vitesse des moteurs de circulation de l'eau et du gaz selon la loi de vitesse programmée, puis se stabilise à la puissance complémentaire demandée par l'utilisation.

Il y a arrêt de l'utilisation de la pile :

- Arrêt immédiat sur Alarme Pile à combustible, avec vitesse maximale des moteurs,
- Sur fin d'autorisation pile à combustible, le courant descendant jusqu'à IPACmin puis la consommation devient nulle si le débit n'est plus assuré,
- Sur détection de suffisance d'énergie solaire : la demande PAC s'éteint, le courant décroît au courant IPACmin, puis s'arrête en dessous de ce seuil.

Les moteurs sont :

- Activés dès l'utilisation de la pile, l'entrée MOTEURS étant fermée.
- Arrêtés dès ouverture de l'entrée MOTEURS, dans un cycle normal d'arrêt (alarme PAC, fin d'autorisation PAC).

8 – Contraintes environnementales

Température : 0 à 40 °C.

9 – Présentation

Coffret à fixation murale de 600 x 600 x 300 – masse moyenne de 100 kg.
Protection : IP20 IK5.

10 – Raccordement électrique

Au travers de presse étoupe en partie inférieure.

Bornes raccordement :

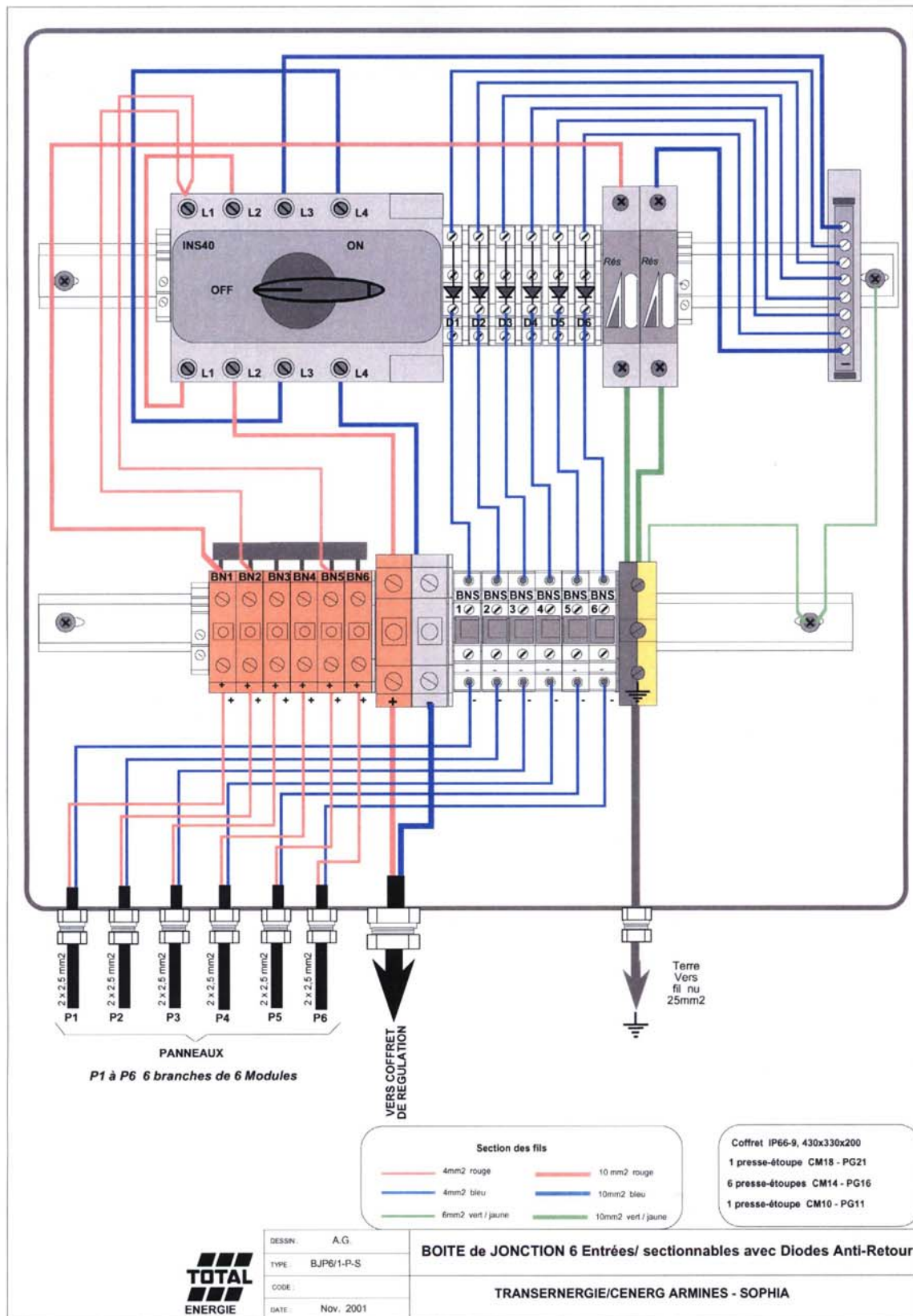
POWER

BORNES	SECTION NOMINAL (mm ²)	APPELATION	ORIGINE	DESTINATION	POTENTIEL
P1	95	+PAC	Pile A Combustible	L1	13Vcc
P2	95	-PAC	Pile A Combustible	0V	
P3	95	+EL	ELECTROLYSEUR	L2	24Vcc
P4	95	-EL	ELECTROLYSEUR	0V	
DJ1	35	+BATT	Batterie	L3	24Vcc
P5	35	-BATT	Batterie	0V	
S1	10	+PV	Panneaux photovoltaïque	L4	210Vcc
S1	10	-PV	Panneaux photovoltaïque	0V	
DJ2	16	PH	MSC8K	Phase (réseau)	230Vac
DJ2	16	N	MSC8K	Neutre (réseau)	
P6	6	U	MSC8K	Circulateurs	230Vac max
P7	6	V	MSC8K	Circulateurs	
P8	6	W	MSC8K	Circulateurs	
P9	6	+24VA	MSC8K		24Vcc
P10	6	0VA	MSC8K		
P11	35	TERRE	MSC8K		

SIGNALS

BORNES	NOM	APPELATION	ORIGINE	DESTINATION	POTENTIEL
S1	TCDE	Télécommande	----	MSC8K	12Vcc
S2	AEL	Autorisation EL	----	MSC8K	
S3	PEL	Pression EL	----	MSC8K	
S4	APAC	Autorisation PAC	----	MSC8K	
S5	ALARME	Alarme	----	MSC8K	
S6	MOTEURS	Autorisation moteurs	----	MSC8K	
S7	COMMUN	Commun télécommandes	----	----	Contact sec
S8	DEL	Demande EL	MSC8K (travail)	----	Contact sec
S9	DPAC	Demande PAC	MSC8K (travail)	----	
S10	COMMUN	Commun DEL/DPAC	MSC8K (commun)	----	Contact sec
S11	STOCKAGE	Stockage faible	MSC8K (repos)	----	
S12	STOCKAGE	Stockage faible	MSC8K (commun)	----	
S13	STOCKAGE	Stockage faible	MSC8K (travail)	----	Contact sec
S14	DEFAUT	Défaut	MSC8K (repos)	----	
S15	DEFAUT	Défaut	MSC8K (commun)	----	
S16	DEFAUT	Défaut	MSC8K (travail)	----	

VIII.2. Annexe 2 : Boite de jonction du champ solaire



VIII.3. Annexe 3 : Le banc d'essai

Champ photovoltaïque



36 modules PW1000 (Photowatt) : 6 branches en parallèle de 6 modules en série – Inclinaison de 45 °.

Aux conditions standards	
Puissance	3,6 kW _c
Tension de circuit ouvert	259,2 V
Intensité de court circuit	17,4 A
Tension à MPP*	206,4 V
Intensité à MPP*	18 A

*MPP : *Maximum Power Point* ou Point de Puissance Maximum

Capteur de température
ambiante

Pyranomètre



Composants électrochimiques



Electrolyseur: 16 cellules de 300 cm², technologie alcaline zéro gap, Hydrogen Systems, périphérique conçu au laboratoire

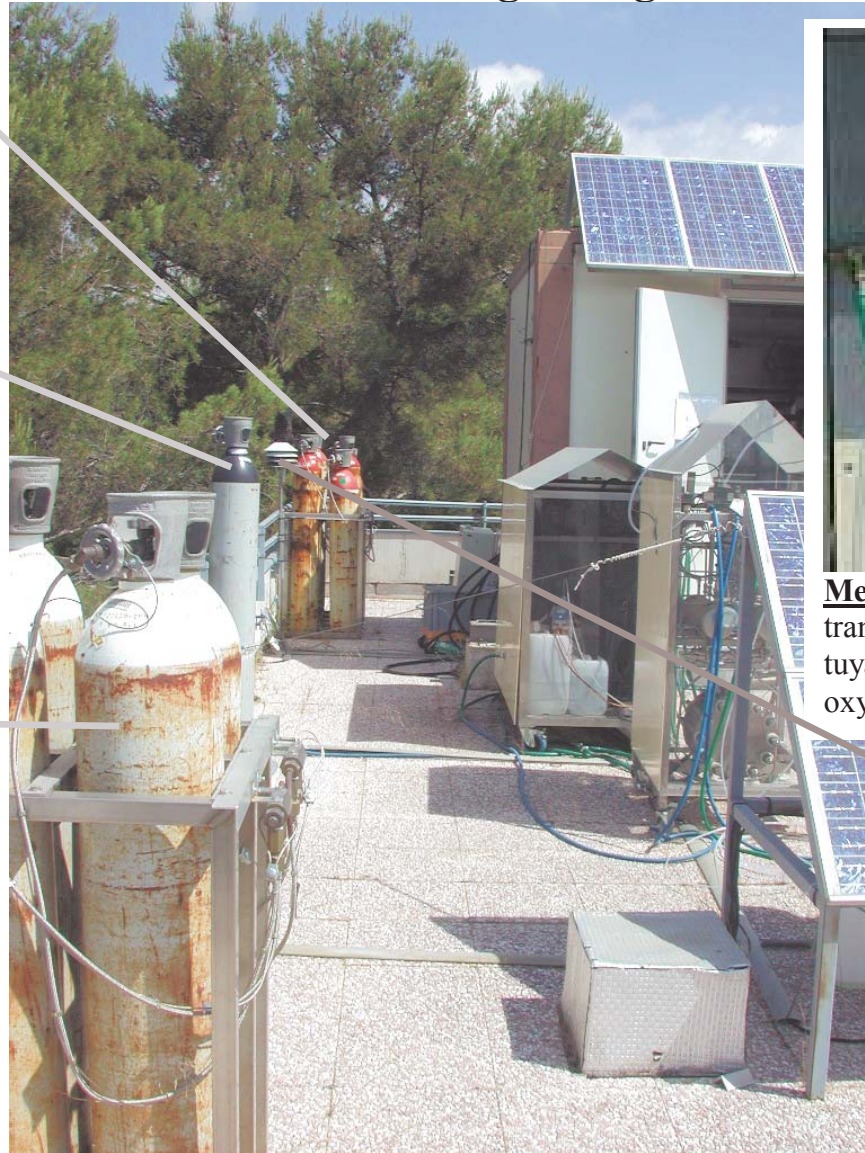
Pile à combustible : 18 cellules de 900 cm², de technologie PEM, De Nora, périphérique conçu au laboratoire

Unité de stockage des gaz

Stockage d'hydrogène :
400 litres, 10 bar max.

Stockage d'azote :
100 litres, 200 bar

Stockage d'oxygène :
200 litres, 10 bar max.

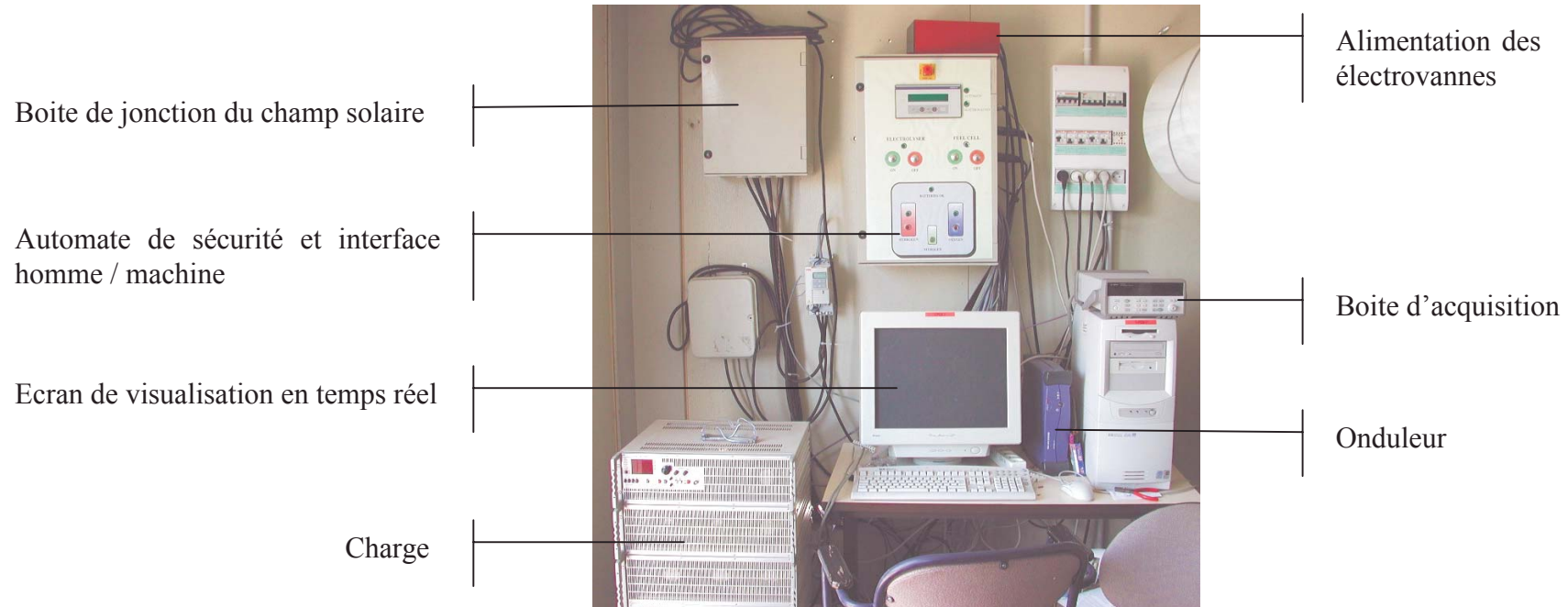


Mesure de pression du stockage :
transmetteurs et manomètres
tuyau transparent : hydrogène ; tuyau bleu :
oxygène ; tuyau vert : azote

*Capteur de température
ambiante :*



Acquisition et contrôle



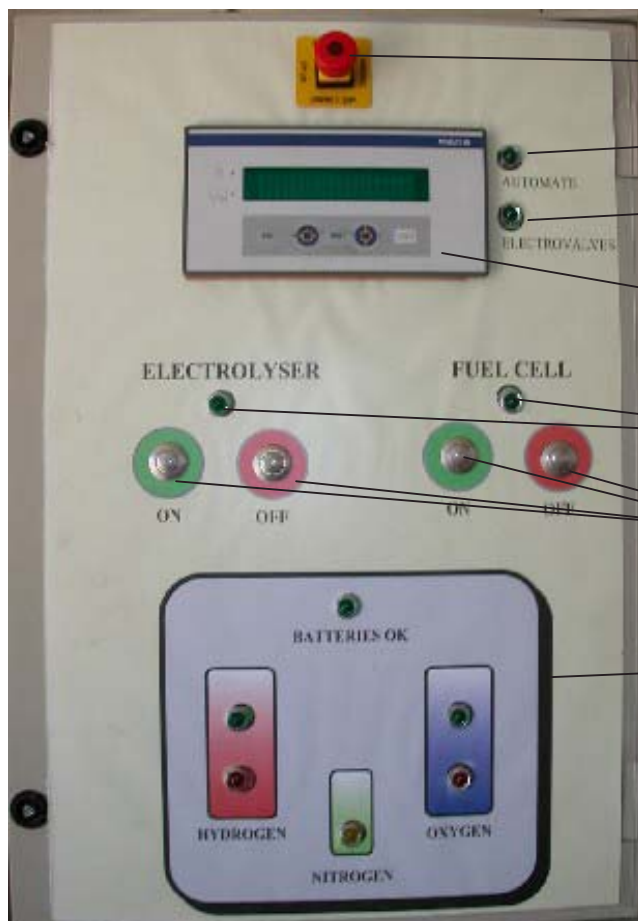
Automate de sécurité



Automate de sécurité

TSX Micro,
Modicon,
Telemecanique

Interface homme/machine de l'automate de sécurité assurant le fonctionnement du système de stockage par l'hydrogène.



Bouton d'arrêt d'urgence

Voyant d'alimentation de l'automate

Voyant d'alimentation des électrovannes

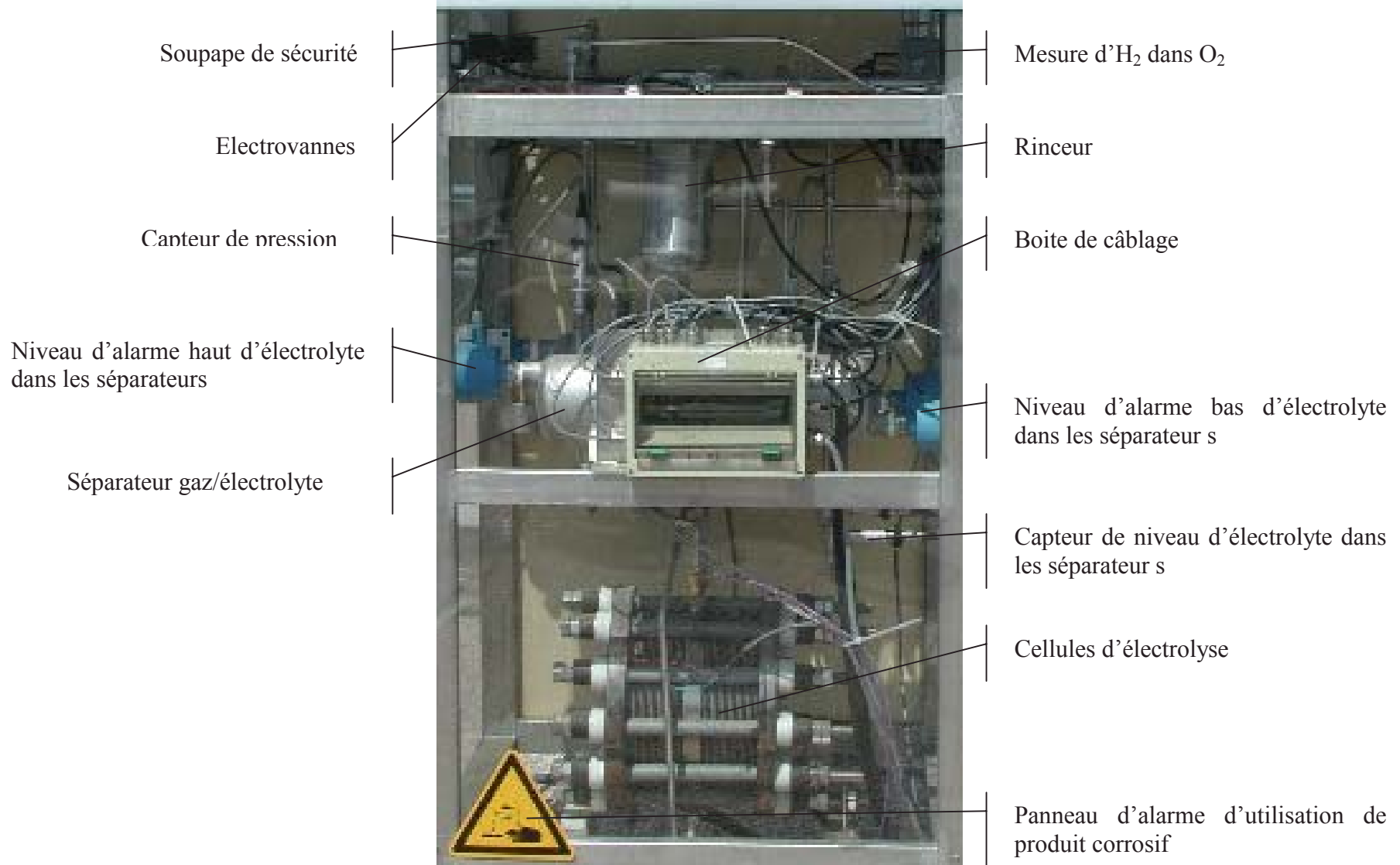
Interface homme/machine de l'automate
Module Magelis

Voyant de fonctionnement de la pile et
de l'électrolyseur

Bouton de démarrage ou d'arrêt des
composants électrochimiques

Voyant d'état de la batterie, des unités
de stockage d'hydrogène, d'oxygène et
d'azote

L'électrolyseur du banc d'essai :



La pile à combustible du banc d'essai :

Détendeur d'hydrogène

Electrovanne d'H₂

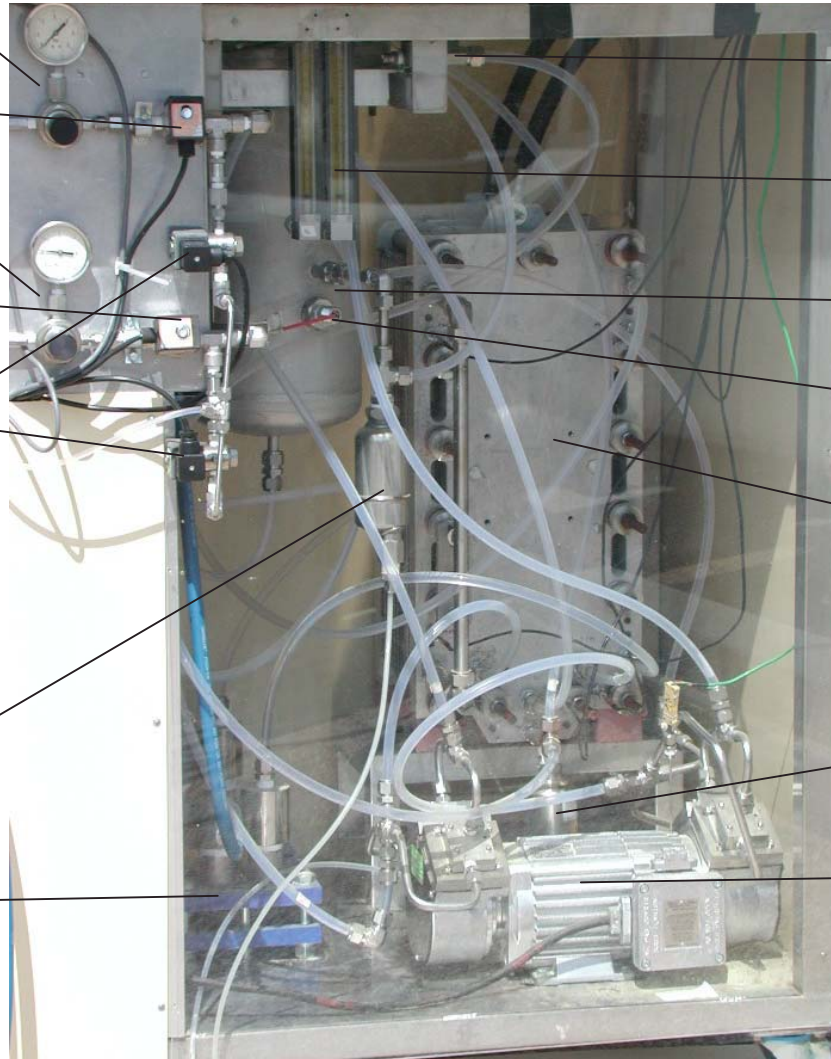
Détendeur d'oxygène

Electrovanne d'O₂

Electrovannes d'N₂

Trop plein d'eau

Echangeur eau/eau



Electrovannes de sortie des gaz

Débitmètres

Cyclone/stockage de l'eau pure

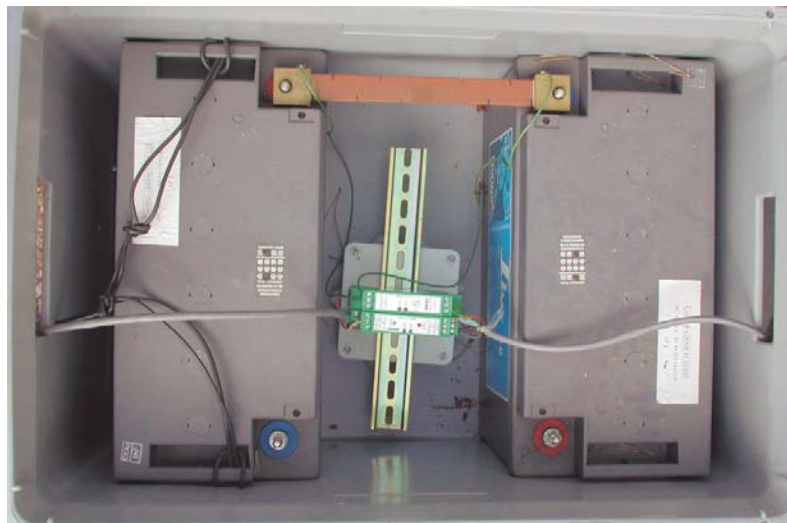
Capteur d'alarme de niveau bas

Cellules électrochimiques

Séparateur hydrogène/eau

Pompe de recirculation des gaz

Les batteries de sécurité :



Deux batteries Fulmen de 12 V – 80 Ah connectées en série.

La charge :



10 lampes de 500 W : puissance variable de 0 à 5 kW.

VIII.4. Annexe 4 : Installation de Agrate

Le système PV-FC installé à Agrate est différent du banc d'essai. Les composants électrochimiques sont des produits commercialisés. L'électrolyseur fourni par Hydrogen Systems (Belgique), est constitué de 30 cellules alcalines de 150 cm² et fonctionne à 30 bar. La pile à combustible délivrée par Air Liquide (France), délivre un courant alternatif. Sa puissance maximale de 1,2 kW. L'architecture électrique est mixte couplant bus DC entre les panneaux photovoltaïques, l'électrolyseur et la batterie et bus AC entre les PV et la pile à combustible.

Le champ solaire est identique à celui du banc d'essai : 36 modules PW1000 (Photowatt)



Champ photovoltaïque de 3,6 kW – Inclinaison 30 °.

L'électrolyseur est constitué de 30 cellules alcalines de 150 cm². La pression de fonctionnement est de 30 bar. L'intensité et la tension nominales sont 60 A et 60 V.



Electrolyseur alcalin de 3,6 kW (Hydrogen Systems) et son unité de contrôle (à droite).

La pile à combustible est de technologie PEM, fournissant 2 kW (courant alternatif).



Pile à combustible PEM de 2 kW (Air Liquide) et son unité de contrôle (à droite).

Le stockage d'hydrogène est une citerne fournie par Air Liquide de 4 m³. Ce stockage est rempli par l'électrolyseur à une pression maximale de 10 bar mais peut aussi être alimenté en hydrogène par le réseau de STM. L'oxygène n'est pas stocké.



Unité de stockage d'hydrogène 4 m³ à 10 bar (Air Liquide).

Le PMU assure la conversion et la gestion d'énergie au sein du système.



PMU : Appareil de conversion et de gestion du système (Ainelec).

VIII.5. Annexe 5 : Modèle électrique des composants électrochimiques

Article prochainement publié dans Journal of Power Sources

A NEW APPROACH TO EMPIRICAL ELECTRICAL MODELLING OF A FUEL CELL, AN ELECTROLYSER OR A REGENERATIVE FUEL CELL

S. Busquet, C.E. Hubert, J. Labbé, D. Mayer, R. Metkemeijer.

ABSTRACT

In terms of fuel cell steady-state performance modelling, many electrical models have been developed either from a theoretical point of view or from an empirical point of view. The model described in this article is from the empirical point of view approach. This model enables to simulate both fuel cells and electrolysers V-j curves (cell voltage versus current density) in typical conditions. This model is particularly adapted to regenerative fuel cell (RFC) simulation. It is a four degree-of-freedom model and it is convergent near zero current. It depends on the stack temperature and the oxygen partial pressure. The regions where mass transfer limitations occur have not been modelled, because they are usually avoided for efficiency or thermal reasons. The parameters have been fitted with a 4 kW_e proton exchange membrane fuel cell and a 3,6 kW_e electrolyser. The electrical equations and the experimental data are well correlated.

KEYS WORDS: fuel cell, electrolyser, regenerative fuel cell, empirical model, convergence.

I. INTRODUCTION

The Centre d'Energétique of Ecole des Mines de Paris at Sophia Antipolis has gained experience in fuel cell (FC) studies for 10 years, and particularly in proton exchange membrane fuel cell (PEMFC). Since the development of the first fuel cell stack test bench, many works have been achieved in terms of fuel cell integration, hydrogen generation or storage and fuel cell modelling. For testing purposes, a dedicated fuel cell stack test bench is available, capable of testing fuel cells up to 15 kW_e in various system configurations.

The laboratory is also doing research concerning hybrid systems made up of a renewable energy generator (Photovoltaic field or PV), a back-up unit (Diesel engine) and a storage system (batteries, Fuel Cell/gas storage/Electrolyser).

For these projects two test facilities have been set up. The first one is a PV-Battery-Diesel test bench and the second one is a PV-Electrolyser-Fuel Cell test bench.

This latter, constructed within the frame of the PVFC-SYS European project (ERK5-CT1999-00017) is an autonomous electricity generator including a PV field (3,6 kW_p), an electrolyser (3,6 kW) splitting water into hydrogen and oxygen, a gas storage unit (4 Nm³ of H₂ and 2 Nm³ of O₂) and a PEMFC (4 kW_e) to generate electricity during low sun shine periods.

This test bench, described in different articles [1][2][3] enables us to validate the model of each component and finally of the complete system.

Different approaches exist to simulate the electrical characteristics of a FC. There are roughly two kinds of fuel cell models.

The first one is the theoretical model (also named mechanistic model), which describes the electrochemical reactions occurring in the cells. In the model of R. Metkemeijer [4], the cell voltage is the thermodynamical voltage, minus the different overvoltages due to the ionic transfers at the anode and at the cathode, the resistive losses and the material transfer at high current density. Each term of the equation depends on the stack temperature and the partial pressure of hydrogen and oxygen. This approach requires the knowledge of nine parameters, which are difficult to determine.

The model of Amphlett [5], which is largely quoted in the literature, is also based on Nernst and Tafel equations. It considers all physical parameters in the system (effective pressure of oxygen and hydrogen, temperature, concentration of oxygen, hydrogen, water, proton). Since all these parameters cannot be identified, the authors use empirical means to estimate their values [6].

Since then, it has been improved and now allows to take into account the fuel cell parameters (such as active area and membrane thickness) and the voltage degradation with membrane ageing [7], [8]. This model has to consider empirical and semi empirical parameters, like ohmic overvoltage and the equilibrium water content of the membrane.

In the second method, a semi empirical equation is used, of which parameters are calculated through an identification process with experimental data. The terms of this equation come from Nernst, Tafel and Ohm laws. This kind of model does not pretend to be universal but it is much simpler than theoretical ones.

The model of Chamberlin and Kim [9] describes the cell voltage depending on the current density, with five parameters (equation 1).

$$V_{cell}(J) = E_0 - b \times \ln (J) - R \times J - m \times \exp (n \times J) \quad (1)$$

V_{cell}	Cell voltage (V)
J	Current density ($A.cm^{-2}$)
E_0	Open circuit voltage (V)
b	Tafel's parameter for the oxygen reduction (V)
R	Resistance ($\Omega.cm^2$)
m, n	Diffusion's parameters (V & A^{-1})

Each term of equation (1) is dominant in each region of the V-J characteristic (Figure 1). In region 1, the voltage decreases drastically due to the oxygen electrochemical activation reactions (logarithm term has the main influence). In region 2, the curve is roughly linear (resistive losses). The region 3 corresponds to the diffusion losses (exponential term).

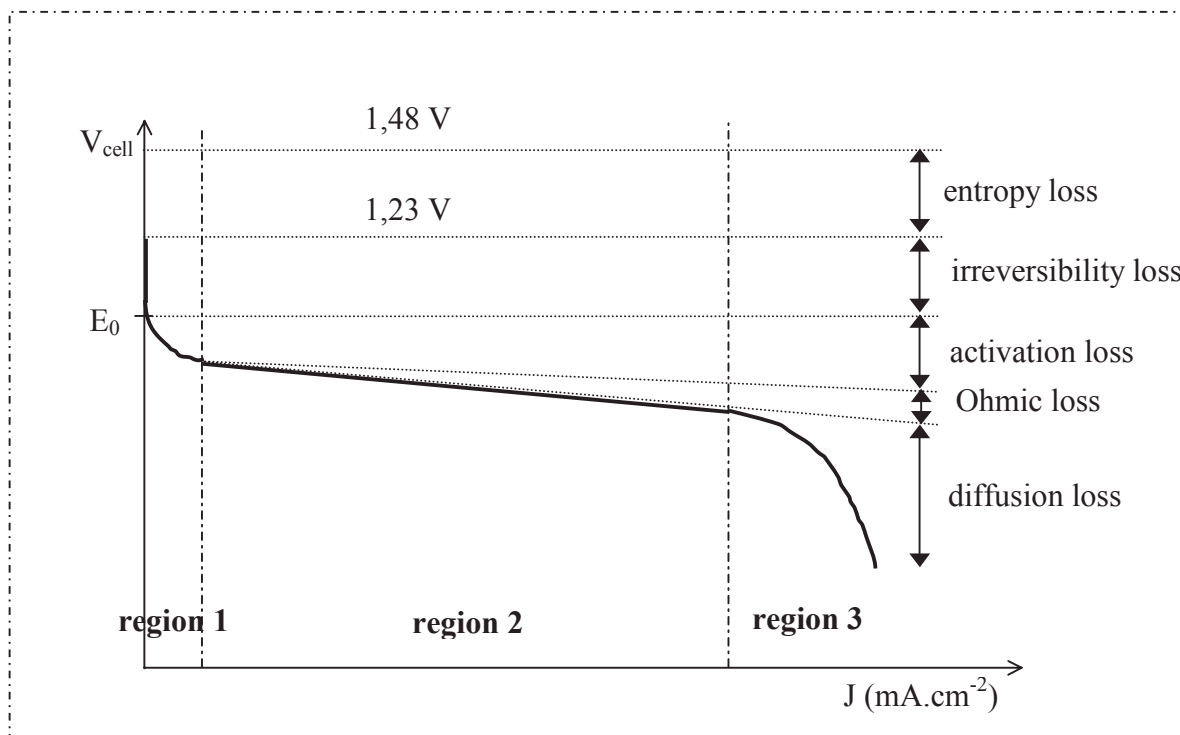


Figure 1: Fuel Cell characteristic – cell voltage-current density

In Kim's model, the five parameters (E_0 , b , R , m , n) depend on the temperature and pressure in the cell and the oxygen partial pressure. They also depend on the stack itself, so that it can not be transposed to another fuel cell without a new identification of the parameters.

This model fits very well with experimental results. J. Hamelin has compared the Amphlett's model and the Kim's one [12]. It appears that both predicted voltages are very close to each other and that they both differ slightly from experimental cell voltage in the same regions (low and high current densities).

However it is a real issue to simulate the fuel cell behaviour in the first zone (i.e. for low current densities). Indeed, the Kim's model is divergent close to $J=0$.

This problem particularly appears when modelling a regenerative fuel cell, a device that can be used either as an electrolyser or as a fuel cell, because equation (1) diverges each time the device passes continuously from one operation to the other one.

To solve this problem, we propose a new model passing through the divergence. Described in chapter II, the model is validated in chapter III for a fuel cell and an electrolyser running in regions 1 and 2.

To simulate an electrolyser, the same electrical equation is used, changing the value of the parameters.

The model is hence able to simulate a regenerative fuel cell throughout its complete behaviour.

II. DESCRIPTION OF THE MODEL

The proposed model is very close to the classical semi empirical model of Kim with the advantage to be convergent for all current density. Furthermore, it is a purely empirical model. The electrical equation as well as the matlab program have been developed in the laboratory in 1999. It is a four-degree-of-freedom model.

This model does not take into account the diffusion area (region 3 in Figure 1). Like in Kim's model, it is possible to add an exponential term to tackle this issue. The authors did not want to damage the fuel cell by using it in this region. Fuel cells are usually used in a region where no thermal or diffusion problems occur for all temperatures (normally for cell voltages $> 0,5 \sim 0,6$ V).

II.1. Electrical equation

To solve the convergence problem, we propose to change the logarithm term into $\frac{1}{\ln J}$, close to 0 for $J=0$. The following equation is obtained :

$$V_{cell}(J) = E + \frac{b}{\ln(d \times J)} - c \times J \quad (2)$$

V_{cell}	cell voltage (V)
J	current density ($A.cm^{-2}$)
E, b, c, d	parameters (V, V, $\Omega.cm^{-2}$, $cm^2.A^{-1}$)

The other hypotheses are summed up Figure 2.

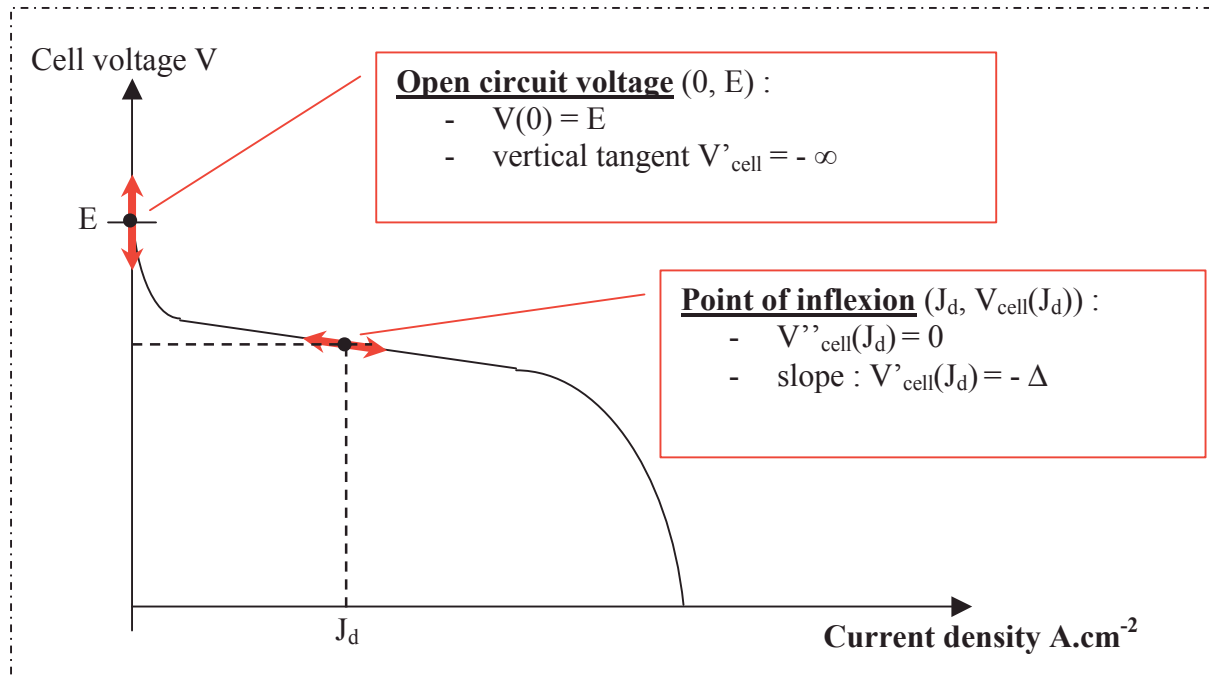


Figure 2: Main hypothesis of the expounded model

Parameter E has a physical meaning: it is the open circuit voltage.

The curve of the cell potential (V) versus the current density (J) has an inflexion point for $J = J_d$ and at this point, the slope of the tangent is noted $-\Delta$; it is the sum of activation and resistive losses (see Figure 1).

From the two equations: $V''_{cell}(J_d) = 0$ and $V'_{cell}(J_d) = -\Delta$
we obtain two new equations: and

Replacing this terms in equation 2, we finally end up with :

$$V_{cell}(J) = E + \frac{b}{\ln\left(\frac{J}{J_d}\right) - 2} + \left(\frac{b}{4 \times J_d} - \Delta\right) \times J \quad (3)$$

E open circuit voltage (for $J=0$)
b, J_d , Δ other parameters of the model (V, $A.cm^{-2}$, $\Omega.cm^2$)

II.2. Four parameters to be determined

The four parameters (E, J_d , b and Δ) have to be determined, fitting the modelling curve to the experimental data. These parameters depend on the cell temperature and on the oxygen partial pressure. The influence of the hydrogen partial pressure can be neglected as long as the hydrogen fraction on the anodic FC side is superior to 20 % [10].

Due to the temperature and pressure dependence of the thermo chemical potential and the Butler Volmer equation, the influence of T and p_{O_2} on the four parameters has the following form : $K_1 + K_2.T + K_3.T.\ln(p_{O_2})$

Therefore, for each parameter, three constants have to be determined (equation 4) in order to describe the T and p dependence.

$$\begin{bmatrix} E \\ J_d \\ b \\ \Delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 & E_2 & E_3 \\ J_{d1} & J_{d2} & J_{d3} \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ \Delta_1 & \Delta_2 & \Delta_3 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} 1 \\ T \\ T \times \ln(P_{O_2}) \end{bmatrix} \quad (4)$$

T in K, p_{O_2} in bar.

To do so, a minimum of 16 data is required : four couples (J, V_{cell}) for four pairs $\{p_{O_2}, T\}$ where p_{O_2} and T must be at least at two different levels.

In case of the electrolyser, the oxygen partial pressure corresponds to the operating pressure of the electrolyser (pure oxygen is produced).

In case of the fuel cell, when pure oxygen is used, the partial pressure corresponds to the system pressure. When ambient air is used, the partial pressure of the oxygen depends on the oxygen molar fraction and on the oxygen utilisation (inverse of stoichiometric factor).

II.3. Matlab[®] model

To work out the four parameters (E, J_d , b and Δ), the mathematical method used is the least square method for non-linear problems. Knowing the [4x3] matrix of parameters, the cell voltage is a function of the current density, the temperature and the oxygen partial pressure.

III. EXPERIMENTAL : FITTING OF EMPIRICAL EQUATION

The fuel cell and the electrolyser were tested on the last test bench described in the introduction.

The electrolyser is a 3,6 kW alkaline one from Hydrogen Systems, which has 16 cells of 300 cm² connected in series. The periphery has been developed and adapted to the power and to the application. The cell temperature is calculated as the average between the 2 inputs and 2 outputs of the electrolyte in the cells. The pressure is measured in the hydraulic periphery.

The FC system (described in the article [11]) has been optimised to our specific application. The Proton Exchange Membrane stack from DeNora, is made up of 18 cells of 900 cm².

The dedicated FC system enables to operate for variable oxygen (and hydrogen) partial pressures and at variable temperatures.

The system pressure can vary from 1 to 4 bar (abs). To obtain the variable oxygen and hydrogen partial pressures, oxygen and hydrogen were diluted with nitrogen. In order to avoid mismeasurements due to nitrogen migration across the membrane [10], hydrogen and oxygen partial pressures were always balanced.

In the FC, the cell temperature is not available. Usually, the temperature of the air output is selected because it represents most precisely the Electrode-Membrane-Assembly temperature. In our approach, we try to simulate empirically the complete FC system and then the temperature selection is not a crucial point. For technical reasons, the temperature used in the electrical equation is the temperature of the inlet cooling water (with an outlet cooling water temperature maximum 5°C above inlet temperature). For this stack, the optimal temperature has been evaluated to 35°C.

III.1. RESULTS

Each constant has been determined for the electrolyser and for the FC as a function of temperature and oxygen partial pressure by using the experimental results obtained with the FC and the electrolyser previously mentioned (see Figures 3 to 6). Although the experimental data are a bit dispersed due to the noise in the measurement, the fitting protocol enables to select the most representative curve. The identification process leads to the two following [4x3] matrixes (Table 1)

Table 1: Constants of the electrical model : set of values for the electrolyser (left) and for the fuel cell (right).

Electrolyser				Fuel cell			
Jd	0,355	- 1,078e-3	5,232e-5	Jd	- 0,868	- 1,762e-3	4,9e-4
E	1,025	1,24e-3	- 1,05e-4	E	0,796	4,661e-3	- 3,22e-4
b	- 6,125	1,57e-2	- 3,245e-4	b	- 1,926	2,616e-2	- 1,489e-3
Δ	- 1,819	4,83e-3	- 1,248e-4	Δ	3,892	- 7,447e-3	- 2,696e-4

Jd en A.m⁻², E en V, b en V, Δ en Ω.m²

Electrolyser

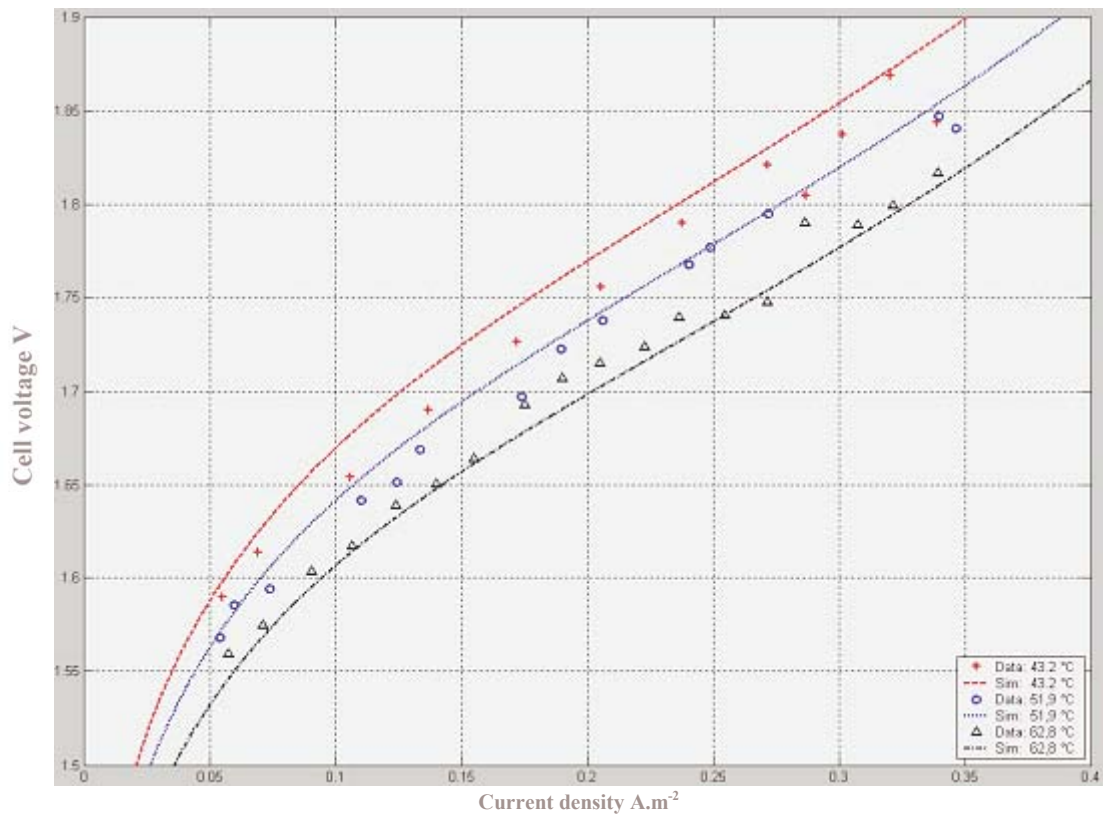


Figure 3: Experimental data and simulation curves of the electrolyser – Influence of the temperature (P = 9,6 bar).

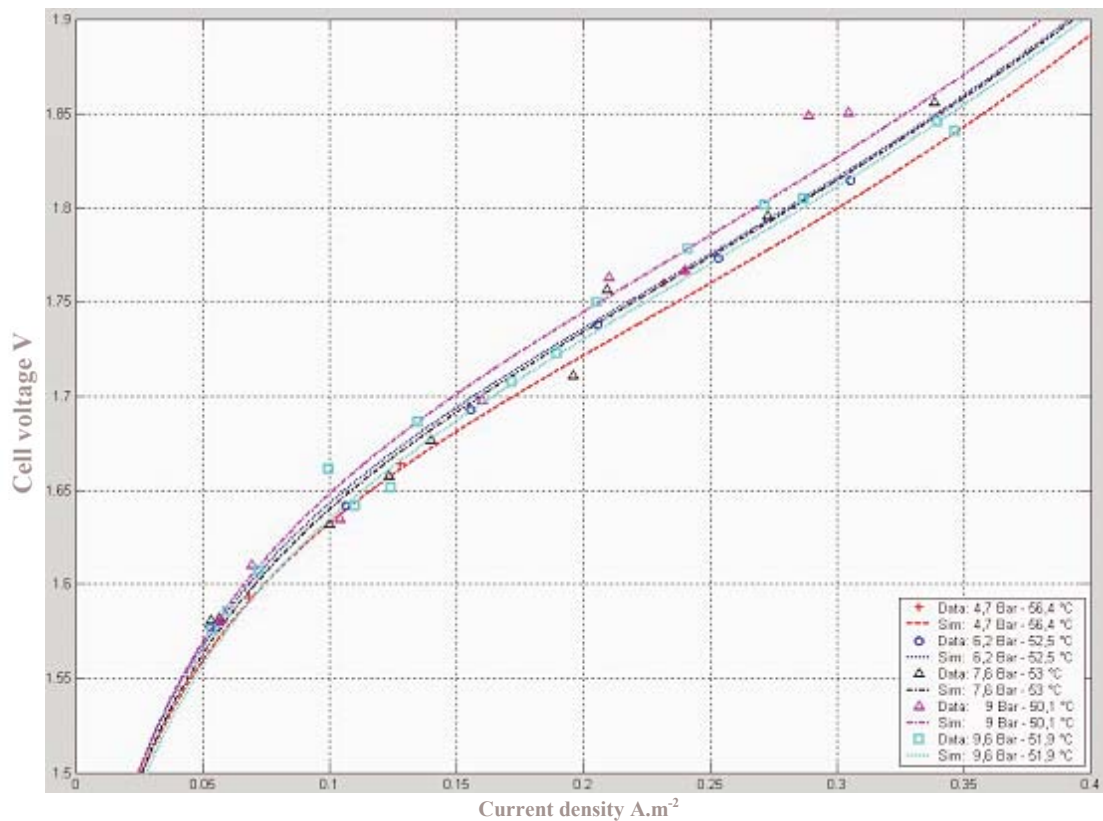


Figure 4: Experimental data and simulation curves of the electrolyser – Influence of the pressure (T = 52 – 56 °C).

Fuel cell

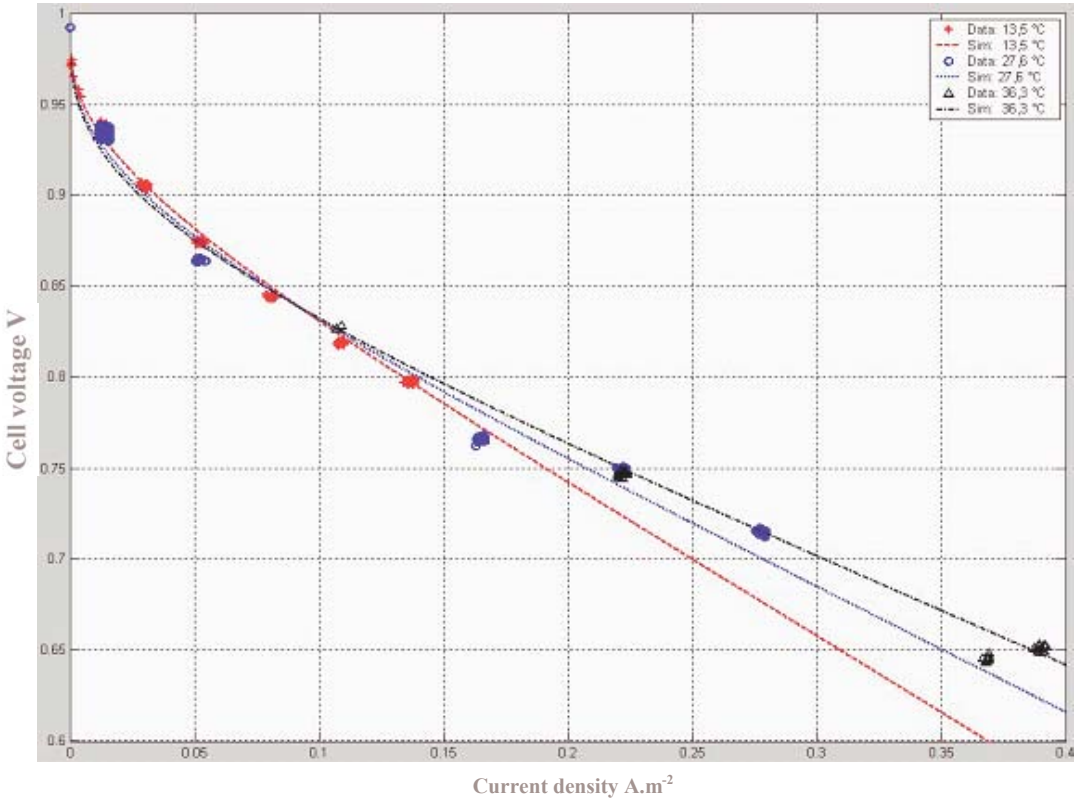


Figure 5: Experimental data and simulation curves of the FC – Influence of the temperature (PO2 = 1,4 bar).

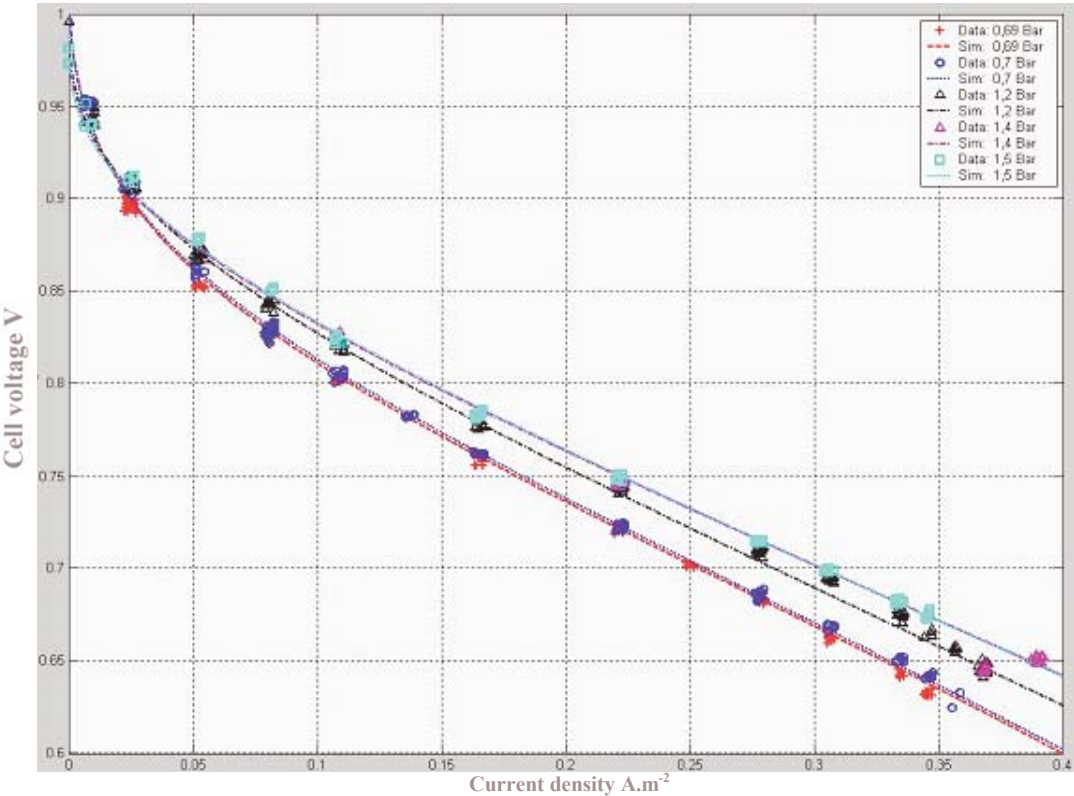


Figure 6: Experimental data and simulation curves of the FC – Influence of the pressure (T = 35 °C).

III.2. DISCUSSION

To validate the model, we can observe the influence of the temperature and the oxygen partial pressure. We will point out the limits of the model validity, but before it should be born in mind that the model prediction is only valid for the specific equipment and inside the temperature and pressure range used to fit the parameters (usually real operating limits). For the electrolyser, the experimental pressure is between 1,7 and 9,9 bar (abs) and the temperature varies between 31 and 63°C. For the fuel cell, the oxygen and hydrogen partial pressures range from 0,7 to 1,5 bar. The temperature range is 15 to 36°C.

III.2.1. Temperature influence

The Figure 3 and Figure 5 plot the V-J characteristics of the electrolyser and the FC at fixed pressure for different temperatures. As expected, the temperature increase induces a better performance of both the electrolyser and the FC in terms of voltage efficiency.

III.2.2. Pressure influence

The pressure has an important effect on the FC performance (Figure 6) but not on the electrolyser's one (Figure 4). More precisely, the high pressure has an influence only on the purity of gases produced by electrolysis, but not on the reaction efficiency. A model of the gas purity will be added later, considering the flux crossing through the membrane depending on the electrolyser pressure. As predictable, the oxygen partial pressure increase induces a better performance of the FC. As the system pressure is 3 bar absolute, the oxygen concentration varies between 25 % (0,7 bar) and 50 % (1,5 bar). For safety reasons, we did not measure in regions higher than 50% of oxygen.

III.3. Conclusions concerning the electrical model

The proposed model is a first step model. It is a satisfactory model to simulate an electrolyser or a FC for low and medium current density. This model is innovative due to its convergence at zero current density and its mathematical coherence.

The model shows a good fit of the empirical equation to the experimental data and the influence of the pressure and temperature parameters is correct compared to the physical behaviour of the two electrochemical components.

IV. SYSTEM MODELLING

The electrical model is only a part of the complete electrolyser or fuel cell model. As seen above, the electrical model needs 2 inputs: the temperature and the oxygen partial pressure. Two sub models are essential to entirely simulate the electrochemical devices. The first one is the thermal model, allowing to simulate the evolution of the temperature during the component operation. The second one is the gas management model calculating particularly the oxygen partial pressure.

The Figure 7 shows the electrolyser model, programmed with Matlab/Simulink[®], made of three main modules allowing to calculate the electrical operating points, the temperature and the pressure of the electrolyser system. The fuel cell system uses the same program architecture. The electrolyser model has two inputs (power and ambient temperature) whereas the FC model has three inputs (power, ambient temperature and oxygen partial pressure).

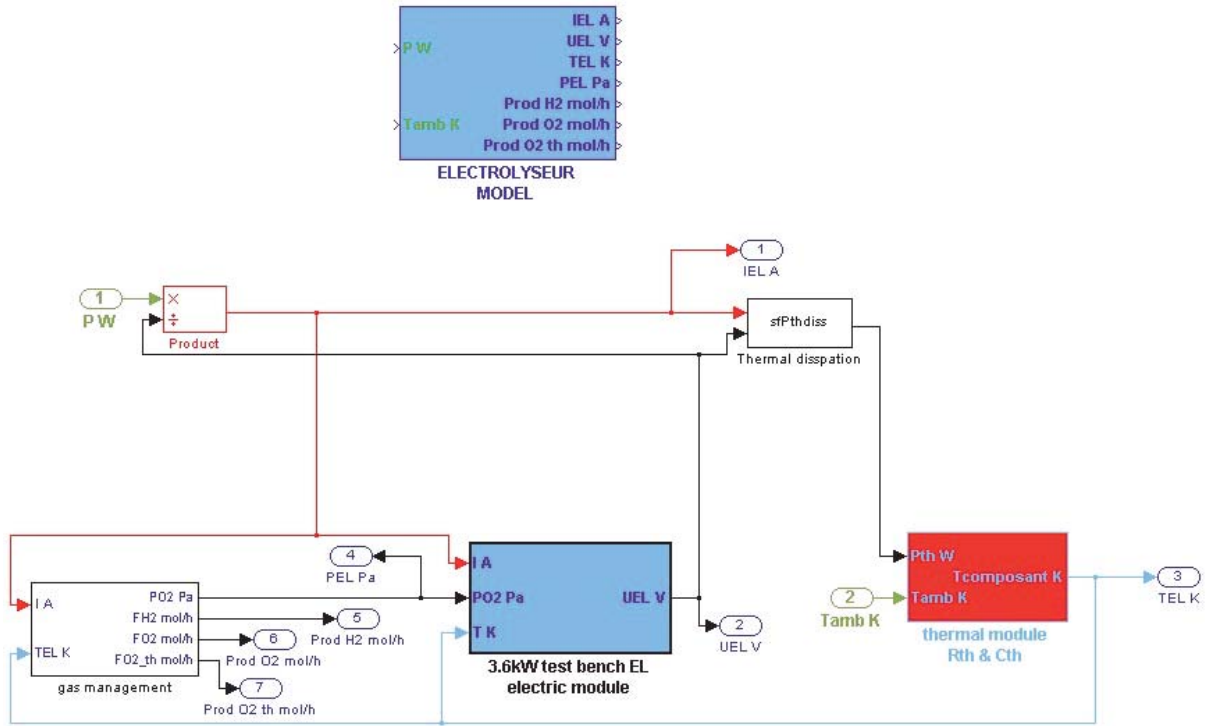


Figure 7: The complete electrolyser model (without transient module) with Matlab/Simulink®

Other sub modules could be of great importance to complete the simulation depending on its application. Indeed, the simulation of the intrinsic consumption of the peripheries is required to perform the evaluation of the complete system efficiency, which can be done by a dedicated sub module. In addition, in some particular applications, transient phenomena could occur, which can be managed by another sub module.

IV.1. Thermal model

To estimate the temperature evolution during operation, the following equation can be used.

$$C_p \left(\frac{d\theta}{dt} \right) = P_{th} - \varphi_{ext} - \varphi_{ech} - \varphi_{gaz}$$

$$\theta = T - T_a$$

$$P_{th} = \pm n_c \times (U - U_{tm}) \times I \quad : \text{thermal dissipative power}$$

$$\varphi_{ext} = h \times \theta \quad : \text{heat flow lost in the atmosphere}$$

$$\varphi_{gaz} = \pm \left(C_{p(H_2)} \times F_{(H_2)} + C_{p(O_2)} \times F_{(O_2)} \right) \times \theta \quad : \text{heat flow lost in gas}$$

(+ for the electrolyser, - for the fuel cell)

where C_p thermal capacity of the device ($J.K^{-1}$)
 T temperature (K)
 T_a ambient temperature (K)
 n_c number of cells
 U cell voltage (V)

U_{tn}	thermoneutral cell voltage (= 1,48 V) based on the higher heating value of hydrogen
I	current (A)
h	heat transfer coefficient ($W.K^{-1}$)
φ_{ech}	energy flow lost in a heat exchanger ($W.K^{-1}$)
$C_{p(i)}$	molar heat capacity of the gas i ($J.mol^{-1}.K^{-1}$)
$F_{(i)}$	molar flow of the gas i ($mol.s^{-1}$)

The thermal dissipative power P_{TH} is calculated knowing the electrical operating point (Current – Voltage). The two coefficients, C_p and h , are fitted with experimental data. Depending on the system component, the heat transfer coefficient h can depend on the current (usually for the alkaline electrolyser due to the electrolyte circulation proportional to the current).

This thermal module can contain a heat exchanger (φ_{ech}) model allowing to regulate the device temperature and to calculate the heat production of the system.

IV.2. Pressure model

The gas management module enables to calculate gas production or consumption and the periphery pressure level during operation. The gas purity of the electrolyser products will be simulated shortly.

To obtain the gas production or consumption, the 2 next equations are used:

$$F_{gas} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \eta_F \quad (\text{EL}) \qquad F_{gas} = \frac{n_c \times I}{n \times F} \times \frac{1}{\eta_F} \quad (\text{FC})$$

with

F_{gas}	gas consumption for the fuel cell and gas production for the electrolyser ($mol.s^{-1}$)
n_c	number of cells
I	component current (A)
η_F	faraday efficiency (%)
F	faraday constant ($96485 C.mol^{-1}$)
n	number of moles of electrons transferred per mole of water ($n = 2$ for hydrogen, $n = 4$ for oxygen)

The pressure calculation of the electrolyser can be interesting according to the electrolyser system and its application, although it has few influence on its electrical behaviour. During the start up of the device, the periphery pressure increases slightly until the maximal operating pressure. For our system (operating pressure at 10 bar), it usually lasts about 20 minutes but it could be longer for a high-pressure electrolyser. Moreover, pressure has an influence on the gas purity. Especially hydrogen tends to accumulate in the oxygen circuit, which may lead to explosive mixtures. Electrolyser pressure calculation is therefore essential.

As for the fuel cell system, the oxygen partial pressure is fixed at the start up of the device and remains constant during operation, the gas management module calculates only gas consumption.

To calculate the gas management unit results, some parameters have to be determined experimentally: faraday efficiency, gas flux depending on the periphery pressure etc.

V. GENERAL CONCLUSIONS

The model presented here is a novel empirical model to precisely calculate the major part of the V-J characteristic of a fuel cell, an electrolyser or a reversible fuel cell. With a set of experimental data, the parametric electrical equation can be easily fitted with any kind of fuel cell or electrolyser. This model, which is mathematically consistent and convergent near zero, allows the operator to interpolate experimental results of his studied device running in regions where current density does not cross the mass transfer limitations. This model will be soon used to study the influence of the hydrogen partial pressure on the FC performance. In case of validation, the model would enable to simulate FC behaviour supplied with different fuel inputs.

The electrical model is an essential module of an electrochemical device simulation but many other points are important during the operation. Each module proposed in the fourth part can be useful depending on the use of the electrolyser or the fuel cell. Nevertheless, in our application all these models are needed to perfectly simulate the complete system.

ACKNOWLEDGEMENTS

This work has been supported by the European Commission, in the frame of the European project PVFC-SYS (ERK5-CT1999-00017).

We would like to thank N. Albrieux who developed the main part of the model.

REFERENCES

- [1] S. Busquet, D. Mayer, R. Metkemeijer, "Development of a clean stand-alone power system integrating PV, fuel cell and electrolyser" Proceedings of the Photovoltaic Hybrid Power Systems conference, Aix en Provence, 7-9 September, Session I, Oral n°5, 2000.
- [2] J.C. Marcel, S. Busquet, R. Metkemeijer, D. Mayer, "Photovoltaic fuel cell hybrid system for electricity and heat generation for remote sites", Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 22-26 October, Munich, Germany, 2001.
- [3] S. Busquet, F. Domain, R. Metkemeijer, D. Mayer, "Stand-alone power system coupling a PV Field and a fuel cell : Description of the selected system and advantages", Proceedings of the PV in Europe conference, Rome, Italy, 7-11 October, pp. 667-670, 2002.
- [4] R. Metkemeijer, "Contribution à l'étude des possibilités de réalisation et caractérisation partielle d'un générateur d'électricité constitué d'une pile à combustible alcaline alimentée avec un mélange hydrogène-azote issu du réformage de l'ammoniac", thèse, ENSMP, Sophia Antipolis, 02/1994.
- [5] JC. Amphlett, RM. Baumert, RF. Mann, BA. Peppley, PR. Roberge, TJ. Harris, "Performance modelling of the Ballard Mark IV solid polymer electrolyte fuel cell I. Mechanistic model development", J. Electrochem. Soc. Vol 142, No 1, 1995.
- [6] JC. Amphlett, RM. Baumert, RF. Mann, BA. Peppley, PR. Roberge, TJ. Harris, "Performance modelling of the Ballard Mark IV solid polymer electrolyte fuel cell II. Empirical model development", J. Electrochem. Soc. Vol 142, No 1, 1995.
- [7] RF. Mann, JC. Amphlett, MAI. Hooper, HM. Jensen, BA. Peppley, PR. Roberge, "Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell", J. Power Sources, 86 (2000), 173-180.

- [8] MW. Fowler, RF. Mann, JC. Amphlett, BA. Peppley, PR. Roberge, "Incorporation of voltage degradation into a generalised steady state electrochemical model for a PEM fuel cell", *J. Power Sources*, 106 (2002), 274-283.
- [9] J. Kim, S-M. Lee, S. Srinivasan, C.E. Chamberlin, "Modelling of proton exchange fuel cell membrane with an empirical equation", *J. Electrochem. Soc.* Vol. 142, No 8, pp. 2670-2674, 1995.
- [10] R. Metkemeijer, P. Achard, L. Rouveyre, D. Picot, "Hydrogen utilization efficiency in PEM fuel cells", *Hydrogen Power: Theoretical and Engineering Solutions*, pp. 581-590.
- [11] S. Busquet, R. Metkemeijer, P. Leroux, D. Mayer, "Stand-alone power system coupling a PV field and a fuel cell : Experimental results of the FC system", *Proceedings of the France-Deutschland Fuel Cell Conference 2002, October 7th to 10th 2002, Forbach-Saarbrücken*, pp. 85-92, 2002.
- [12] J. Hamelin, K. Agbossou, A. Laperriere 1, F. Laurencelle, T.K. Bose, "Dynamic behavior of a PEM fuel cell stack for stationary applications", *Int. J. Hydrogen Energy*, 26 (2001), 625-629.

ETUDE D'UN SYSTEME AUTONOME DE PRODUCTION D'ENERGIE, COUPLANT UN CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE, UN ELECTROLYSEUR ET UNE PILE A COMBUSTIBLE : REALISATION D'UN BANC D'ESSAI ET MODELISATION

Résumé

Notre avenir énergétique doit être basé sur des énergies non polluantes ayant des ressources importantes. Les énergies renouvelables sont les meilleurs candidats mais l'intermittence de leur production nécessite de trouver des moyens de stockage efficaces et respectant l'environnement. Un système électrolyseur/pile à combustible permet de stocker l'électricité par l'intermédiaire d'un stockage sous forme de gaz et, en plus, de générer de la chaleur.

L'objectif de ce travail est d'évaluer les performances d'un système autonome de production d'énergie électrique et thermique, couplant un champ photovoltaïque et un système de stockage par l'hydrogène, composé d'un électrolyseur, d'une unité de stockage de gaz et d'une pile à combustible. L'hydrogène est l'unique moyen de stockage de l'électricité. Pour réaliser cette étude, deux outils complémentaires ont été développés : un banc d'essai de 3,6 kW et un outil de simulation.

Pour sélectionner le banc d'essai, une étude bibliographique rassemble les informations nécessaires au dimensionnement et au choix du système et de ses composants. La disponibilité très limitée de composants adaptés à notre application nous a contraints à développer de nouveaux appareils (électrolyseur, pile à combustible, appareil de conversion et de gestion d'énergie). Le banc d'essai réalisé est automatisé et sécurisé. L'analyse expérimentale évalue le rendement du système de stockage par l'hydrogène par la détermination des différentes pertes dans chacun des composants. Différentes modifications sont proposées pour améliorer les performances du système de stockage.

L'outil de modélisation simule le fonctionnement du banc d'essai pour une charge et un site donnés. Il peut modéliser tout système à partir de résultats expérimentaux des composants. Les résultats de simulation permettent de caractériser le fonctionnement du système dans une application autonome, de déterminer ses performances et d'évaluer l'influence des différentes pertes.

Mots clés : système autonome de production d'énergie, champ photovoltaïque, électrolyseur, pile à combustible

STUDY OF A STAND ALONE POWER SYSTEM BASED ON A PHOTOVOLTAIC FIELD, AN ELECTROLYSEUR AND A FUEL CELL: TEST BENCH AND MODELISATION

Abstract

Our energetic future has to be based on non-polluting energies with long-term resources. Renewable energies are the best candidates but as their production is intermittent, storage way is necessary as well efficient as environmentally friendly. Coupled an electrolyser and a fuel cell allows to store electricity in gas form and furthermore to produce heat energy.

The goal of this work is to evaluate performances of a stand-alone power system, producing electricity and heat, coupling a photovoltaic field and a hydrogen storage system, made of an electrolyser, a gas storage unit and a fuel cell. Hydrogen is the unique way to store electricity. To complete this task, two tools have been developed: a 3,6 kW test bench and a simulation tool.

To select the test bench, a bibliographic study enables to collect the necessary information to size and to choice the system and its components. The low availability of components adapted to our application, forces us to create new devices (electrolyser, fuel cell, power management unit). The test bench is automatic and safe. Experimental analysis evaluates the efficiency of the hydrogen storage system, determining the different losses occurring in each component. Modifications are proposed to increase the performances of the storage system.

The simulation tool enables to plan the operating of the test bench for a fixed load and place. This model can simulate any system based on experimental data of each component. Simulation results enable to characterise the functioning of the test bench in a stand-alone operation, to determine its performances and to evaluate the influence of the different losses.

Key words: stand alone power system, photovoltaic field, electrolyser, fuel cell

Laboratoire d'accueil : Centre d'Energétique - Ecole des Mines de Paris
Rue Claude Daunesse - B.P. 207 - F-06904 Sophia Antipolis Cedex

Thèse présentée par : BUSQUET Séverine, **le :** 15 décembre 2003

Discipline : "Energétique" - Ecole des Mines de Paris
