



HAL
open science

**Modélisation de systèmes hybrides
photovoltaïque/hydrogène : applications site isolé,
micro-réseau et connexion au réseau électrique dans le
cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H).**

C. Darras

► **To cite this version:**

C. Darras. Modélisation de systèmes hybrides photovoltaïque/hydrogène : applications site isolé, micro-réseau et connexion au réseau électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H).. Energie électrique. Université Pascal Paoli, 2010. Français. NNT : . tel-00591013

HAL Id: tel-00591013

<https://theses.hal.science/tel-00591013>

Submitted on 6 May 2011

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.



UNIVERSITE DE CORSE-PASCAL PAOLI
ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIETE
UMR CNRS 6134 (SPE)
- Faculté des Sciences et Techniques -



Thèse présentée pour l'obtention du grade de
DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE CORSE
Mention : Energétique et Génie des Procédés

Soutenue publiquement par
CHRISTOPHE DARRAS

le XX xxxxxxxx XXXX

Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène :
Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau
électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H)

Jury

Rapporteurs :

Mr Harry Boyer, Professeur, Université de la Réunion
Mr Xavier Py, Professeur, Université de Perpignan

Examineurs :

Mme Irina Martin, Professeur, Université de la Méditerranée
Mr Christian Cristofari, Professeur, Université de Corse

Directeurs :

Mr Philippe Poggi, Professeur, Université de Corse
Mr Marc Muselli, Dr-HDR, Université de Corse

Invités :

Mme Florence Lambert, Chef de département, CEA DRT/LITEN/DEHT
Mr Jean-Christophe Hoguet, Ingénieur, Société HELION

N° d'enregistrement au fichier central des thèses :.....



UNIVERSITE DE CORSE-PASCAL PAOLI
ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIETE
UMR CNRS 6134 (SPE)
- Faculté des Sciences et Techniques -



Thèse présentée pour l'obtention du grade de
DOCTEUR DE L'UNIVERSITE DE CORSE
Mention : Energétique et Génie des Procédés

Soutenu publiquement par
CHRISTOPHE DARRAS

le XX xxxxxxxx XXXX

Modélisation de systèmes hybrides Photovoltaïque / Hydrogène :
Applications site isolé, micro-réseau, et connexion au réseau
électrique dans le cadre du projet PEPITE (ANR PAN-H)

Jury

Rapporteurs :

Mr Harry Boyer, Professeur, Université de la Réunion
Mr Xavier Py, Professeur, Université de Perpignan

Examineurs :

Mme Irina Martin, Professeur, Université de la Méditerranée
Mr Christian Cristofari, Professeur, Université de Corse

Directeurs :

Mr Philippe Poggi, Professeur, Université de Corse
Mr Marc Muselli, Dr-HDR, Université de Corse

Invités:

Mme Florence Lambert, Chef de département, CEA DRT/LITEN/DEHT
Mr Jean-Christophe Hoguet, Ingénieur, Société HELION

N° d'enregistrement au fichier central des thèses :.....

*« Il est important d'avoir des rêves assez grands pour ne pas les perdre
de vue lorsqu'on les poursuit »*

Oscar WILDE

Remerciements

Les travaux de recherches présentés dans ce mémoire ont été menés à l'Université De Corse (UDC) au laboratoire Sciences Pour l'Environnement (SPE), Unité Mixte de Recherche (UMR) CNRS (Centre National de la Recherche Scientifique) 6134 au sein du projet structurant « Energies Renouvelables ». Ils ont été financés par une bourse de l'Agence de Développement Economique de la Corse (ADEC) de la Collectivité Territoriale de Corse (CTC). Mes premiers remerciements vont à la CTC pour m'avoir accordé cette bourse sans laquelle je n'aurais pu accomplir ces travaux.

Je remercie vivement, les membres du jury de thèse :

M. Harry BOYER, Professeur de l'Université de la Réunion, et M. Xavier PY, Professeur de l'Université de Perpignan, pour avoir accepté d'être les rapporteurs du mémoire et pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce document.

M^{me} Irina MARTIN, Professeur de l'Université de la Méditerranée, pour avoir aimablement accepté de prendre part au jury.

M. Philippe POGGI, Professeur de l'UDC, pour avoir consenti à être mon directeur de thèse. Son investissement pour lancer de nombreux projets sur les nouvelles technologies de l'énergie et ses qualités humaines m'ont profondément marqué et m'ont permis d'élargir mes compétences à travers les échanges avec les différents partenaires de projets.

M. Marc MUSELLI, Maître de conférences HDR (Habilitation à Diriger des Recherches) à L'UDC, pour avoir accepté d'être mon co-directeur de thèse. La pertinence de ses remarques, de ses conseils, des échanges que nous avons pu avoir sur le développement des travaux scientifiques, a éclairé mon chemin durant ces trois années de thèse. Travailler à ses côtés est un plaisir.

M. Christian CRISTOFARI, Professeur de l'UDC et Directeur de l'Institut Universitaire de Technologie (IUT) de Corse, de m'avoir fait l'honneur de participer à ce jury.

M^{me} Florence LAMBERT, Chef de département au CEA (Commissariat à l'Energie Atomique) DRT (Direction de la Recherche Technologique) LITEN (Laboratoire d'Innovation pour les Technologies de Energies Nouvelles et les nanomatériaux) DEHT (Département de l'Electricité de l'Hydrogène pour les Transports), et M. Jean-Christophe HOGUET, ingénieur chez la société HELION, pour leurs participations au jury.

Un grand merci à M. Sébastien SAILLER, ex-ATER (Attaché Temporaire d'Enseignement et de Recherche), et M. Christophe THIBAUT, chargé de recherches, de l'UDC, pour leurs grandes contributions.

Je tiens également à remercier les différents partenaires du projet ANR (Agence National de la Recherche) PAN-H (Plan d'Action National sur l'Hydrogène et les piles à combustible) PEPITE (Projet d'Etude et d'expérimentation de Puissance pour la gestion des énergies Intermittentes par les Technologies Electrochimiques). Notamment M. Eric PINTON et M. Zhe FENG du CEA ; M. Christophe TURPIN et M. Frédéric GAILLY de l'INPT (Institut National Polytechnique de Toulouse) - LAPLACE (LABoratoire PLAsma et Conversion d'Energie) ; et M^{lle} Sandrine MELSCOET de la société HELION. Les différents échanges que nous avons eu m'ont été précieux dans l'avancée de mes recherches.

Enfin, je souhaiterais également remercier toute ma famille, pour son soutien et ses encouragements dans ces longues années d'études. Particulièrement mes parents, sans qui cela n'aurait pas été possible. Mes derniers mots iront à ma fiancée et à ma petite fille, qui m'ont soutenu et apporté le réconfort dans les moments difficiles... Je vous remercie de tout mon cœur !

Résumé

Les systèmes hybrides EnR/H₂ sont une solution innovante au problème du stockage des énergies renouvelables. Ces systèmes comprennent : une ou plusieurs sources renouvelables d'énergie ; un électrolyseur pour produire de l'hydrogène et de l'oxygène lorsque la source renouvelable fournit un excédent d'énergie ; à l'inverse, lorsque la demande excède la capacité de la source renouvelable, une pile à combustible consomme les gaz afin de fournir le complément d'énergie nécessaire.

Afin de développer ces solutions dans le futur : il est nécessaire de constituer un ensemble de références architecturales correspondant aux applications cibles pour les systèmes hybrides EnR/H₂ ; et de posséder un instrument décisionnel permettant le dimensionnement optimum des sous-systèmes selon plusieurs critères (efficacité énergétique du système ou coût du kWh).

Un code numérique de dimensionnement sous langage MATLAB[®], baptisé ORIENTE, a donc été développé dans le cadre des travaux de recherches qui s'inscrivent dans le projet ANR PEPITE (ANR-07-PANH-012). Les différents partenaires de ce projet sont la société HELION, l'Université De Corse, le CEA, l'INPT – LAPLACE et ARMINES. Les applications concernées par ce code, sont l'électrification de sites isolés, la gestion énergétique de micro-réseaux électriques et l'écrêtage de pointes de puissance sur un réseau électrique.

La première application sera traitée via un démonstrateur qui sera installé à Cadarache début 2011, sur le site du CEA, celle-ci concerne l'alimentation d'un pylône météorologique. Cette application est labellisée par les pôles de compétitivité CAPENERGIES et TENERDIS.

La 2^{ème} application concerne l'étude d'un micro-réseau sur le site de MAFATE (îlet de la Réunion). Cette étude est en partenariat avec l'ARER.

La dernière application, nommée projet MYRTE a été traité à travers une plateforme technologique sur le site de Vignola (près d'Ajaccio) pour des modes de contrôle-commande répondant à de l'écrêtage de pointe et à du lissage de la production photovoltaïque. Cette plateforme est financée par la région, l'Etat et l'Europe (FEDER). Cette application a fait l'objet d'une labellisation par CAPENERGIES.

Mots clés :

- Energies renouvelables
- Systèmes hybrides
- Photovoltaïque
- Pile à combustible
- Electrolyseur
- Hydrogène
- Modélisation
- Dimensionnement

Tables des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages	
I.1. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables.....	8
I. 1. 1. Principales sources d'énergies renouvelables	8
I. 1. 2. Production d'électricité dans le monde.....	10
I. 1. 3. Production d'électricité en France	12
I.2. Stockage de l'énergie électrique.....	14
I. 2. 1. Stockage à petites et moyennes échelles	14
I. 2. 2. Stockage à grandes échelles	20
I. 2. 3. Conclusions	23
I.3. Hydrogène : Vecteur énergétique de l'avenir ?	23
I. 3. 1. Introduction	23
I. 3. 2. Les technologies d'électrolyseurs	24
I. 3. 3. Les technologies de pile à combustible.....	28
I.4. Etat de l'art.....	31
I. 4. 1. Projets existants.....	31
I. 4. 2. Logiciels existants.....	40
I.5. Conclusions.....	42

Chapitre 2 : Modélisation des composants énergétiques du système

II. 1. Introduction.....	45
II. 2. Les panneaux photovoltaïques	46
II. 3. La pile à combustible	51
II. 3. 1. Introduction	51
II. 3. 2. Modélisation de la PAC.....	52
II. 3. 3. Méthode d'optimisation de la PAC	57
II. 3. 4. Conclusions	58
II. 4. L'électrolyseur	59
II. 4. 1. Introduction	59
II. 4. 2. Modélisation de l'électrolyseur	59
II. 4. 3. Méthode d'optimisation de l'électrolyseur	64
II. 4. 4. Conclusions	65
II. 5. Le compresseur.....	66
II. 6. Le stockage.....	68
II. 7. Les convertisseurs.....	69
II. 7. 1. Introduction et modélisation	69
II. 7. 2. Conclusions	72
II. 8. Analyse économique.....	73
II. 9. ORIENTE	76
II. 10. Conclusions.....	77

Chapitre 3 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Electrification d'un site isolé

III. 1. Introduction.....	81
III. 1. 1. Contexte.....	81
III. 1. 2. Objectif.....	84

III. 1. 3. Partenaires de cette application du projet	86
III. 1. 4. Phasage du projet	88
III. 1. 5. Architecture électrique et contrôle commande	90
III. 2. Dimensionnement du système fonctionnant 24h/24h	95
III. 2. 1. Profils météorologiques et de charge	95
III. 2. 2. Courbes de dimensionnement	96
III. 2. 3. Etude détaillée du système optimum	103
III. 2. 4. Conclusions	105
III. 3. Impact des profils météorologiques ; du temps de la simulation et du profil de charge	105
III. 3. 1. Profils météorologiques et de charge	105
III. 3. 2. Hypothèses	107
III. 3. 3. Etude des résultats	109
III. 3. 4. Conclusions	122
Chapitre 4 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-12 : MYRTE	
IV. 1. Introduction	126
IV. 2. Mode écrêtage	128
IV. 2. 1. Introduction et explications	128
IV. 2. 2. Création et étude du profil de charge	131
IV. 2. 3. Résultats de simulations	137
IV. 2. 4. Conclusions	140
IV. 3. Mode lissage du réseau électrique	141
IV. 3. 1. Introduction	141
IV. 3. 2. Explications détaillées sur un cas simplifié	143
IV. 3. 3. Etude de l'application lissage pour le projet MYRTE	148
IV. 3. 4. Conclusions	154
IV. 4. Mode prédictif	154

IV. 4. 1. Introduction.....	154
IV. 4. 2. Prétraitement des données.....	156
IV. 4. 3. Comparaison des deux modèles de prédictions	158
IV. 4. 4. Conclusions	166
Chapitre 5 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Le micro-réseau de La Nouvelle	
V.1. Introduction	170
V. 1. 1. Contexte	170
V. 1. 2. Potentiel énergétique de La Nouvelle	173
V. 1. 3. Architecture électrique et contrôle commande.....	174
V. 1. 4. Données météorologiques et profils de charge	178
V.2. Dimensionnement du système.....	181
V. 2. 1. Caractéristiques de dimensionnement.....	181
V. 2. 2. Courbes de dimensionnement.....	182
V. 2. 3. Etude détaillée des systèmes optimum	187
V. 2. 4. Comparaison avec le logiciel HOMER.....	191
V. 2. 5. Impact du taux de défaillance sur le système	194
V.3. Etude économique	195
V.4. Conclusions.....	196
Conclusion générale.....	197
Bibliographie.....	201
Liste des publications.....	209
Liste des figures.....	210
Liste des tableaux.....	217
Nomenclature.....	219

Glossaire.....	227
Annexes.....	231
Abstract.....	239

Introduction générale

D'hier à aujourd'hui...

Au début des années 1970, l'environnement est devenu un objet de préoccupation important pour les Etats. Nous donnons ci-dessous, de façon chronologique, quelques dates mémorables :

En juin 1972, la Conférence des Nations Unies sur l'environnement se réunit à Stockholm (Suède). A la suite de celle-ci, une série de principes pour une gestion écologiquement rationnelle de l'environnement est adoptée. Cette « Déclaration de Stockholm », place les questions écologiques au rang des préoccupations internationales et marque le début d'un dialogue entre pays industrialisés et pays en développement concernant le lien qui existe entre la croissance économique, la pollution de l'indivis mondial et le bien-être des peuples dans le monde entier.

Juin 1992, soit 20 ans plus tard, au sommet de la Terre à Rio de Janeiro (Brésil), la Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement, adopte la CCNUCC (Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques) ce qui fait progresser le concept des droits et des responsabilités des pays dans le domaine de l'environnement. Cette déclaration témoigne de deux grandes préoccupations : la détérioration de l'environnement et l'interdépendance de plus en plus manifeste entre le progrès économique à long terme et la nécessité d'une protection de l'environnement. L'objectif de la déclaration est de stabiliser les concentrations atmosphériques des GES (Gaz à Effet de Serre) en prenant en compte la responsabilité différenciée des pays industrialisés et des pays en voie de développement.

Décembre 1997, suite à la Convention sur le climat de 1992, une conférence de l'ONU (Organisation des Nations Unies) sur le climat est organisée à Kyoto (Japon). Celle-ci se conclut par la ratification du « protocole de Kyoto » qui prévoit une réduction moyenne de 5,2 % des émissions des GES dans les pays industrialisés d'ici 2012, mais exempt les pays en voie de développement.

En Juin 1997, au sommet de la Terre à New York (États-Unis), l'Assemblée générale des Nations Unies fait le point sur les engagements pris à Rio et constate le désaccord entre l'UE (Union Européen) et les États-Unis sur la réduction des émissions de GES.

Février 2005, le protocole de Kyoto entre en vigueur grâce à la ratification de celui-ci par la Russie, faite l'année précédente. En effet, il fallait pour cela que celui-ci soit ratifié par au moins 55 pays représentant 55 % des émissions de CO₂. Malheureusement, les États-Unis et l'Australie, qui comptent pour plus d'un tiers dans les émissions de gaz à effet de serre ne font pas partie de ces 55 pays.

En avril 2007, dans une synthèse destinée aux dirigeants de la planète, le GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat) dresse un constat alarmant des conséquences du réchauffement climatique : le réchauffement déjà en cours frappera prioritairement les pays les plus pauvres et, au-delà de 2 à 3 degrés de hausse par rapport à 1990, il aura des « impacts négatifs sur toutes les régions du monde », notamment une extinction irréversible de 20 à 30% des espèces végétales et animales. Le Conseil de Sécurité de l'ONU se réunit donc une nouvelle fois pour débattre des effets catastrophiques du changement climatique.

Décembre 2008, réunion, à Poznan (Pologne), de la conférence de l'ONU sur les changements climatiques. Un accord est trouvé sur la "feuille de route" qui doit aboutir en 2009, à Copenhague, à un nouveau traité. Celui-ci prendra la suite du protocole de Kyoto sur la réduction des émissions des GES, qui vient à échéance en 2012.

Septembre 2009, au sommet de la lutte contre le changement climatique à New York, une centaine de chefs d'État tente de trouver un compromis dans les négociations internationales sur le changement climatique qui sont dans l'impasse depuis plusieurs mois. 42 petites îles de la planète réunies au sein de l'AOSIS (Alliance Of Small Island States), tirent la sonnette d'alarme sur le risque de montée des océans qui menacerait l'existence de plusieurs d'entre elles.

Décembre 2009, la conférence de l'ONU sur le changement climatique à Copenhague (Danemark) a pour objectif de trouver un accord global sur la réduction des GES pour l'après 2012 (date d'expiration du protocole de Kyoto).

Septembre 2010, face aux récentes catastrophes naturelles, comme les inondations au Pakistan ou les feux dévastateurs de Russie, la Secrétaire exécutive de la CCNUCC, Christiana Figueres, appelle la communauté internationale à prendre des mesures concrètes contre le changement climatique lors des prochaines négociations sur le climat qui aura lieu en décembre.

Comme nous venons de le voir, il existe depuis près de 40 ans maintenant, une réflexion concernant l'écologie, l'environnement et les changements climatiques. Utiliser les EnR (Energies Renouvelables), appliquer la MDE (Maîtrise de la Demande en Electricité), et valoriser les systèmes énergétiques via de la cogénération sont des solutions pour parer au réchauffement climatique. L'utilisation de ces solutions est en constante augmentation depuis ces dernières années.

La production électrique, à partir des sources renouvelables d'énergies, à l'avantage de ne pas émettre de GES. Malheureusement, ces sources sont, pour la plupart, intermittentes. Pour parer à cet inconvénient, et afin de maîtriser la régulation des flux électriques sur le réseau EDF (Electricité De France), ces sources doivent être couplées avec des systèmes de stockages. Un des moyens très prometteur, puisque non polluant, est l'hydrogène. On appelle généralement ce type de couplage : systèmes hybrides EnR/H₂.

Objectif et plan de thèse

L'objectif de cette thèse est de réaliser un code numérique de dimensionnement des systèmes hybrides EnR/H₂, que nous avons baptisé ORIENTE (Optimization of Renewable Intermittent Energies with hydrogeN for auTonomous Electrification), capable de dimensionner des applications telles que l'électrification de sites isolés, la gestion énergétique de micro-réseaux électriques et l'écrêtage de pointes de puissance sur un réseau électrique. Chacune de ces applications est étudiée dans le cadre du projet PEPITE (Projet d'Etude et d'expérimentation de Puissance pour la gestion des énergies Intermittentes par les Technologies Electrochimiques) : ANR (Agence National de la Recherche) - 07 - PANH (Plan d'Action National sur l'Hydrogène et les piles à combustible) - 012. Les différents partenaires de ce projet sont la société HELION, l'UDC (Université De Corse), le CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique), l'INPT (Institut National Polytechnique de Toulouse) – LAPLACE (LABoratoire PLAsma et Conversion d'Energie) et ARMINES.

Dans le chapitre 1 de cette thèse, nous exposons entre autre la situation énergétique actuelle concernant la production d'électricité dans le monde et dans le cas particulier de la France. Nous verrons ainsi la prise de conscience par rapport aux changements climatiques qui se traduit par un développement important des énergies renouvelables. Nous listons ensuite les différentes sources d'EnR ainsi que les différents moyens de stockage à notre disposition pour stocker cette énergie. Nous donnons enfin un état de l'art concernant les différents projets à travers le monde sur la thématique étudiée et sur les différents logiciels existants pour simuler et/ou optimiser les systèmes EnR/H₂.

Le chapitre 2 présente les modélisations des différents sous-systèmes susceptibles de composer le système EnR/H₂. Nous décrivons ainsi les sous-systèmes suivants : le PV (PhotoVoltaire), la PAC (Pile A Combustible), l'électrolyseur, les réservoirs de gaz et d'eau, le compresseur, et les convertisseurs.

Nous expliquons ensuite l'agglomération de ces modèles pour obtenir un code de dimensionnement et nous introduisons un aspect économique pour ce type de systèmes.

Dans le chapitre 3, nous développons l'application site technique isolé. Cette application est traitée via un démonstrateur (alimentation d'un pylône météorologique) qui devrait être installé à Cadarache début 2011, sur le site du CEA. Nous traitons 2 cas d'études distincts:

Le premier consiste à optimiser le dimensionnement du système EnR/H₂ en considérant que le pylône météorologique est alimenté 24h/24h par celui-ci.

Le second cas, montre l'impact des données météorologiques, du temps de la simulation et du profil de charge, sur les résultats, pour un système pré-dimensionné par les contraintes techniques et économiques du projet. C'est ce système qui sera installé à terme sur le site du CEA.

Dans le chapitre 4, nous présentons l'application écrêtage de pointes de puissance sur un réseau électrique qui sera traité à travers une plateforme technologique sur le site de Vignola (près d'Ajaccio). Celle-ci est nommée projet MYRTE (Mission hYdrogène-Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique). Nous étudions également dans ce chapitre, le mode lissage (consiste à maîtriser les fluctuations des flux d'énergie envoyées au réseau électrique) et prédictif (consiste à anticiper les données météorologiques afin de maîtriser la quantité de gaz dans les réservoirs).

Dans le dernier chapitre, nous expliquons le cas d'étude envisagé sur le site de L'îlet de La Nouvelle (situé à la Réunion dans le cirque de Mafate), qui correspond à un micro-réseau électrique. Ce cas d'étude, en partenariat avec l'ARER (Agence Régionale de l'Energie Réunion), a pour objectif l'autonomie énergétique de l'îlet tout en étant en harmonie avec le PRERURE (Plan Régional des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie). Celui-ci privilégie une politique de demande et d'offre énergétique autour de deux éléments-clés. Ces derniers sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et la valorisation des énergies renouvelables à l'île de la Réunion.

Chapitre 1

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

I.1. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables.....	8
I. 1. 1. Principales sources d'énergies renouvelables.....	8
I. 1. 2. Production d'électricité dans le monde	10
I. 1. 3. Production d'électricité en France	12
I.2. Stockage de l'énergie électrique.....	14
I. 2. 1. Stockage à petites et moyennes échelles	14
I. 2. 2. Stockage à grandes échelles.....	20
I. 2. 3. Conclusions	23
I.3. Hydrogène : Vecteur énergétique de l'avenir ?	23
I. 3. 1. Introduction.....	23
I. 3. 2. Les technologies d'électrolyseurs.....	24
I. 3. 3. Les technologies de pile à combustible	28
I.4. Etat de l'art.....	31
I. 4. 1. Projets existants	31
I. 4. 2. Logiciels existants	40
I.5. Conclusions.....	42

Chapitre 1

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

Dans tous les pays du monde, l'électricité est plus que jamais indispensable au développement économique. Son importance s'accroît avec les évolutions technologiques, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'accroissement de sa production est donc synonyme d'augmentation de la qualité de vie et de création de richesse.

Actuellement, la principale source d'énergie utilisée pour produire de l'électricité, est celle issue des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon). Or il s'avère que ces ressources sont présentes en quantités limitées et non renouvelables, et que leurs combustions engendrent des gaz à effet de serre [1 ; 2].

Les sources d'énergies renouvelables présentent l'avantage d'être disponibles en quantité illimitée et d'être non émettrices de GES excepté lors de la fabrication des systèmes utilisant la source EnR. Leurs exploitations sont un moyen de répondre aux besoins en énergie tout en préservant l'environnement. Les principales sources d'énergies renouvelables sont l'hydraulique, le solaire, l'éolien, la biomasse, la géothermique, et l'énergie marine [3-6].

Nous présenterons dans ce chapitre ces différentes sources d'énergies renouvelables et les parts qu'elles représentent au niveau mondial et français. Nous regarderons ensuite les différents moyens de stockage de l'énergie, et nous étudierons particulièrement le cas du vecteur hydrogène via un électrolyseur et une pile à combustible. Nous présenterons également les différents projets mondiaux basés sur ce type de système (EnR/H₂), ainsi que les différents logiciels informatiques utilisés pour le dimensionnement des composants de ces systèmes hybrides.

I.1. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables

I. 1. 1. Principales sources d'énergies renouvelables

Les principales sources d'énergies renouvelables ainsi que leurs principes, leurs avantages et leurs inconvénients sont données ci-dessous [3-6]:

- L'hydraulique : L'énergie électrique est produite par la transformation de l'énergie cinétique de l'eau en énergie électrique par l'intermédiaire d'un rotor alternateur relié à un ensemble mécanique situé autour de la roue motrice : la turbine. La quantité d'énergie extraite de l'eau retenue derrière un barrage dépend du volume d'eau et de la hauteur de chute. Cette source a l'avantage de ne pas être polluante (pas de rejet de GES lors de la production énergétique), de maîtriser le stockage de l'énergie potentiellement utilisable, de débarrasser les cours d'eau des déchets grâce aux différents filtres des barrages, et la technologie nécessaire à son utilisation est maîtrisée. Le bruit, l'impact sur la vie aquatique, des installations lourdes, et des sites limités pour l'exploitation sont ses principaux inconvénients [7].

- Le solaire : L'énergie photovoltaïque est basée sur l'effet photoélectrique. Celui-ci permet de créer un courant électrique continu à partir d'un rayonnement électromagnétique. Le soleil émettant ce type de rayonnement, cette ressource a donc l'avantage d'être inépuisable et utilisable en tout point d'un territoire. C'est également une énergie « propre » puisque que la production énergétique à partir des modules PV n'engendre pas de GES. Cette ressource a toutefois deux inconvénients, la production est invariablement liée aux conditions climatiques et une surface considérable est nécessaire pour produire de grande quantité d'énergie puisque le rendement des panneaux PV est relativement faible (typiquement entre 10 et 18 %) [8].

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

- L'éolien : L'activité solaire est la principale cause des phénomènes météorologiques. Ces derniers sont notamment caractérisés par des déplacements de masse d'air à l'intérieur de l'atmosphère. C'est l'énergie mécanique de ces déplacements de masse d'air qui est à la base de l'énergie éolienne. L'énergie éolienne consiste ainsi à utiliser cette énergie mécanique par l'intermédiaire d'un rotor et de pales. Les principaux avantages de cette source sont qu'elle est non polluante (une fois installée sur le site), intarissable et que les installations sont réversibles. Néanmoins l'énergie éolienne est intermittente, et l'installation de parc éolien engendre des impacts paysagés et sonores [9].

- La biomasse : Il s'agit d'énergie solaire stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Elle est exploitée par combustion. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites. Le problème plus important est que la biomasse n'est pas inépuisable. Quand on l'exploite de manière naturelle elle est peu menacée mais lorsqu'il s'agit d'une biomasse cultivée (pour les biocarburants par exemple) ou en cas de surexploitation massive de la ressource (comme la déforestation), la production d'une telle énergie peut rapidement avoir de lourds impacts environnementaux [10].

- La géothermie : Il existe dans la croûte terrestre un gradient de température qui est en moyenne de 3 °C par 100 mètres. La géothermie vise à étudier et exploiter ce phénomène d'augmentation de la température en fonction de la profondeur. L'exploitation de cette ressource consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité à l'aide de turbines. Cette ressource a l'avantage de préserver l'environnement et d'être indépendante des conditions météorologiques (disponible continuellement), elle est donc fiable et stable dans le temps. Malheureusement cette ressource nécessite des forages dont les résultats sont parfois aléatoires et dont le temps de mise en place de l'installation pour son utilisation est assez important. Si l'on prend le cas de Bouillante en Guadeloupe (France), il y a eu 23 ans (de 1966 à 1983) entre l'exploration du site et l'installation de la première turbine [11].

- Les énergies marines : L'énergie marine ou des mers est extraite du milieu marin. Il y a notamment l'énergie marémotrice (issue du mouvement de l'eau créé par les marées), l'énergie des vagues (utilise la puissance du mouvement des vagues), l'énergie thermique des mers (produite en exploitant la différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans), les éoliennes offshore, et l'énergie osmotique (diffusion ionique provoquée par l'arrivée d'eau douce dans l'eau salée de la mer). Tout comme les autres sources EnR, elle est non polluante lors de la production. On note également que l'énergie potentiellement disponible est énorme et que cette technologie a un bel avenir devant elle [12].

Regardons à présent la part des énergies renouvelables dans la consommation totale de l'électricité mondiale.

1. 1. 2. Production d'électricité dans le monde

En 2008, la production d'électricité mondiale (Figs I-1 et I-2) provenant des sources d'énergies renouvelables atteint 18,7 % de la production totale. Cette part est nettement inférieure à la production issue des combustibles fossiles (67,6 %) mais reste néanmoins supérieure à la part de la production d'origine nucléaire (13,5 %). Les 0,2 % manquants sont fournis par la combustion des déchets dits non renouvelables. Des 6 sources composant la production d'électricité renouvelable, la principale est l'hydroélectricité avec 86,31 % de la production totale d'origine renouvelable. La biomasse, qui comprend la biomasse solide et liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables est la seconde source avec 5,94 %. Viennent ensuite la filière éolienne (5,73 %), la géothermie (1,69 %), le solaire qui regroupe les centrales photovoltaïques et thermiques (0,32 %), et enfin les énergies marines (0,01 %) [1].

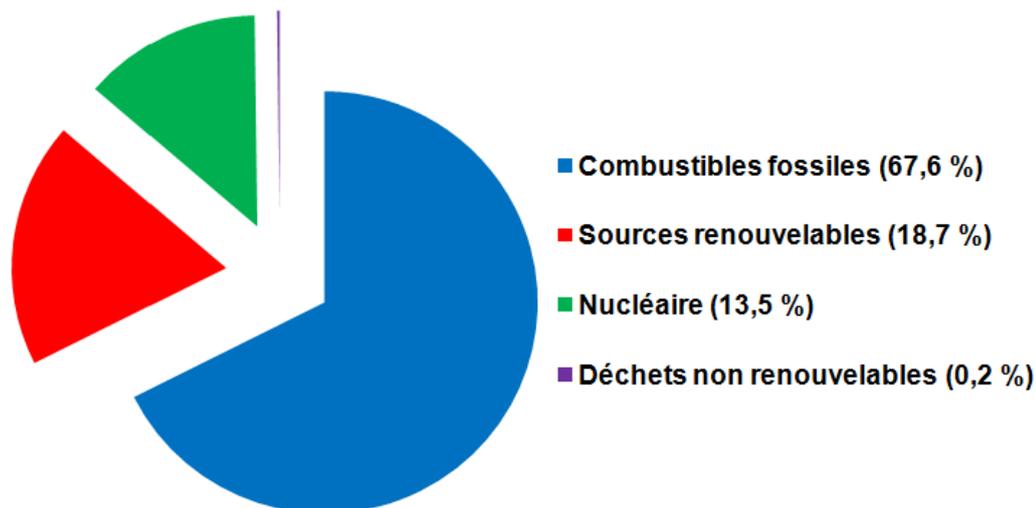


Fig. I-1 : Répartition de la production d'électricité mondiale en 2008 [1]

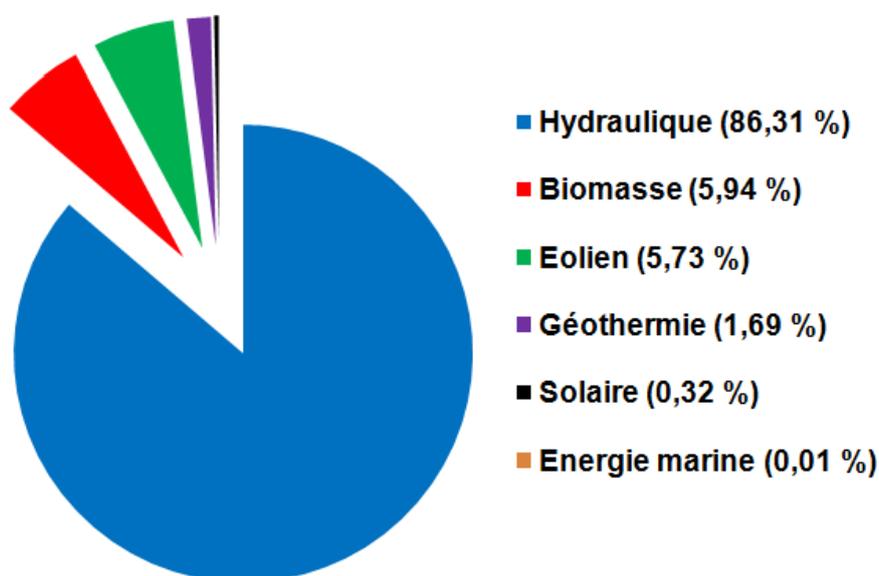


Fig. I-2 : Répartition de la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, en 2008 [1]

Entre 1998 et 2008 (Fig. I-3), ce sont les sources de production solaire et éolienne qui ont connu les taux de croissance annuels moyens les plus importants. Ils ont en effet augmenté respectivement de 29,6 et de 29,4 % par an. Seules les énergies marines ont connu une baisse de ce taux durant cette période. Pour les autres sources, ces valeurs sont comprises entre 1,1 (pour le nucléaire) et 6,6 % (pour la biomasse) [1].

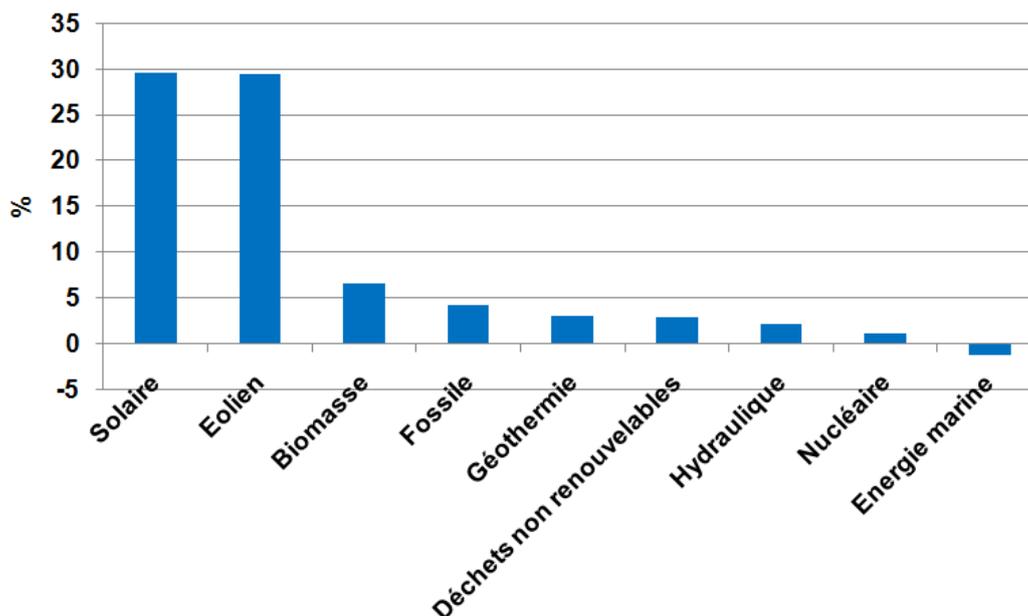


Fig. I-3 : Taux de croissance annuels moyens entre 1998 et 2008, des sources de production électrique mondiale [1]

Intéressons-nous maintenant au cas particulier de la France.

I. 1. 3. Production d'électricité en France

En 2008, la France est restée le deuxième plus grand producteur d'électricité en Europe. Cette production repose essentiellement sur sa filière électronucléaire (76,9 %). Celle-ci permet à la France d'être le deuxième producteur mondial d'électricité nucléaire derrière les États-Unis. La 2^{ème} source d'électricité du pays, devant les combustibles fossiles (9,5 %), est l'hydraulique (3^{ème} producteur européen derrière la Norvège et la Suède). Cette dernière permet, aux sources d'origines renouvelables d'atteindre 13,3 % de la production totale d'électricité puisqu'elle y contribue à 85,8 %. Les autres filières renouvelables représentent une faible contribution. Seuls l'éolien et la biomasse font preuve de plus de dynamisme avec respectivement 7,6 et 5,7 %. Les autres sources ont des contributions minimales, comprises entre 0,1 (solaire) et 0,7 % (énergie marine) (Figs I-4 et I-5) [1].

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

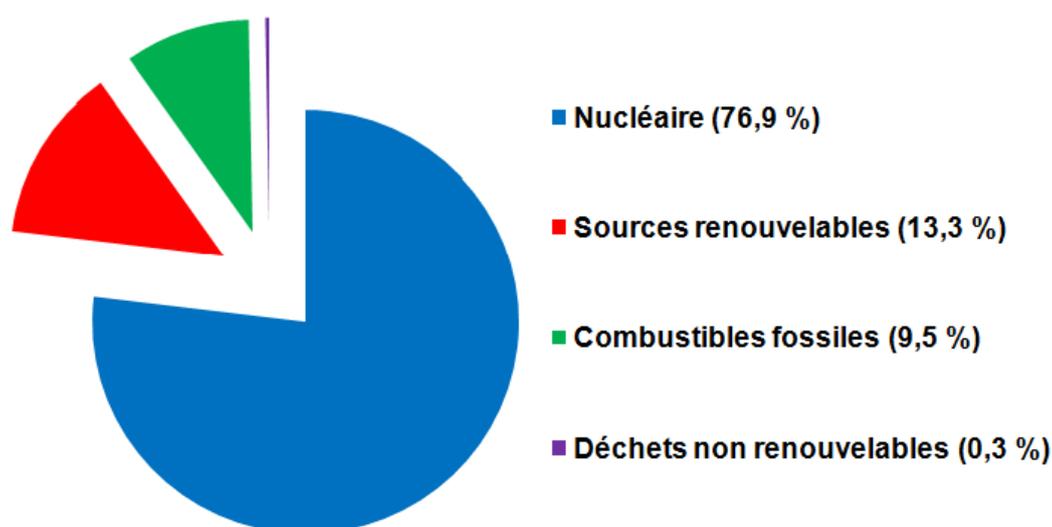


Fig. I-4 : Répartition de la production d'électricité française en 2008 [1]

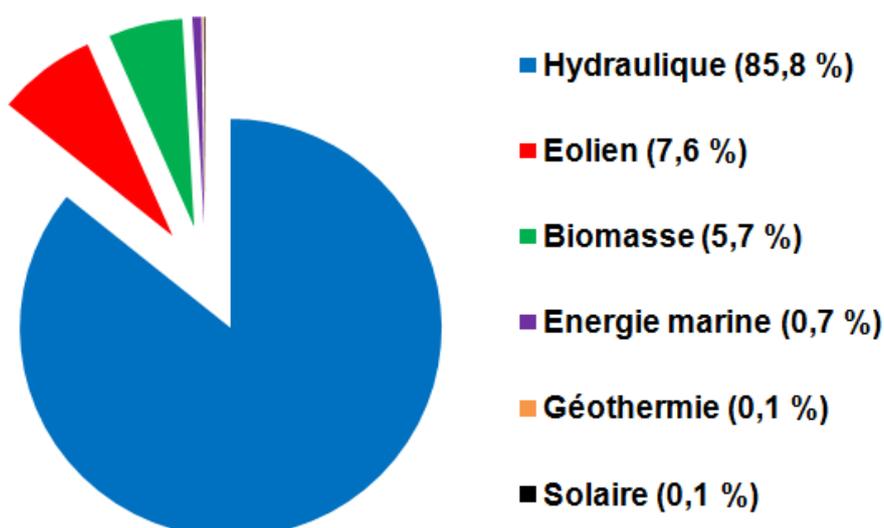


Fig. I-5 : Répartition de la production d'électricité française, d'origine renouvelable, en 2008 [1]

Entre 1998 et 2008, tout comme pour la répartition au niveau mondial, ce sont les sources de production solaire et éolienne qui ont connu les taux de croissance annuels moyens les plus importants. Ils ont en effet augmenté respectivement de 24,6 et de 73 % par an. Il faut souligner que juste entre 2007 et 2008, ces taux de croissances respectifs sont de 77,1 et 40,3 %. Ce qui montre l'accroissement de l'intérêt de la filière solaire (Fig. I-6) [1].

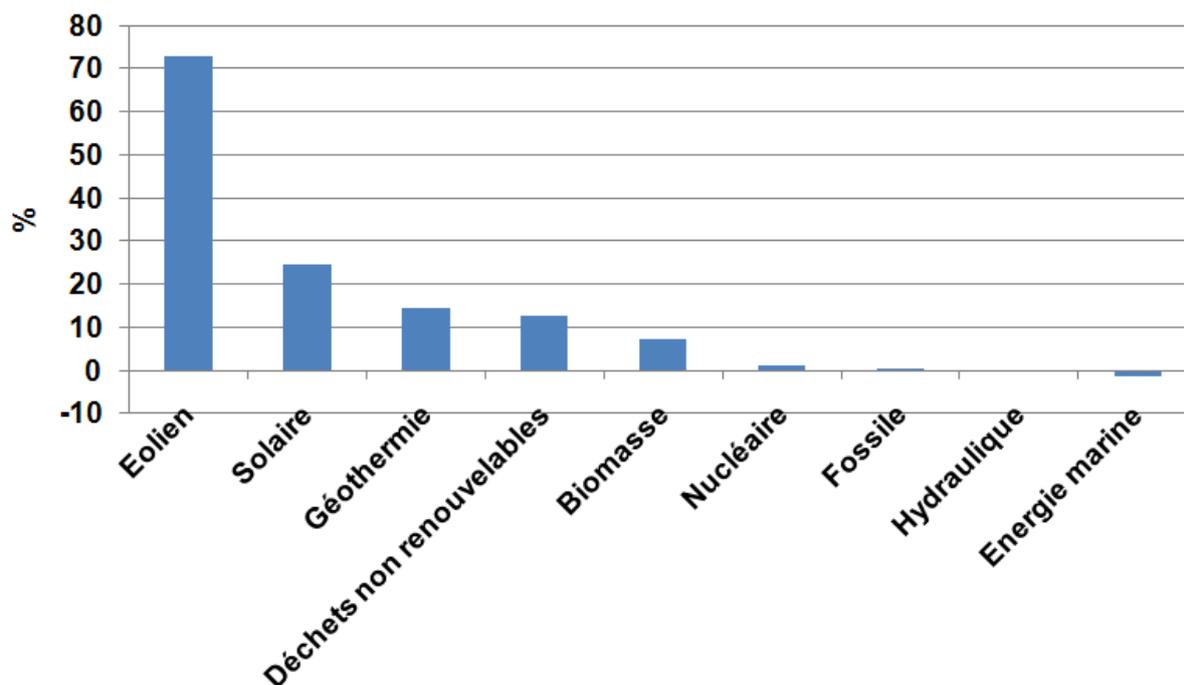


Fig. I-6 : Taux de croissance annuel moyen entre 1998 et 2008, des sources de production électrique pour la France [1]

L'important développement des énergies renouvelables dans la production électrique nécessite le recours à des moyens de stockage sous différentes formes. Le but étant de palier l'intermittence de ces sources (notamment par rapport au solaire et à l'éolien), d'éviter les problèmes de déstabilisation du réseau de distribution électrique et enfin, de mettre en adéquation cette production avec la demande des consommateurs (assurer équilibre offre/demande).

I.2. Stockage de l'énergie électrique

I. 2. 1. Stockage à petites et moyennes échelles

Les différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes à petites et moyennes échelles ainsi que leurs principes sont données ci-dessous [13-22] :

- Batteries électrochimiques : Elles sont constituées d'un couple électrochimique composé de deux électrodes séparées par un électrolyte et aux interfaces desquelles interviennent des réactions d'oxydation ou de réduction qui cèdent ou

absorbent des électrons. Les ions ainsi générés circulent dans l'électrolyte, ce qui crée un courant. C'est le potentiel d'oxydo-réduction du couple redox utilisé qui fixe la tension de la batterie. Les technologies de batterie existantes sont nombreuses, les principales que nous pouvons citer sont les accumulateurs plomb-acide, nickel-cadmium et ion-lithium (Tab. I-1). Les accumulateurs (selon le type), ont des constantes de temps allant de la dizaine de minutes à la dizaine d'heures, et leurs capacités peuvent atteindre quelques MWh [14 ; 20]. Le tableau I-1 résume les principales caractéristiques techniques des accumulateurs citées précédemment.

- Volants d'inertie : Les SISE (Systèmes Inertiels de Stockage d'Energie) comportent un volant d'inertie couplé à une machine électrique pouvant fonctionner dans deux régimes: moteur ou générateur. L'énergie est ici stockée sous forme d'énergie cinétique sur un disque lourd tournant à grande vitesse. Les SISE ont des constantes de temps de quelques minutes à l'heure [14], en fonction de leur conception. Les SISE ont trouvé une application spécifique dans le domaine de l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique, en étant capable de maintenir la fréquence et la tension du réseau dans les limites imposées par les règlements. En raison de leur dynamique élevé, de leur bon rendement (~ 90 %) et de leur longue durée de vie (de 10 000 à 100 000 cycles), les SISE sont bien adaptés pour stocker l'énergie pendant des périodes courtes.

- Inductances supraconductrices : Le courant circule sans résistance dans une bobine à supraconducteur (maintenue sous une température critique) donc sans dégagement de chaleur par effet joule. Le stockage par inductance supraconductrice délivre une puissance instantanée élevée (qui peut servir en contrepartie de charge sur un dispositif combiné) associée à un temps de stockage rapide. Le stockage est, pour cet élément, sous la forme magnétique. Il a l'avantage d'avoir une dynamique et une cyclabilité élevée. Comme les volants d'inertie, ces systèmes ont la faculté de pouvoir décharger la totalité de l'énergie emmagasinée (contrairement aux batteries). Ils sont très utiles dans les applications qui nécessitent de fonctionner continuellement avec une charge et

décharge totale (très grand nombre de cycles). Ils sont aujourd'hui commercialisés dans une gamme de puissances assez large (jusque quelques kWh) [14 ; 20].

- Super-conducteurs : L'énergie électrique est accumulée dans le champ électrique de ces capacités. Contrairement à des dispositifs électrochimiques, il n'y a pas de réaction chimique, ce qui accroît fortement la cyclabilité. Le principe est voisin de celui du condensateur mais l'isolant qui remplace les électrodes est remplacé par un électrolyte conducteur ionique. Dans ce dernier, le déplacement des ions s'effectue le long d'une électrode conductrice à très grande surface spécifique. On obtient donc des meilleures énergies volumiques que dans les condensateurs.

- Hydrogène : Plusieurs méthodes de stockage de l'H₂ existent. Les principales sont le stockage dans des réservoirs sous forme gazeuse ou liquide, le stockage « sur » des composés solides (adsorption) et le stockage « dans » les hydrures (absorption) [22].

Le moyen de diminuer le volume d'un gaz à température constante est d'augmenter sa pression. Avec la technologie actuelle on sait fabriquer des réservoirs maintenant l'hydrogène sous une pression de 700 bars. À cette pression l'hydrogène possède une densité de 40 kg.m⁻³, soit un gain d'un facteur supérieur à 4000 par rapport à sa densité à pression et température ambiantes. On peut facilement utiliser ces réservoirs pour produire de l'énergie et cela à l'aide d'une pile à combustible, dont le principe est décrit au I.3.3.

L'hydrogène sous forme liquide possède une densité de 70,8 kg.m⁻³. Néanmoins pour être à l'état liquide, l'hydrogène doit être porté à une température de -240 à -250 °C. Une autre limitation de cette technologie est l'important coût énergétique nécessaire à la liquéfaction de l'hydrogène. Une technique développée plus récemment pourrait permettre une utilisation plus appropriée de l'hydrogène liquide: c'est la solution cryo-compressée. Cette technique est à l'étude.

L'adsorption est un phénomène physico-chimique qui consiste en l'« immobilisation » d'un composé sur la surface d'un autre. L'hydrogène peut se fixer sur la plupart des surfaces solides, mais quasiment seule l'adsorption sur des

surfaces de carbone est envisagée pour des applications technologiques. Cette méthode pour le stockage d'hydrogène n'en est à l'heure actuelle qu'aux premières phases de recherche. Pour que cette méthode soit intéressante il faut pouvoir développer des matériaux avec de grandes surfaces spécifiques. L'utilisation de nanotubes de carbone est aussi envisagée mais l'un des principaux freins actuels est que ceux-ci n'absorbent l'hydrogène qu'à très basse température (-196 °C). Dans tous les cas, les résultats actuels sont encore trop parcellaires pour pouvoir présager de leur devenir.

Plusieurs métaux purs ou alliages sont capables d'absorber de l'hydrogène en leur sein. Le composé métallique agit un peu comme une « éponge à hydrogène ». Dans les hydrures métalliques l'hydrogène est stocké sous forme atomique et non plus moléculaire comme dans le cas précédent des réservoirs. L'absorption d'hydrogène peut être effectuée par l'intermédiaire du gaz dihydrogène dissocié en deux atomes d'hydrogène à une température et pression données et caractéristiques du matériau absorbant. L'absorption d'hydrogène peut aussi être effectuée à température et pression ambiante par voie électrochimique et plus précisément par électrolyse de l'eau. La capacité de stockage des hydrures métalliques peut être très importante puisque l'alliage Mg_2FeH_6 « stocke » 150 kg d'hydrogène par m^3 . Néanmoins la densité volumique ne suffit pas, il faut que l'alliage qui a absorbé l'hydrogène puisse le relâcher sans trop de contrainte.

- Air comprimé en bouteille : Ce système stocke l'énergie sous forme d'air comprimé à haute pression dans un réservoir (généralement des bouteilles) grâce à l'usage d'un compresseur électrique qui peut se transformer en générateur lors de la détente.

Le tableau I-2 donne les principales caractéristiques des différentes technologies de stockage de l'énergie. On remarque de prime abord que les constantes de temps des différents stockages sont disparates. En effet, les inductances supraconductrices, les super-conducteurs et les volants d'inertie, ont des constantes de temps faible, c'est-à-dire que l'énergie stockée ne l'est que pendant un faible moment (de la seconde à l'heure) ce qui limite leurs capacités (jusque quelques kWh). Les autres stockages (batteries électrochimiques et hydrogène) ont par contre une constante de temps plus grande (de la minute à plusieurs jours) et donc une capacité plus grande (quelques MWh). Cette disparité implique des utilisations différentes,

mais également des rendements contrastés. Au-delà de 90 % pour les constantes de temps faible et de 30 à 80 % pour les autres. L'air comprimé en bouteille a une constante de temps pouvant aller jusqu'à plusieurs jours, mais les capacités stockées sont limitées (jusque quelques kWh).

Caractéristiques	Type d'accumulateur			
	plomb-acide	nickel-cadmium	lithium-ion	lithium-polymère
Densité d'énergie massique (Wh.kg ⁻¹)	30-50	45-80	150-190	150-190
Densité d'énergie (Wh.L ⁻¹)	75-120	80-150	220-330	220-330
Puissance en pointe (Wh.kg ⁻¹)	Jusqu'à 700	-	Jusqu'à 1500	Jusqu'à 250
Température de fonctionnement (°C)	De -20 à 60	De -40 à 60	De -20 à 60	De 0 à 60
Tension nominale d'un élément (V)	2	1,2	3,6	3,7
Autodécharge par mois (%)	5	20	10	10
Nombre de cycle (charge/décharge)	De 400 à 600 (pour les étanches) 1200 (pour les tubulaires)	2000	De 500 à 1000	De 200 à 300
Domaines d'applications	Stationnaire (secours, télécom,...)	Transport (démarrage, traction,...)	Portable (téléphonie, ordinateurs,...)	-
Avantages	Faible coût	Fiabilité, performantes à froid	Excellente énergie et puissance	Très mince
Inconvénients	Faible énergie, mort subite	Relativement basse énergie, toxicité	Sécurité des gros éléments et le coût	Performances à froid et le coût
Coût (€.kWh ⁻¹)	De 200 à 250 (pour les étanches) 200 (pour les tubulaires)	600	2000	De 1500 à 2000

Tab. I-1 : Caractéristiques techniques des principaux accumulateurs [15]

'-' : Données inconnues

	Inductances supraconductrices	Super-condensateurs	Volants d'inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène (via une PAC)
Forme d'énergie	Magnétique	Electrostatique	Mécanique	Mécanique	Chimique
Densité énergétique	1 à 5 Wh.kg ⁻¹	5 à 10 Wh. kg ⁻¹	1 à 5 Wh. kg ⁻¹	8 Wh. kg ⁻¹ à 200 bars	300 à 600 Wh. kg ⁻¹
Constante de temps	Quelques secondes à 1 minute	Quelques secondes à quelques minutes	Quelques minutes à 1 heure	1 heure à quelques jours	1 heure à quelques jours
Rendement	> 90 %	> 90 %	~ 90 %	~ 50 %	30 à 50 %
Capacité	Quelques kWh	Quelques kWh	Quelques kWh	Quelques kWh	Quelques Wh à quelques MWh
Cyclabilité	10 000 – 100 000	10 000 – 100 000	10 000 – 100 000	1 000 – 10 000	N/A
Coût (€.kWh⁻¹)	500 à 72 000	50 000 à 150 000	150 à 25 000	50 à 80	15
Coût (€.kW⁻¹)	~ 300	~ 300	300 à 350	400 à 1 200	6 000

Tab. I-2 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes à petites et moyennes échelles

[14 ; 20]

'N/A' : Non applicable

1. 2. 2. Stockage à grandes échelles

Les différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes à grandes échelles ainsi que leurs principes sont données ci-dessous [14 ; 16-20] :

- Hydraulique gravitaire : Une centrale de pompage-turbinage est une STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage), où l'eau est refoulée d'un bassin vers un autre, d'altitude supérieure, par une station de pompage-turbinage. En phase de production, sous l'action de la gravité, l'eau en mouvement se reverse sur le plan inférieur, la puissance motrice de l'eau est alors convertie en électricité par la centrale.

- Air comprimé en caverne : Les surplus d'électricité générés dans les heures creuses par les centrales de base (nucléaire ou thermique) ou par les EnR (éolien,...) sont utilisés pour comprimer l'air dans une cavité souterraine à l'aide d'un turbocompresseur. L'air est comprimé et stocké dans des cavernes situées à grande profondeur, ce qui permet de résister à la pression de l'air (grâce au poids des terrains situés au dessus de la caverne). La récupération de l'électricité est faite en envoyant l'air comprimé vers une turbine à gaz. Celle-ci est réchauffée dans une chambre de combustion grâce à un appoint de gaz naturel, puis est détendue dans la turbine. La chaleur résiduelle des fumées peut être récupérée pour faire de la cogénération.

- Electrochimique à circulation : Leur technologie est plus complexe et leur capacité est plus grande que celle des accumulateurs classiques. Dans une batterie plomb-acide, par exemple, l'électricité est stockée dans la pile elle-même sous forme d'énergie chimique. Dans le cas des accumulateurs à circulation, on utilise deux électrolytes (liquides conducteurs à base d'ions), qui n'ont pas le même potentiel d'oxydoréduction et sont contenues dans des réservoirs séparés et externes à l'accumulateur. Lorsqu'il faut fournir de l'électricité, les électrolytes (l'oxydant et le réducteur) sont pompés dans leurs réservoirs respectifs. Ces derniers sont séparés par une fine membrane sélective. La différence de potentiel d'oxydoréduction entre les deux liquides provoque un échange de charges

électriques à travers la membrane, ce qui génère un courant qui est récupéré par des électrodes. L'inverse de cette réaction chimique se produit lorsqu'un courant, provenant d'une source extérieure d'énergie, est injecté. Cela permet de régénérer les électrolytes, qui peuvent alors être reversés dans leurs réservoirs.

- Thermique à réfractaires et à turbine : Technologie en voie d'expérimentation, l'électricité y est stockée par des réfractaires (sous forme thermique) pour alimenter en air chaud une centrale électrique à cycle combiné. Ce principe est envisageable depuis quelques années grâce au développement des turbines à gaz à haute température (supérieure à 1400 °C). En effet, celles-ci autorisent des rendements de conversion de la chaleur en électricité de 60 % dans des cycles combinés. L'avantage est qu'à ce niveau de température, la densité d'énergie pouvant être stockée est considérable [20].

Le tableau I-3 donne les principales caractéristiques de ces différentes technologies. Les technologies de stockage à grandes échelles, ont des capacités de stockages importantes (de 10 MWh à 100 GWh) et leurs constantes de temps sont élevées (supérieures à plusieurs jours). Néanmoins, la plupart de ces technologies ont de fortes contraintes. La mise en œuvre d'une installation de stockage gravitaire impose l'existence de retenues d'eau appropriées. Cette contrainte impose des installations sur des sites très ciblés et donc limités. L'air comprimé en caverne, comme son nom l'indique, nécessite un site avec caverne ce qui limite également les emplacements de ces installations. L'électrochimie à circulation n'a pas de contrainte topographique mais l'installation de cette technologie nécessite de grande surface. Cette technologie étant à base de produits chimiques polluants, elle est donc peu intéressante au point de vue environnemental. Concernant le thermique à réfractaires et à turbine, cette technologie reste actuellement à l'état de concept, mais semble prometteuse. La réalisation de projets de ce type fixera ses avantages et inconvénients.

	Hydraulique gravitaire	Air comprimé en caverne	Electrochimique à circulation	Thermique à réfractaires et turbine
Forme d'énergie	Mécanique	Mécanique	Chimique	Thermique
Densité énergétique	1 kWh.m ⁻³ pour une chute de 360 m	12 kWh.m ⁻³ pour une caverne à 100 bars	33 kWh.m ⁻³	200 kWh.m ⁻³
Rendement	65 à 80 %	~ 50 %	70 à 90 %	~ 60 %
Capacité	1 à 100 GWh	0,1 à 10 GWh	10 à 100 MWh	1 à 100 GWh
Cyclabilité	> 10 000	N/A	N/A	N/A
Coût (€.kWh⁻¹)	70 à 150	50 à 80	100 à 300	50
Coût (€.kWh⁻¹)	600 à 1 500	400 à 1 200	1 000 à 2 000	350 à 1 000

Tab. I.3 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes à grandes échelles [14 ; 20]

1. 2. 3. Conclusions

Les technologies de stockage à grandes échelles, sont très intéressantes mais elles présentent des contraintes non négligeables. Pour l'hydraulique gravitaire et pour l'air comprimé en caverne, la contrainte est respectivement topographique et géologique, puisque seuls des sites adéquats peuvent bénéficier de ce type de stockage. Concernant l'électrochimie à circulation, la contrainte est plutôt environnementale puisque cette technologie utilise des produits polluants tels que le zinc ou le brome. Le thermique à réfractaires et à turbine est par contre très intéressant, mais reste pour le moment à l'état de concept et aucun projet n'est encore réalisé.

Beaucoup de technologies de stockage à petites et moyennes échelles sont inadaptées pour un stockage au-delà de la journée. Seuls les batteries électrochimiques, l'oléopneumatique et l'hydrogène sont adaptés. Malheureusement, les batteries sont polluantes et l'oléopneumatique est limitée en capacité de stockage. L'hydrogène apparaît donc le vecteur énergétique de l'avenir [23-30].

I.3. Hydrogène : Vecteur énergétique de l'avenir ?

1. 3. 1. Introduction

Bien qu'il soit l'un des éléments les plus abondants de la planète, il n'existe pas de gisement, contrairement aux hydrocarbures, permettant d'extraire l'hydrogène directement.

En effet, cet élément se trouve, dans la nature, presque systématiquement combiné avec d'autres atomes tels que l'oxygène dans le cas de l'eau ou le carbone dans le cas du gaz naturel. Pour le produire, il est donc nécessaire d'avoir une « source d'hydrogène » (gaz naturel, eau,...). A l'heure actuelle, la production d'hydrogène se fait presque exclusivement à partir de combustible fossile (Fig. I-7) par des méthodes telles que le vaporeformage ou l'oxydation partielle [31 ; 32]. Comme nous pouvons le voir sur la figure I-7, nous avons respectivement 48, 30 et 18 % de la production d'H₂ qui est issue du gaz naturel, des hydrocarbures liquides et du charbon. Seule 4 % provient de l'électrolyse de l'eau [33]. Dans la perspective d'un développement durable avec réduction des émissions de gaz à effet de

serre, l'hydrogène via l'électrolyse de l'eau semble, de prime abord, la solution idéale, lorsque celle-ci est effectuée à l'aide d'une source d'énergie renouvelable telle que le solaire ou l'éolien. Ainsi l'hydrogène, et son corollaire la pile à combustible, ont été promus depuis quelques années au rang d'alternative énergétique globale pour le 21ème siècle [23-30] et sont actuellement l'objet d'une véritable mobilisation internationale.

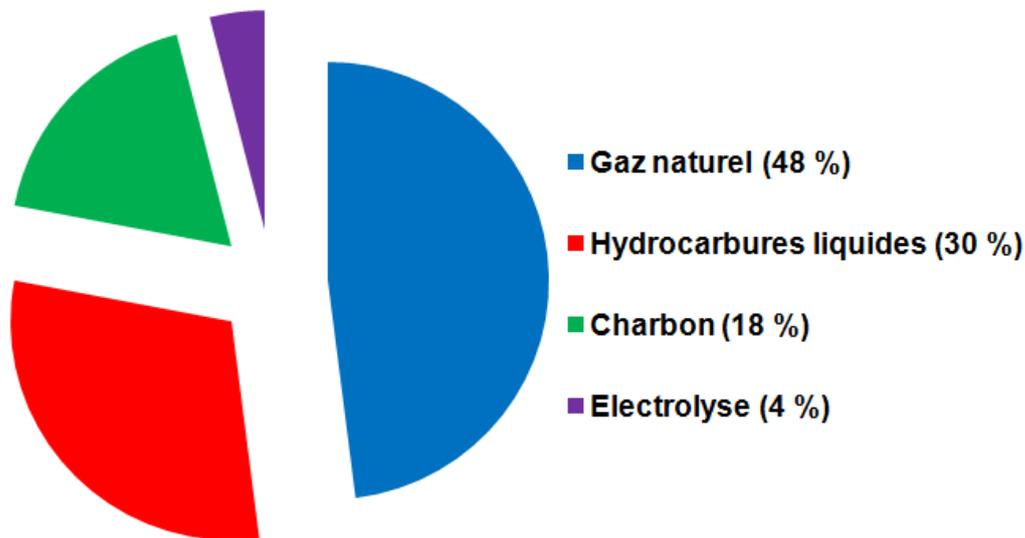


Fig. I-7 : Principales sources de production de l'H₂ dans le monde [33]

Intéressons nous maintenant à la chaîne hydrogène, c'est-à-dire : l'électrolyseur, pour la production des gaz ; et la PAC, pour la consommation de ces gaz (le moyen de stockage le plus adapté à cette chaîne est celui sous forme gazeuse dans des réservoirs). Pour cela, étudions les différents types de technologies qui sont actuellement utilisés pour l'électrolyseur et la pile à combustible.

1. 3. 2. Les technologies d'électrolyseurs

L'électrolyse de l'eau est une réaction électrochimique de décomposition de la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. Elle est rendue possible par le passage d'un courant continu à travers deux électrodes immergées dans un électrolyte liquide ou solide. Les technologies en concurrence sont de deux natures, l'une porte sur le type de structure (monopolaire ou bipolaire) et l'autre sur le type d'électrolyte. Les Figures I-8 et I-9 représentent respectivement le schéma d'un électrolyseur à structure monopolaire et bipolaire. Il existe trois types d'électrolyte : l'alcalin, le PEM (Proton Exchange Membrane) et

l'électrolyse à haute température par SOEC (Solid Oxid Electrolyser Cell) [34-37]. La figure I-10 représente le principe schématique des différents électrolytes.

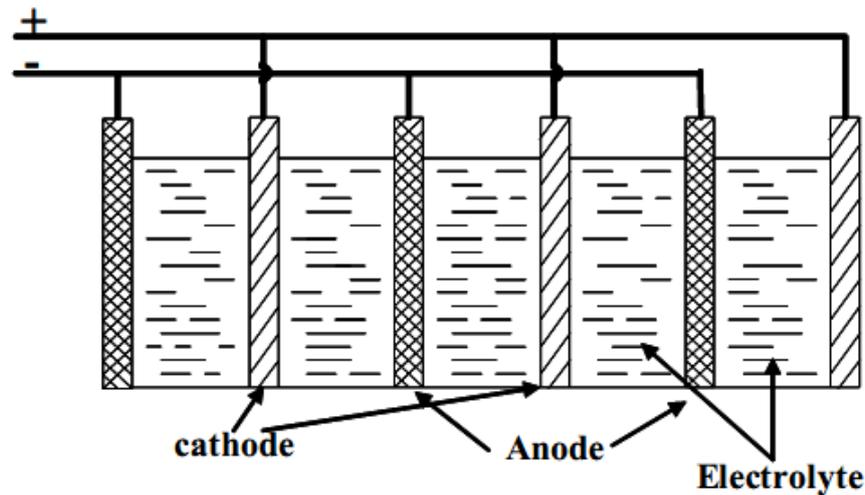


Fig. I-8 : Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires

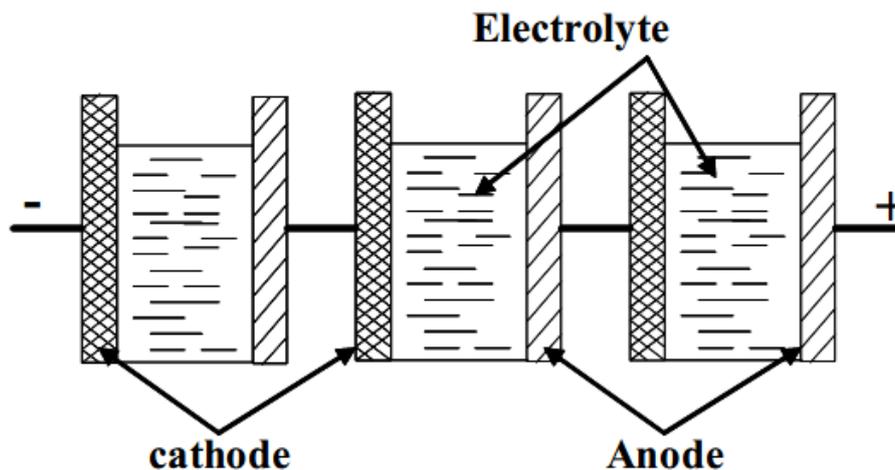
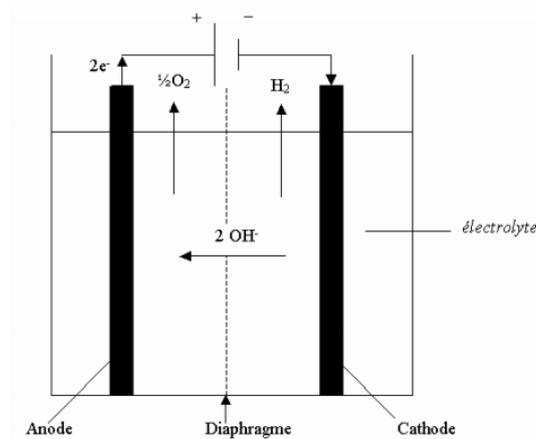


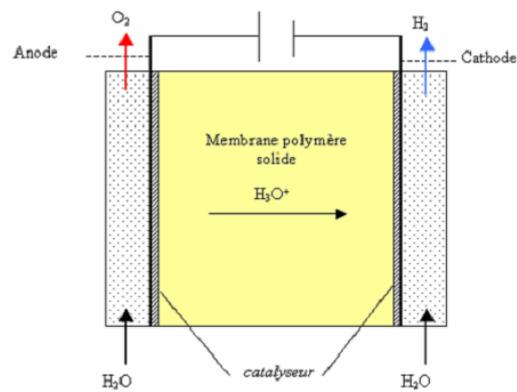
Fig. I-9 : Electrolyseur à structure série avec plaques bipolaires

Au départ, les premiers appareils d'électrolyse disposaient d'électrodes monopolaires (c'est-à-dire que chaque anode est connectée au pôle positif et chaque cathode au pôle négatif), les cellules d'électrolyse fonctionnent ainsi en parallèle. Les systèmes bipolaires, développés ensuite, utilisent des plaques jouant le rôle d'anode d'un côté et de cathode de l'autre, les cellules d'électrolyse fonctionnent alors en série. La conduction électrique s'opère à l'intérieur de l'électrode au travers de son épaisseur, permettant ainsi une limitation de la chute ohmique. Les assemblages bipolaires offrent l'avantage d'une densité de courant plus élevée et d'une meilleure compacité. Cette conception introduit cependant une difficulté supplémentaire: l'électrode présente une face en milieu oxydant (anode) et une en milieu

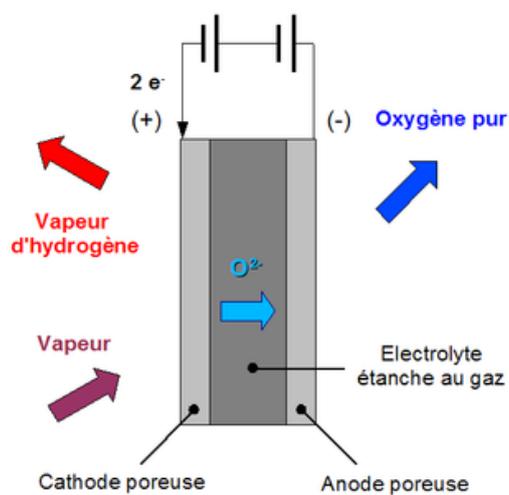
réducteur (cathode). A l'heure actuelle, la quasi-totalité des électrolyseurs repose sur la technologie bipolaire.



(A)



(B)



(C)

Fig. I-10 : Principe schématique de l'électrolyse

(A) : Alcalin ; (B) : PEM ; (C) : SOEC

Les trois types d'électrolyte sont décrits ci-dessous [34-37] :

- Electrolyseur alcalin : L'électrolyse alcaline est la technologie la plus répandue pour la production d'hydrogène électrolytique. Elle bénéficie ainsi d'une très grande maturité industrielle. Dans un électrolyseur à technologie alcaline, l'électrolyte est une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH). La conduction ionique est alors assurée par les ions hydroxyde (OH^-) et potassium (K^+). Ce type d'électrolyseur fonctionne relativement à faible densité de courant ($< 0,4 \text{ A.cm}^{-2}$). Ce qui favorise l'utilisation de ce type d'électrolyseurs, est le fait que leur fonctionnement ne fait pas appel aux catalyseurs chers basés sur le platine. Cela implique que leur prix est inférieur à celui des électrolyseurs à membrane.
- Electrolyseur PEM : La principale caractéristique de ce type d'électrolyseur est son électrolyte solide, constitué d'une membrane polymère. Celui-ci assure la conduction des ions hydronium (H_3O^+) produits à l'anode et permet la séparation de l'hydrogène et de l'oxygène produits. Les avantages de cette technologie sont la compacité, la simplicité du design de fonctionnement, la limitation des problèmes de corrosion, et des performances sensiblement supérieures au type alcalin. L'électrolyte n'étant pas liquide, cela leur permet de fonctionner à une densité de courant plus élevée que le type alcalin (de 1 à 2 A.cm^{-2}). Ils ont par ailleurs la capacité de faire face aux variations de courant ce qui rend les électrolyseurs PEM les plus adaptés pour transformer l'électricité en provenance de sources renouvelables telles que l'éolien et le solaire.
- Electrolyseur à haute température : Cet électrolyseur, dont l'électrolyte est également solide, est basé sur la conductivité anionique de céramiques telles que l'oxyde de zircon et l'oxyde de cérium. Le fait qu'il fonctionne à une température d'environ 900°C , permet de réduire la consommation spécifique d'électricité pour l'électrolyse par rapport aux deux autres types. Ce type d'électrolyte est actuellement en étude.

Le tableau I-4 résume les principales caractéristiques de ces trois types d'électrolyte.

	Alcalin	PEM	SOEC
Température de fonctionnement (°C)	De 50 à 100	De 80 à 100	De 800 à 1000
Consommation électrique (kWh.Nm ⁻³ d'H ₂)	De 4 à 5	6	De 3 à 3,35
Rendement énergétique (%)	De 75 à 90	De 80 à 90	De 80 à 90
Densité de courant (A.cm ⁻²)	< à 0,4	De 1 à 2	-
Pression (bar)	De 3 à 30	De 1 à 70	-
Etat du marché	Commercialisé	Développement	Recherche

Tab. I-4 : Données techniques des différents électrolyseurs [34]

1. 3. 3. Les technologies de pile à combustible

Dans une pile à combustible, la production d'électricité se fait grâce à l'oxydation sur une électrode d'un combustible réducteur (par exemple l'H₂) couplée à la réduction sur l'autre électrode d'un oxydant, tel que l'O₂ ou l'air. La réaction d'oxydation de l'hydrogène est accélérée par un catalyseur qui est généralement du platine. Si d'autres combinaisons sont possibles, la PAC la plus couramment étudiée et utilisée est la PAC H₂/O₂ ou H₂/air noté PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell). Les raisons de cette suprématie sont qu'elles ne sont pas sensibles au CO₂, qu'elles couvrent un large spectre de puissance et que leur faible température de fonctionnement permet un démarrage rapide et une grande souplesse de fonctionnement [34-36 ; 38]. D'autres PAC sont étudiées (Tab. I-5), on peut notamment citer les PAC au méthanol. Pour ces dernières, ils en existent deux types :

- Les piles RMFC (Reformed Methanol Fuel Cell) : Le méthanol est ici reformé pour produire l'hydrogène qui alimentera la pile.
- Les piles DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) : Le méthanol est ici directement oxydé dans le cœur de la pile et ne nécessite pas d'être reformé.

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

Contrairement aux piles utilisant l'hydrogène, celles-ci ne sont pas "propres" car elles rejettent du dioxyde de carbone (CO_2) et du monoxyde de carbone (CO).

Les Figures I-11 et I-12 représentent respectivement le principe schématique des différentes PAC, et un schéma éclaté du stack d'une pile à combustible.

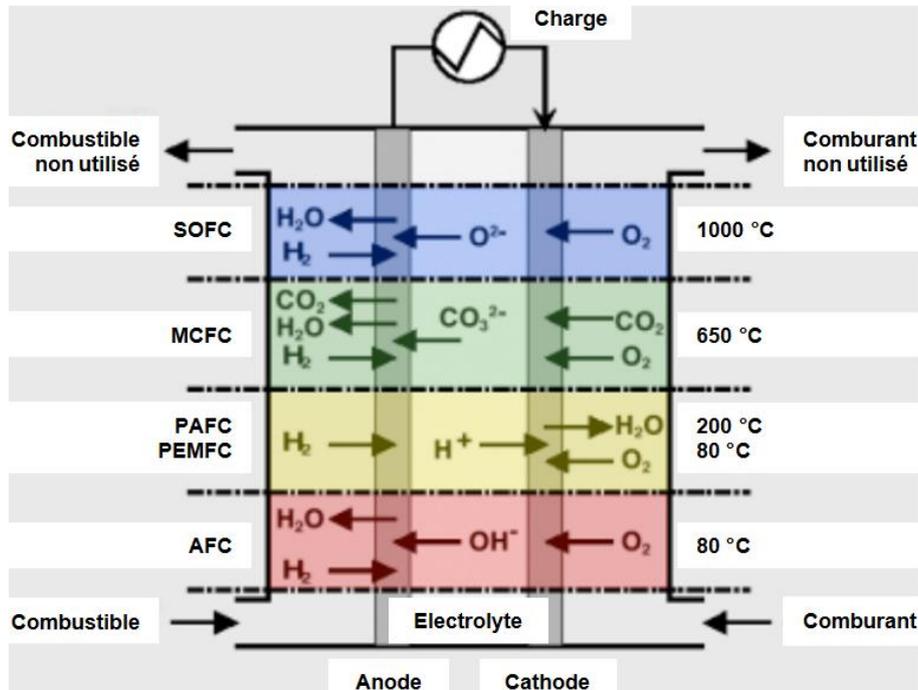


Fig. I-11 : Principe schématique des différentes piles à combustible

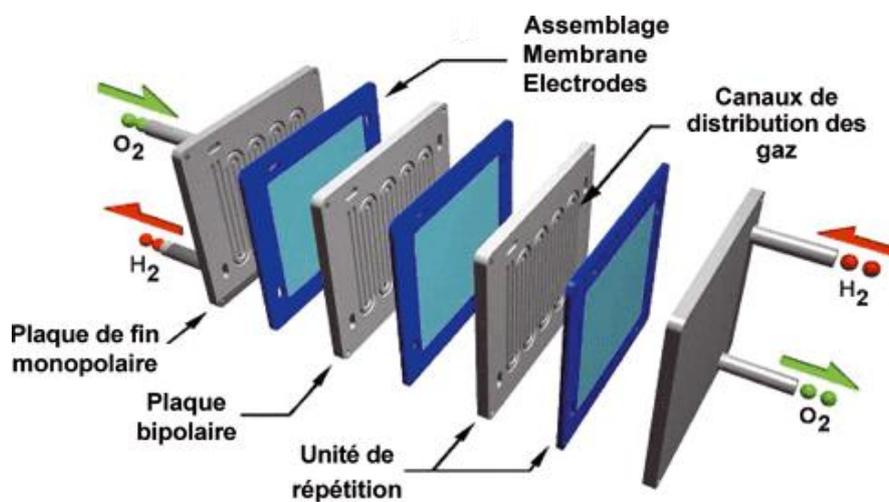


Fig. I-12 : Schéma éclaté du stack d'une pile à combustible

Le tableau I-5 récapitule les principales technologies existantes pour les piles à combustible.

Description	Électrolyte	Gaz à l'anode	Gaz à la cathode	Gamme de puissance	Température de fonctionnement	Rendement électrique	Domaine d'application
AFC (Alcaline Fuel Cell)	Hydroxyde de potassium	Hydrogène	Oxygène	10 à 100 kW	De 60 à 90 °C	Stack : 60 à 70 %	Portable, transport
PEMFC	Membrane polymère	Hydrogène	Oxygène	0,1 à 500 kW	De 70 à 200 °C	Stack : 50 à 70 %	Portable, transport, stationnaire
DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)	Membrane polymère	Méthanol	Oxygène	Du mW à 100 kW	De 90 à 120 °C	Stack : 20 à 30 %	Transport, stationnaire
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	Acide phosphorique	Hydrogène	Oxygène	Jusqu'à 10 MW	~ 200 °C	Stack : 55 %	Transport, stationnaire
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Carbonate de métaux alcalins	Hydrogène, méthane, gaz de synthèse	Oxygène	Jusqu'à 100 MW	~ 650 °C	Stack : 55 %	Stationnaire
SOFC (Solid Oxid Fuel Cell)	Céramique	Hydrogène, méthane, gaz de synthèse	Oxygène	Jusqu'à 100 MW	De 800 à 1050 °C	Stack : 60 à 65 %	Stationnaire

Tab. I-5 : Tableau récapitulatif des différentes technologies de piles à combustible [34-36 ; 38]

La pièce centrale des piles à combustible qui produit du courant est le Stack. Il consiste en la succession de cellules individuelles dont chacune est composée d'une anode, d'une cathode et d'une membrane qui sert d'électrolyte pour séparer l'une de l'autre l'anode et la cathode. A travers cette membrane peuvent se diffuser les protons, particules électriques à charge positive.

A présent que nous connaissons les différents types de technologie pour l'électrolyseur et la pile à combustible, nous allons faire un bilan des principaux projets, à travers le monde, qui utilisent ce type de technologie pour produire de l'électricité.

I.4. Etat de l'art

I. 4. 1. Projets existants

Depuis le début des années 90, plusieurs projets utilisant comme source énergétique les EnR et l'hydrogène comme moyen de stockage ont vu le jour. Nous décrivons ci-dessous les principaux projets utilisant la ressource solaire comme source énergétique et nous listons ceux qui utilisent la ressource en vent:

- Le projet Schatz solar hydrogen [39-45] : Ce projet, qui a débuté en 1989 et qui a été financé par une subvention du docteur L.W. Schatz (ancien président de la société de fabrication générale de plastiques de Tacoma, Washington), consiste à montrer via un démonstrateur, que le stockage de l'énergie solaire par l'hydrogène est un moyen pratique, fiable et qu'il peut résoudre les problèmes de pollution engendrés par l'augmentation de la consommation énergétique. Le démonstrateur, qui est situé au laboratoire marin de Telonicher (Université d'état d'Humboldt à Trinidad, Californie), doit pouvoir alimenter de façon autonome et permanente, un compresseur à air afin d'aérer les aquariums du laboratoire. Pour réaliser cette tâche, le démonstrateur est composé d'un champ PV (9,2 kWc) qui alimente directement le compresseur et un électrolyseur alcalin (6 kW) en cas de surplus de puissance. Une PEMFC (1,5 kW) est également présente, afin d'alimenter le compresseur lorsque la puissance PV est insuffisante, ainsi que des réservoirs où sont stockés les gaz (60 Nm³ pour l'H₂). Un parc de batteries (5,28 kWh) est

La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

utilisé comme tampon pour absorber les fluctuations de puissance. Les principaux objectifs de ce projet sont les suivants :

- Evaluer l'efficacité de l'hydrogène comme moyen de stockage de l'énergie solaire.
- Evaluer le fonctionnement d'une PAC de type PEMFC alimentée en H₂ et O₂.
- Concevoir, tester et utiliser un contrôle commande fiable et autonome.
- Développer un modèle de simulation.

Ce projet a montré, en 7 ans de fonctionnement, que l'hydrogène est un moyen de stockage à long terme fiable et efficace pour stocker l'énergie solaire. L'hydrogène pourrait en effet, être produit grâce au soleil dans les régions ayant un potentiel solaire élevé, et être utilisé postérieurement ou même être exporté vers d'autres emplacements.

➤ Le projet INTA (Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial ; Huelva, Espagne) Solar Hydrogen Facility [40 ; 44-45 ; 47]: Le système est composé d'un champ PV (8,5 kWc), d'un électrolyseur alcalin (5 kW), de deux piles à combustibles (PEMFC : 7,5 kW et PAFC : 10 kW) et de deux technologies de stockage de l'H₂ (bouteilles sous pression : 8,8 Nm³ à 200 bars et d'un stockage hydrure : 24 Nm³ à 10 bars). Le projet, qui a débuté en 1990, est divisé en 3 phases. La première est de construire le système et d'évaluer le fonctionnement des producteurs électriques. La seconde est d'étudier le système de stockage, et la dernière est d'évaluer le système complet. Les principaux objectifs sont :

- Etudier la faisabilité de la production d'hydrogène à partir de l'énergie solaire (alternative au carburant fossile).
- Evaluer la technologie et le fonctionnement des différents composants du système.
- Stimuler la recherche et le développement dans ce domaine en Espagne.
- Analyser l'utilisation de ces systèmes pour des applications terrestre.

Le projet, qui a fonctionné pendant plusieurs années, a atteint ces objectifs, et a montré le potentiel de ce type de système à la communauté scientifique.

- Le projet PHOEBUS (PHOtovoltaik-Elektrolyse-Brennstozelle Und Systemtechnik) [40 ; 43-45 ; 48-50] : Le démonstrateur PHOEBUS fournissait les besoins énergétiques journaliers de la bibliothèque centrale de Forschungszentrum Jülich (Allemagne), indépendamment du réseau public, depuis 1993. L'un des objectifs était de tester l'hydrogène comme stockage d'énergie, via un électrolyseur et une PAC, en condition réelle. Le démonstrateur est composé de 4 champs PV d'inclinaisons différentes (43 kWc disponibles au total), d'un électrolyseur alcalin (26 kW), d'une PEMFC (6 kW), de compresseurs, de réservoirs de gaz (3000 Nm³ d'H₂ sous 120 bars) et de batteries au plomb (304 kWh). Les batteries et l'hydrogène sont respectivement utilisés comme moyen de stockage à court et à long terme. La principale conclusion est que le démonstrateur, qui est totalement indépendant du réseau électrique, fonctionne parfaitement et de façon autonome.

- Le projet SAPHYS (Stand-Alone small size Photovoltaic HYdrogen energy System) [40 ; 43-45]: Ce projet est en partenariat avec l'ENEA (Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, Italie), l'IFE (Institute For Energy technology: Norvège) et le KFA Forschungszentrum Jülich (Allemagne). Il a été soutenu par la Commission Européenne via le programme Joule-II. La construction du projet a duré 36 mois et a débuté en septembre 1997. Le but était de tester et de démontrer l'utilisation du stockage à long terme par l'hydrogène. Ce dernier étant produit à l'aide d'un électrolyseur alcalin (5 kW) alimenté par du PV (5,6 kWc). Le déstockage de l'H₂ est assuré par une PEM (3 kW) et le stockage est effectué dans des réservoirs sous pression (120 Nm³ sous 200 bars). Le système contient également des batteries au plomb (51 kWh) afin de stabiliser le BUS en absorbant les fortes variations de puissance. Une charge électronique est utilisée pour simuler la demande d'énergie. Le profil de charge en été est caractérisé par des petits (0,4 kW) et deux grands (4 kW le matin et 2,5 kW en soirée) pics de consommation. La consommation énergétique quotidienne pendant le test, qui s'est effectué en été, était de 11 kWh. Une série d'étude sur le système finalisé a montré que l'association de ces éléments n'engendrait pas de problèmes majeurs, et que ce type de stockage était fiable.

- Le projet HARI (Hydrogen And Renewables Integration) [40 ; 43-44 ; 47 ; 51]: Ce projet de démonstration, qui date de 2001, comprend la conception, la mise en œuvre et le fonctionnement d'un système de stockage d'énergie basé sur l'hydrogène couplé à une source d'énergie renouvelable existante à la 'West Beacon Farm' (Leicestershire au Royaume-Uni). Le système de stockage comprend un électrolyseur alcalin ($8 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$), des réservoirs de gaz pressurisé (2856 Nm^3 à 137 bars), un compresseur, deux PEMFC (2 et 5 kW) et des batteries au plomb (120 kWh). L'énergie électrique en surplus est régulièrement convertie en hydrogène via l'électrolyseur, par contre le fonctionnement inverse est effectué, via la PAC, lorsqu'il y a un manque d'énergie pour faire fonctionner les charges du site. Les sources d'énergie renouvelable, fournissant la puissance électrique au système sont le PV (13 kWc), l'éolien (50 kW) et la micro-hydroélectrique (3,2 kW). Les batteries sont utilisées pour le stockage à court-terme. Le but de ce projet est, d'acquérir un complément d'expérience dans l'intégration d'un système de stockage basé sur l'hydrogène avec des sources d'énergie renouvelable, de modéliser le comportement des composants et de fiabiliser ce type de système. Le projet a été installé et a fonctionné pendant deux ans. L'intégration de la chaîne hydrogène dans le système a été un succès. Des modèles informatiques, via MATLAB[®] et SIMULINK[®], ont été développés et validés. Ils permettent de rendre compte des interactions électriques entre les différents composants du système.

- Le projet FIRST (Fuel cell Innovative Remote energy System for Telecom) [43-44 ; 52] : Le premier objectif de ce projet est l'alimentation d'application de type relais de télécommunication par le couplage d'une source énergétique renouvelable, le PV, et d'un système de stockage de l'énergie, l'hydrogène. Le second objectif est de montrer que ce couplage est plus intéressant financièrement que les méthodes utilisées actuellement. Deux systèmes expérimentaux ont été construits et évalués à Madrid (Espagne) pendant la période 2000 à 2004. Le premier système est composé d'un champ PV (1,4 kWc), de batteries (20 kWh), d'une PEMFC (0,42 kW) et de réservoirs de gaz (Stockage hydrure sous 30 bars : 70 Nm^3 pour l' H_2). Ces deux derniers éléments ont un comportement identique à celui d'un groupe électrogène (GE). Il faut donc régulièrement apporter du

carburant (H_2) pour que le système ne soit pas défaillant. Bien que ce système soit moins polluant, il n'est pas autonome. Le second système comporte un élément supplémentaire par rapport au premier : un électrolyseur PEM (1 kW). Grâce à cet élément le système est désormais autonome. Le premier système a montré qu'il sera commercialement intéressant d'utiliser des systèmes hybrides, pour l'équipement de télécommunication, lorsque la PAC aura un prix compétitif. Le couplage PV avec l' H_2 , au lieu des générateurs diesel, a l'avantage de diminuer la pollution, l'activité de maintenance et la défaillance du système. Le second système a montré que la quantité d'hydrogène produite était inférieure à celle attendue, la cause principale étant le comportement de la température au sein de l'électrolyseur. Ce problème peut néanmoins être résolu en modifiant la tension de fonctionnement par cellule pendant les phases de démarrage. Bien que le prix des composants influence lourdement la rentabilité, l'application montre néanmoins la faisabilité de ce type de système.

- Le projet UTSIRA [46 ; 53-54]: Ce projet, lancé en juillet 2004, est un démonstrateur de système énergétique autonome situé sur l'île d'Utsira (Norvège). Les composants principaux du système installé sont une éolienne (600 kW), un électrolyseur PEM ($10 \text{ Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$), un réservoir d' H_2 (2400 Nm^3 à 200 bar), un moteur à combustion d'hydrogène (55 kW) et une pile à combustible PEM (10 kW). Le système permet d'alimenter 10 maisons sur l'île de façon autonome pendant 2 à 3 jours. L'objectif principal de ce projet est d'évaluer le fonctionnement de l'usine d'Utsira et de perfectionner un outil de modélisation de système énergétique, baptisé HYDROGEMS (HYDROGen Energy ModelS). Des données opérationnelles (à pas de temps de 10 minutes) ont été utilisées pour calibrer les paramètres des différents modèles. Le système installé a été simulé pendant un mois représentatif (mars 2007) et également pendant une année complète (2005), en utilisant seulement comme données d'entrée, la vitesse de vent mesurée et la consommation moyenne de la charge, et cela afin d'être comparé à la mesure.

- Le projet HRI (Hydrogen Research Institute) de l'Université du Québec à Trois-Rivières [44 ; 46 ; 55-56] : Le système installé au HRI, fonctionne avec deux types différents de sources d'énergie renouvelable, l'éolien (10 kW) et le PV (1 kWc). Comme dans tout système basé sur les EnR, des installations de stockage d'énergie à court terme et à long terme sont nécessaires. Un parc de batteries (42 kWh) est utilisé pour le stockage d'énergie à court terme et l'hydrogène à l'aide d'un électrolyseur (5 kW), d'un réservoir d'H₂ (40 Nm³ à 10 bar) et d'une pile à combustible (5 kW), est utilisé pour le stockage d'énergie à long terme. Les objectifs majeurs sont :
- L'évaluation du sous-ensemble de production d'hydrogène, notamment lorsqu'il subit l'intermittence de la source EnR.
 - L'évaluation du fonctionnement de la pile à combustible pour l'alimentation de la charge.
 - L'intégration des divers sous-ensembles dans un contrôle-commande.
 - La synthèse de la technologie pour une utilisation dans des secteurs éloignés.

Les Tableaux I-6-a, b et c synthétisent les différentes technologies et puissances installées pour les composants des divers projets. D'autres projets couplant l'éolien et l'hydrogène ont été développés. On peut notamment citer le 'Prototype wind/electrolyzer testing system' (ENEA Research Centre, Casaccia, Italie) [57], le 'PURE-Promoting Unst Renewable Energy' (Unst, île de Shetlan, Royaume-Uni) [58], le 'Wind-to-hydrogen (Wind2H2) demonstration project' (NREL, Golden, Colorado, Etats-Unis) [59-60], le 'Wind/hydrogen demonstration plant' (Pico Truncado, Argentine) [46], et le 'RES2H2 wind-hydrogen pilot plant, with H2-storage in metal hydrides' (Kerate, Grèce) [46].

Après avoir abordé les principaux projets ayant utilisés l'hydrogène comme vecteur énergétique, intéressons-nous maintenant aux différents logiciels existants, capables de simuler et/ou d'optimiser ces systèmes.

Projets	Sources EnR		Batteries		Electrolyseur		Réservoir d'H ₂		PAC	
	Type	Puissance	Type	Capacité	Type	Puissance	Type	Capacité	Type	Puissance
SCHATZ (1989-1996)	PV	9,2 kWc	Plomb-acide	5,28 kWh	Alcalin	6 kW	Réservoir de gaz sous 8 bars	60 Nm ³	PEM	1,5 kW
INTA (1989-1997)	PV	8,5 kWc	-	-	Alcalin	5 kW	Stockage hydrure sous 10 bars Réservoir de gaz sous 200 bars	24 Nm ³ 8,8 Nm ³	PAFC PEM	10 kW 7,5 kW
SWB (1989-1996)	PV	370 kWc	-	-	Alcalin	100 kW	Réservoir de gaz sous 30 bars	5000 Nm ³	PAFC	80 kW
Solar hydrogen pilot plant (1990-1992)	PV	1,3 kWc	Plomb-acide	12 kWh	Alcalin	0,8 kW	Réservoir de gaz sous 25 bars	200 Nm ³	PAFC	0,5 kW

Tab. I-6-a : Principaux projets dans le monde, couplant les EnR avec l'hydrogène [45]

Projets	Sources EnR		Batteries		Electrolyseur		Réservoir d'H ₂		PAC	
	Type	Puissance	Type	Capacité	Type	Puissance	Type	Capacité	Type	Puissance
Solar house (1992-1995)	PV	4,2 kWc	Plomb-acide	20 kWh	PEM	2	Réservoir de gaz sous 28 bars	400 Nm ³	PEM	3,5 kW
PHOEBUS (1993-2003)	PV	43 kWc	Plomb-acide	304 kWh	Alcalin	26 kW	Réservoir de gaz sous 120 bars	3000 Nm ³	PEM	6 kW
SAPHYS (1994-1997)	PV	5,6 kWc	Plomb-acide	51 kWh	Alcalin	5 kW	Réservoir de gaz sous 200 bars	120 Nm ³	PEM	3 kW
FIRST (2000-2004)	PV	1,4 kWc	Plomb-acide	20 kWh	PEM	1 kW	Stockage hydrure sous 30 bars	70 Nm ³	PEM	0,42 kW

Tab. I-6-b : Principaux projets dans le monde, couplant les EnR avec l'hydrogène [45]

Projets	Sources EnR		Batteries		Electrolyseur		Réservoir d'H ₂		PAC	
	Type	Puissance	Type	Capacité	Type	Puissance	Type	Capacité	Type	Puissance
HRI (2001-)	PV Eolien	1 kWc 10 kW	Plomb- acide	42 kWh	Alcalin	5 kW	Réservoir de gaz sous 10 bars	40 Nm ³	PEM	5 kW
HARI (2002-)	PV Eolien Micro- hydraulique	13 kWc 50 kW 3,2 kW	Plomb- acide	120 kWh	Alcalin	36 kW	Réservoir de gaz sous 137 bars	2856 Nm ³	PEM	7 kW
Utsira (2004-)	Eolien	1200 kW	Nickel- cadmium	34 kWh	Alcalin	10 Nm ³ .h ⁻¹	Réservoir de gaz sous 200 bars	2400 Nm ³	PEM	10 kW
CEC (2007-)	PV	5 kWc	Plomb- acide	28 kWh	PEM	3,35 kW	Stockage hydrure sous 14 bars	5,4 Nm ³	PEM	2,4 kW

Tab. I-6-c : Principaux projets dans le monde, couplant les EnR avec l'hydrogène [45 ; 47]

1. 4. 2. Logiciels existants

Les logiciels que nous avons référencés ci-dessous, sont des logiciels capables de simuler et/ou d'optimiser des systèmes hybrides ayant l'hydrogène comme moyen de stockage.

- TRNSYS (TRaNsient SYstems Simulation program) [61] : TRNSYS possède un environnement de simulation complet et extensible, dédié à la simulation dynamique des systèmes. Développé par le CSTB (Centre Scientifique et Technique du Bâtiment) dans le cadre de collaborations internationales, TRNSYS est aujourd'hui la référence au niveau mondial dans le domaine de la simulation dynamique de bâtiments et de systèmes. La simulation dynamique permet, par exemple, de simuler le comportement énergétique d'un bâtiment et de son équipement, en fonction de l'emplacement, des matériaux de construction utilisés, de l'architecture, du concept énergétique choisi,... Dans une démarche HQE (Haute Qualité Environnementale), ce type d'outil devient un élément incontournable pour valider le concept énergétique ainsi que pour développer et expérimenter des approches innovatrices (stratégies de gestion, énergies renouvelables, variantes architecturales, ...). Quelques 50 familles de composants, disponibles en standard dans une bibliothèque, permettent de simuler, en régime transitoire, les bâtiments, les systèmes de chauffage et de climatisation, les plus simples comme les plus complexes, y compris les systèmes solaires innovants. Des composants utilitaires permettent de coupler la simulation avec les conditions météorologiques, les plans d'occupation, les différentes formes d'énergie, et de générer les fichiers de résultats souhaités. TRNSYS est très modulaire : de nouveaux composants peuvent facilement être ajoutés et des problèmes de simulation dans des domaines complètement différents peuvent être traités.

- HYDROGEMS [46 ; 62]: Ce logiciel a été conçu pour la simulation de systèmes énergétiques. Celui-ci intègre les EnR comme source énergétique et l'hydrogène comme technologie de stockage. La bibliothèque d'HYDROGEMS inclut des sous-systèmes variés tels que le PV, l'éolien, les GE, l'électrolyse alcalin, le stockage d'hydrogène à haute pression, le stockage métal hydrure, les PEMFC, les

AFC, les compresseurs, et les convertisseurs. Sept ans de travail sur la modélisation et la simulation des systèmes énergétiques, entrepris à l'IFE, ont été nécessaires pour développer HYDROGEMS. Les modèles ont été évalués et vérifiés via de nombreuses installations dans le monde entier. La compatibilité entre HYDROGEMS et TRNSYS permet d'intégrer les modèles des composants d'HYDROGEMS à la bibliothèque standard des composants thermiques et électriques de TRNSYS.

- HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) [63] : Le logiciel, développé au NREL (National Renewable Energy Laboratory), est un modèle informatique qui simplifie le dimensionnement de systèmes hybrides pour des applications en sites isolés ou raccordés réseau. HOMER exécute trois tâches : simulation, optimisation et analyse de sensibilité. Il permet d'évaluer la faisabilité économique et technique d'un grand nombre de combinaisons technologiques en prenant en compte les variations des coûts technologiques et la disponibilité de la ressource énergétique. Les sous-systèmes pouvant être utilisés par HOMER sont les suivants : PV, éolien, micro-hydraulique, électrolyseur, batterie, PAC et réservoir d'hydrogène. Dans son processus de simulation, HOMER détermine la faisabilité technique et le coût de fonctionnement, en utilisant des données horaires d'une année météorologique moyenne. Pour effectuer le bilan énergétique, HOMER compare l'énergie électrique et thermique capable d'être fournie à celle demandée pour chacune des heures de l'année. Les résultats sont les flux énergétiques, au pas de temps horaire, en entrée ou en sortie de chaque composant du système. Pour les systèmes qui incluent des batteries ou des réservoirs d'H₂, HOMER décide à quel moment ces sous-systèmes doivent être chargés ou déchargés. Dans son processus d'optimisation, HOMER simule toutes les configurations de systèmes possibles, renonce à celles qui ne satisfont pas les contraintes définies, et affiche une liste des systèmes réalisables en les classant selon leur coût de fonctionnement et trouve celui qui satisfait les contraintes techniques au plus bas coût. Le processus d'optimisation est particulièrement utile pour déterminer la taille optimale de chaque composant du système. Pour limiter la complexité de saisie des données d'entrées et afin de permettre un processus TRNSYS.

I.5. Conclusions

La production d'électricité mondiale est principalement issue des combustibles fossiles. Ces ressources sont limitées, non renouvelables, et leurs combustions engendrent des gaz à effet de serre. Pour lutter contre le réchauffement climatique, la production d'électricité via les EnR est en constante augmentation. Ces sources étant généralement intermittentes, une réflexion sur un système de stockage « propre » était nécessaire. Depuis plusieurs années, l'hydrogène semble être le vecteur énergétique de l'avenir.

De nombreux projets basés sur une technologie de stockage à l'hydrogène ont vu le jour durant ces 20 dernières années. C'est avec les connaissances issues de ces travaux que nous avons travaillé sur les différentes applications du projet ANR PEPITE.

Le logiciel ORIENTE qui sera développé au prochain chapitre, est un code numérique que nous avons développé, sous langage MATLAB[®], afin de simuler et d'optimiser les différentes applications de notre projet. Il aura des fonctions similaires au logiciel HOMER (telles que l'optimisation de la taille des composants,...), mais avec des paramètres plus détaillés dans les modèles (tout comme TRNSYS). Nous avons développé ce code plutôt que d'utiliser les autres logiciels afin d'avoir une modularité plus importantes, et afin que les modèles utilisés prennent en compte des paramètres réels à notre disposition plutôt que des paramètres par défaut.

Chapitre 2

Modélisation des composants énergétiques du système

II. 1. Introduction.....	45
II. 2. Les panneaux photovoltaïques	46
II. 3. La pile à combustible	51
II. 3. 1. Introduction.....	51
II. 3. 2. Modélisation de la PAC	52
II. 3. 3. Méthode d'optimisation de la PAC.....	57
II. 3. 4. Conclusions	58
II. 4. L'électrolyseur	59
II. 4. 1. Introduction.....	59
II. 4. 2. Modélisation de l'électrolyseur.....	59
II. 4. 3. Méthode d'optimisation de l'électrolyseur	64
II. 4. 4. Conclusions	65
II. 5. Le compresseur.....	66
II. 6. Le stockage.....	68
II. 7. Les convertisseurs.....	69
II. 7. 1. Introduction et modélisation.....	69
II. 7. 2. Conclusions	72
II. 8. Analyse économique.....	73
II. 9. ORIENTE	76
II. 10. Conclusions	77

Chapitre 2

Modélisation des composants énergétiques du système

L'une des principales fonctions de l'équipe EnR de l'UDC dans le cadre du projet ANR PEPITE, est la création d'un code numérique de dimensionnement permettant la simulation de la répartition des flux d'énergie dans un système hybride EnR/H₂, afin de déterminer la configuration optimale (puissances des composants et tailles des réservoirs) des sous-systèmes à installer. Le code numérique doit être relativement modulable afin de pouvoir fonctionner sur des applications aussi variées que le site techniquement isolé, le site isolé type micro-réseau, et l'écrêtage de pointes par réinjection sur le réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous présenterons dans un premier temps, les différents sous-systèmes, leurs modélisations et les méthodes utilisées pour optimiser leurs dimensionnements. Nous commencerons tout d'abord par le photovoltaïque, suivi du sous-système pile à combustible (cœur de pile et auxiliaires), du sous-système électrolyseur (cœur d'électrolyse et auxiliaires), de la compression des gaz, des réservoirs de gaz (hydrogène et oxygène sous pression) et d'eau, et nous finirons par les convertisseurs. Nous considérons que la source EnR est connectée à l'électrolyseur pour la production des gaz (qui seront stockés dans les réservoirs sous pression), et que la PAC est connectée à la charge pour la consommation de ces gaz. Nous proposerons dans un second temps, une méthode permettant d'estimer le coût d'installation de ce type de système ainsi que celui du kWh produit. Enfin, le fonctionnement du code de dimensionnement sera décrit.

II.1. Introduction

ORIENTE est un logiciel basé sur un nouveau code numérique sous langage MATLAB[®]. Il a été développé dans le cadre de cette thèse, pour optimiser le dimensionnement des systèmes hybrides EnR/H₂ afin qu'il n'y est pas de défaillance au niveau de l'alimentation de la charge. Nous avons pour cela cherché à coupler et valider au mieux des modèles propres à chaque sous-système. Le choix a porté sur des modélisations à la fois simples, n'utilisant que des paramètres accessibles (généralement des paramètres fournis par le constructeur), assez précis pour rendre compte des transferts énergétiques, et suffisamment rapides en temps de calcul pour permettre des simulations sur de longues périodes temporelles (du mois à plusieurs années). Aux vues de ces objectifs, nous avons choisi pour les simulations, un pas de temps de l'heure (pas de temps généralement utilisé par Météo-France pour la mesure des données météorologiques). En effet, ce pas de temps est assez fin pour rendre compte des transferts énergétiques, tout en permettant de négliger certains aspects dynamiques qui sont en général responsables de la complexification des modèles. Les profils météorologiques et de charges seront donc également au pas horaire. Ils seront insérés dans ORIENTE sous forme vectorielle et ils auront bien sûr la même dimension (soit 8760 h pour une année non bissextile). Dans les modèles choisis, nous ne considérerons pas le vieillissement des composants. En effet, pour ce type de prototypes expérimentaux, il est difficile d'avoir un retour d'expérience sur le vieillissement. Quant au photovoltaïque, l'optimisation se faisant au maximum sur une dizaine d'années, on peut considérer que sur cette période, le vieillissement n'a pas affecté le rendement des modules (sachant que les constructeurs garantissent généralement un fonctionnement à 80 % de la puissance initiale lorsque les modules sont âgés de 20 à 25 ans [64]).

Commençons tout d'abord par présenter la modélisation choisie pour le champ photovoltaïque.

II.2. Les panneaux photovoltaïques

Le comportement des modules photovoltaïques a été longuement étudié depuis plus de 25 ans. De nombreux articles, sur la modélisation des modules existent dans la littérature scientifique. Le modèle simple diode (le plus couramment utilisé) [65 ; 66] fournit en effet de bons résultats pour une difficulté de mise en équation moindre.

Dans les différentes études que nous allons mener, le champ photovoltaïque sera raccordé à un appareil MPPT (Maximum Power Point Tracker). Celui-ci permet de récupérer le maximum de puissance solaire disponible en ajustant le niveau de tension sur la courbe caractéristique du module. Si l'on prend l'exemple du module photovoltaïque Sharp NEQ5E3E 165W (fiche technique en Annexe A), et que l'on regarde les courbes caractéristiques en intensité/tension et en puissance/tension (Fig. II-1), on s'aperçoit que pour un éclairement et une température donnés, il existe une valeur de la tension qui maximise la puissance. Celles-ci sont représentées par des points sur les courbes caractéristiques.

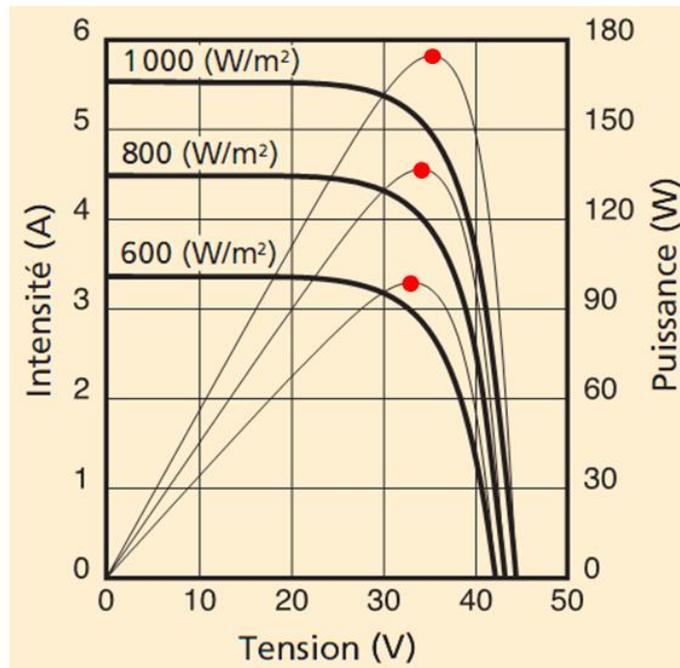


Fig. II.1 : Courbes caractéristiques du module Sharp NEQ5E3E 165W pour une température de cellule de 25 °C, et pour un ensoleillement de 600, 800 et 1000 W/m^2

‘—’ : Courbe en intensité/tension ; ‘—’ : Courbe en puissance/tension ; ‘●’ : Puissance maximale en fonction de l'éclairement

L'intégration du MPPT permet de simplifier le modèle simple diode pour n'obtenir plus qu'une seule équation empirique (Eq. II-1) [35 ; 67 ; 68]. Désormais, uniquement à l'aide des données climatiques du site (ensoleillement et température ambiante) et des données du constructeur du module, nous pouvons connaître la puissance maximale disponible en sortie du module PV.

On considère que l'ensemble des modules composant le champ PV est soumis aux mêmes conditions météorologiques et se comporte de façon similaire compte tenu des surfaces de champ PV envisagées dans la thèse. La production électrique du champ en courant continu est donc directement proportionnelle à la production d'un module photovoltaïque. Il suffit donc de multiplier la puissance en sortie d'un module par le nombre de modules composant le champ PV pour connaître la puissance totale fournie par celui-ci. Ce modèle ne tient pas compte des pertes de connexion entre les modules.

$$P_{MPPT} = N_{PV} \frac{G_I}{G_I^R} \left[P_{Max} + \mu_{P_Max} (T_J - T_J^R) \right] \quad \text{Eq. II-1}$$

Où

$$T_J = T_A + G_I \frac{NOCT - 20}{800} \quad \text{Eq. II-2}$$

Avec

P_{MPPT}	Puissance fournie par le champ PV (W)
N_{PV}	Nombre de modules composant le champ PV (-)
G_I	Irradiation solaire globale du lieu considéré ($W.m^{-2}$)
G_I^R	Irradiation solaire globale dans les conditions de références ($= 1000 W.m^{-2}$)
P_{Max}	Puissance crête d'un module PV dans les conditions de références (Wc)
μ_{P_Max}	Variation de la puissance PV en fonction de la température ($\%. \text{ } ^\circ C^{-1}$)
T_J	Température de jonction du module PV ($^\circ C$)
T_J^R	Température de jonction dans les conditions de référence du module PV ($= 25 \text{ } ^\circ C$)
T_A	Température ambiante du lieu considéré ($^\circ C$)
NOCT	Température de fonctionnement des cellules PV dans les conditions de références ($^\circ C$)

Afin de tracer la puissance en sortie du module PV ($N_{PV} = 1$) pour un site donné, nous avons tout d'abord besoin des données météorologiques associées à ce site. Les figures II-2 et II-3 représentent respectivement l'ensoleillement sous une inclinaison de 30° et la température ambiante pour l'année 1998 (du 1 janvier à 01h00 au 31 décembre 00h00 avec 0 % de données manquantes). Ces mesures sont données en TU (Temps Universel) et ont été effectuées à la station météorologique de Campo Dell'Oro (latitude : $41^\circ 55' N$, longitude : $8^\circ 48' E$, altitude : 6 m). L'ensoleillement étant mesuré, par Météo-France, pour une inclinaison de 0° , nous avons utilisé le modèle reconnu de Hay et Davies afin d'incliner les données à 30° [69-71].

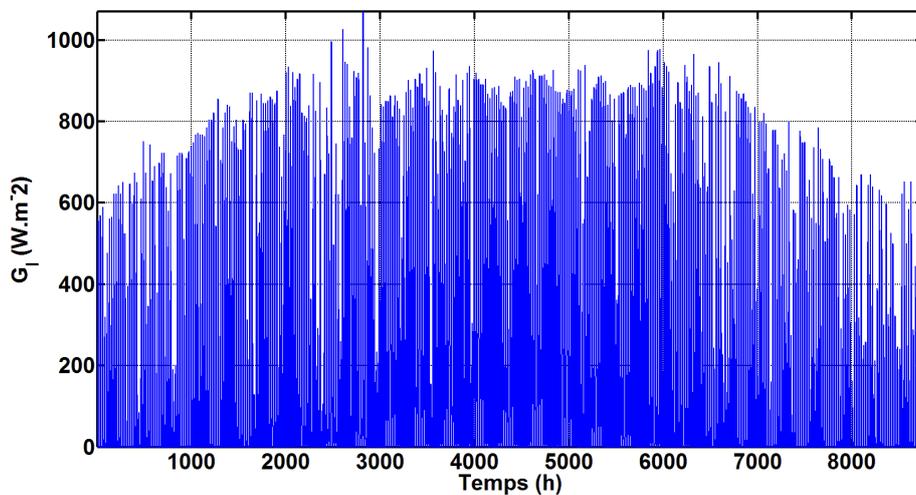


Fig. II.2 : Éclairement (G_i) estimé à la station météorologique de Campo Dell'Oro sous une inclinaison de 30° pour l'année 1998 (TU)

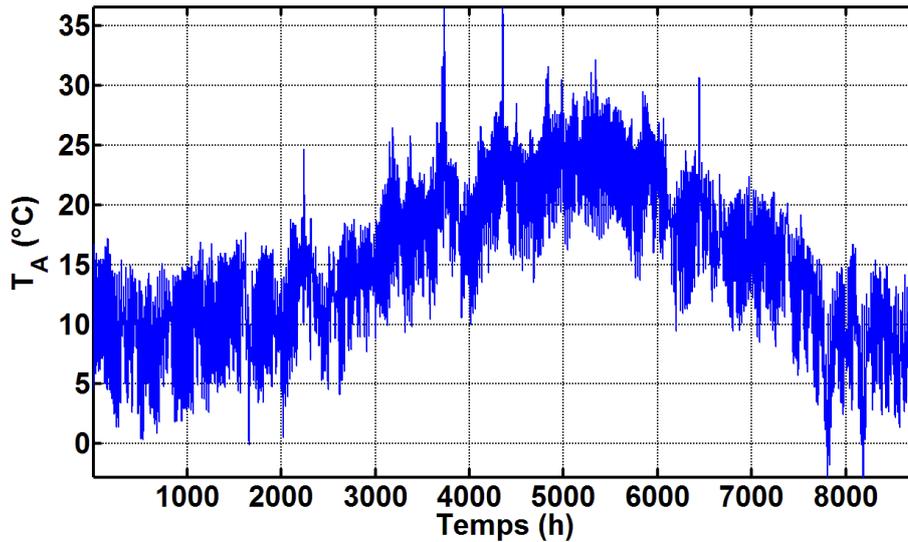


Fig. II.3 : Température ambiante (T_A) mesurée à la station météorologique de Campo Dell'Oro pour l'année 1998 (TU)

Le site proposé possède un éclairage moyen de 388 W.m^{-2} (les valeurs nocturnes ne sont pas incluses dans le calcul de cette moyenne) et d'un ensoleillement global sur l'année 1998 de $1,81 \text{ MWh.m}^{-2}$. La température ambiante oscille entre $-2,8$ et $36,6 \text{ °C}$ avec une valeur moyenne annuelle de 15 °C .

Les données météorologiques étant à présent connues, il ne nous manque plus que les données caractéristiques du constructeur du module. Nous considérerons le module Sharp décrit précédemment, dont les caractéristiques nécessaires à notre modèle sont données ci-dessous:

- $P_{\text{Max}} = 165 \text{ Wc}$
- $\mu_{P_{\text{Max}}} = -0,485 \text{ \%} \cdot \text{°C}^{-1}$
- $\text{NOCT} = 48 \text{ °C}$

Les figures II-4 et II-5 représentent respectivement la température de jonction et la production PV pour le module, avec les données météorologiques du site choisi.

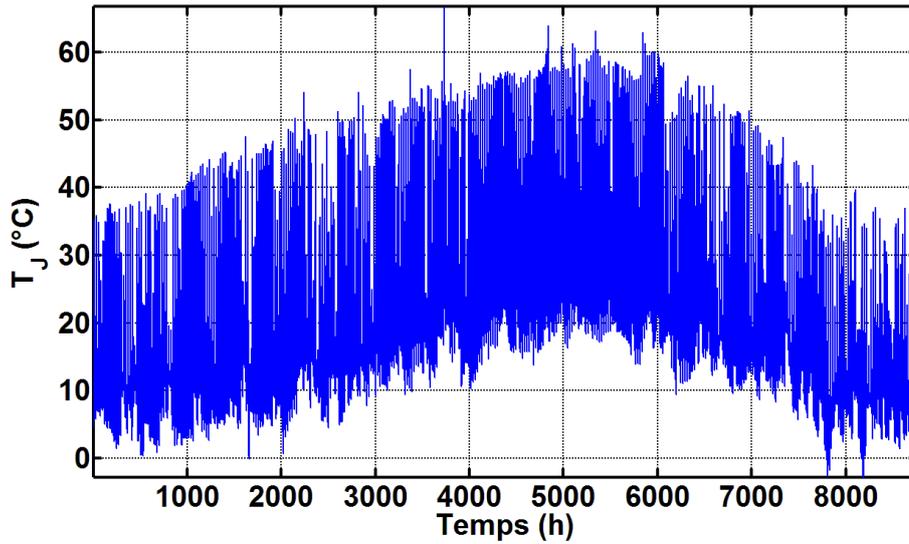


Fig. II.4 : Température de jonction (T_J) associée aux données météorologiques du site et aux données du constructeur du module

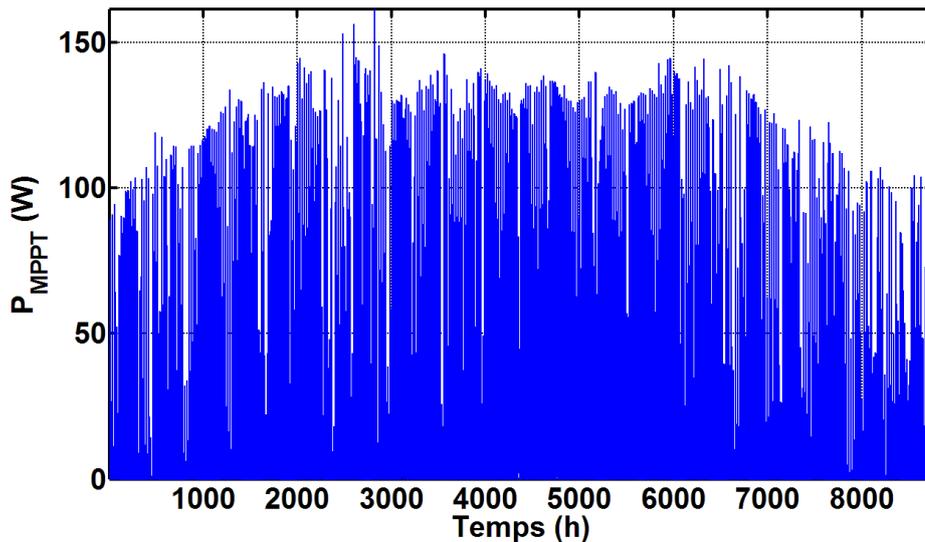


Fig. II.5 : Production PV (P_{MPPT}) associée aux données météorologiques du site et aux données du constructeur du module

La température de jonction oscille entre $-2,8$ et $66,7$ °C avec une valeur moyenne annuelle de $22,2$ °C. Quant à la production PV, sur le temps de la simulation (total annuel dans ce cas), noté E_{MPPT} est de $0,28$ MWh, et la valeur moyenne de la puissance est de $60,9$ W.

Dans le cas où le système installé n'est pas capable d'absorber la totalité de la puissance fournie par le champ PV, le MPPT peut être utilisé différemment. Celui-ci déplace le point de fonctionnement pour ajuster la puissance en sortie du champ afin que celle-ci

correspondre à la puissance maximale pouvant être absorbée par le système. Cette fonction est appelée dégradation du MPPT.

La figure II-6 résume la modélisation du champ photovoltaïque.

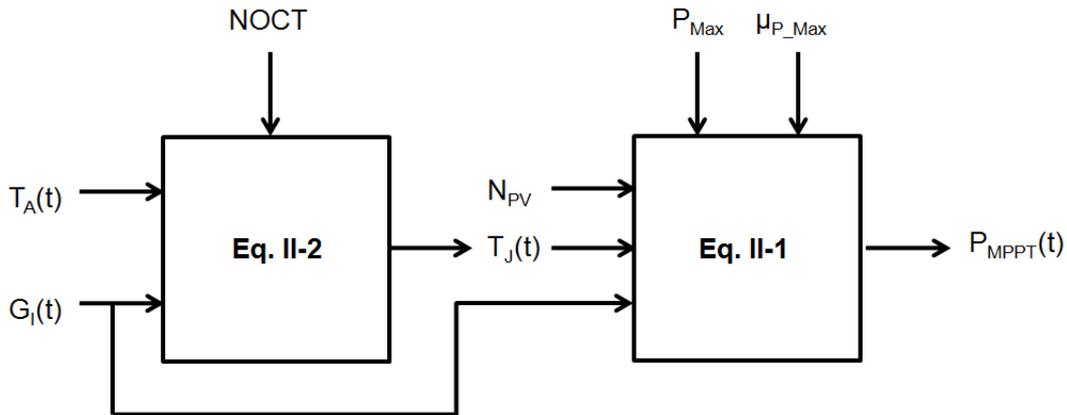


Fig. II.6 : Modélisation du champ photovoltaïque

En conclusion, nous pouvons dire que les principaux avantages de ce modèle, sont de pouvoir simuler tout type de module PV, simplement à partir des caractéristiques techniques du constructeur, et de donner des résultats avec un faible temps de calcul.

La modélisation des panneaux photovoltaïque étant à présent décrite, nous allons maintenant décrire le sous-système pile à combustible.

II.3. La pile à combustible

II. 3. 1. Introduction

Les piles à combustible de technologie PEM – H₂/O₂ ainsi que leurs caractéristiques techniques seront fournies, pour les différents projets étudiés, par la société HELION. Filiale du groupe AREVA, HELION est un industriel majeur de la filière hydrogène énergie. Son activité porte sur le développement et la commercialisation de solutions pour la production d'hydrogène par électrolyse, et la production d'énergie électrique et thermique à base de pile à combustible.

Le choix technologique des PAC est bien sur en corrélation avec le développement actuel de la société. A la vue du pas de temps horaire, nous négligerons les phénomènes de

montée en température et en pression puisqu'ils n'interviennent que lors des premières minutes de mise en fonctionnement [72]. Nous considérerons qu'en fonctionnement normal (hors phases de démarrage et d'arrêt), la PAC est régulée, donc que la température du stack et la pression en entrée de celle-ci sont constantes au cours du temps. La modélisation développée ici suppose donc que nous travaillerons en fonctionnement normal.

Afin de décrire les différents phénomènes liés à la PAC, nous avons modélisé la courbe de polarisation et les différents flux de puissance, de gaz et d'eau de celle-ci.

II. 3. 2. Modélisation de la PAC

Le modèle que nous avons choisi (Eq. II-3), pour décrire la courbe de polarisation (caractéristique en courant-tension de la PAC), est un modèle électrique semi-empirique [73].

$$V_{PAC} = e_{PAC} - b_{PAC} \cdot \ln(j_{PAC} + j_{n_PAC}) - r_{PAC} \cdot j_{PAC} \quad \text{Eq. II-3}$$

Avec

V_{PAC} Tension d'une cellule élémentaire de la PAC (V)

j_{PAC} Densité de courant d'une cellule élémentaire de la PAC ($A \cdot cm^{-2}$)

e_{PAC} Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC (V)

b_{PAC} Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC (V)

j_{n_PAC} Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC ($A \cdot cm^{-2}$)

r_{PAC} Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC ($V \cdot cm^2 \cdot A^{-1}$)

A l'aide d'une courbe de polarisation à la température et à la pression de fonctionnement de la PAC, et d'une méthode de minimisation de l'erreur par moindre carré, nous pouvons déterminer les paramètres e_{PAC} , b_{PAC} , j_{n_PAC} et r_{PAC} de notre modèle. Les valeurs obtenues sont respectivement $827 \cdot 10^{-3}$ V, $361 \cdot 10^{-4}$ V, $114 \cdot 10^{-3}$ $A \cdot cm^{-2}$ et $604 \cdot 10^{-5}$ $V \cdot cm^2 \cdot A^{-1}$. Nous déduisons ainsi la tension de cellule élémentaire de la PAC pour chaque densité de courant.

La figure II-7 montre la comparaison entre les données expérimentales et la courbe obtenue à partir du modèle. La courbe de polarisation expérimentale a été mesurée à 70 °C avec une pression à l'entrée de la PAC de 3 bars pour l'hydrogène et l'oxygène.

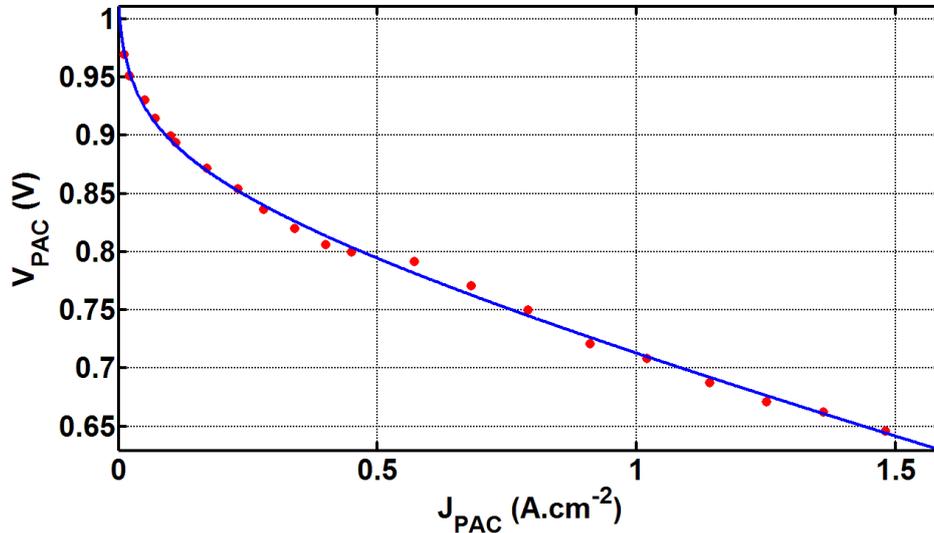


Fig. II.7 : Comparaison de la modélisation de la courbe de polarisation de la PAC avec les valeurs expérimentales (T= 70 °C, P= 3 bars)

‘—’ : Valeurs calculées par le modèle; ‘●’ : Valeurs expérimentales

Le tableau II.1 ci-dessous récapitule les différents résultats de la comparaison à travers des indicateurs statistiques de précision dont la description est faite en Annexe B.

	MBE (Mean Bias Error)	RMBE (Relative Mean Bias Error)	RMSE (Root Mean Square Error)	RRMSE (Relative Root Mean Square Error)	CC (Correlation Coefficient)
Modèle ORIENTE	2.10^{-9} V	3.10^{-3} %	5.10^{-3} V	5.10^{-4} %	0.999

Tab. II.1 : Synthèse des résultats de comparaison entre la mesure et le modèle

Comme on pouvait s’y attendre d’après la figure II-7, les résultats obtenus dans le tableau sont très satisfaisants. Ils montrent une excellente corrélation entre le modèle et les valeurs expérimentales.

La puissance électrique débitée par la pile à combustible (Eq. II-4), dépend du point de fonctionnement sur la courbe de polarisation, ainsi que de la taille de la PAC, soit le nombre de cellules élémentaires et la surface active de celles-ci [67 ; 72 ; 74].

$$P_{PAC} = J_{PAC} \cdot SA_{PAC} \cdot NC_{PAC} \cdot V_{PAC} \quad \text{Eq. II-4}$$

Avec

- P_{PAC} Puissance débitée par la PAC (W)
- SA_{PAC} Surface active d'une cellule élémentaire de la PAC (cm²)
- NC_{PAC} Nombre de cellules élémentaires en série de la PAC (-)

Afin que la PAC puisse fonctionner, une partie de la puissance électrique libérée par celle-ci doit être envoyée à ses auxiliaires (appareils qui assurent le refroidissement de la PAC et l'alimentation en réactifs de la pile ainsi que différents capteurs et électrovannes). On exprime cette puissance par l'équation suivante [67 ; 72]:

$$P_{PAC_A} = CC_{PAC_A} + CV_{PAC_A} \cdot P_{PAC} \quad \text{Eq. II-5}$$

Avec

- P_{PAC_A} Puissance consommée par les auxiliaires de la PAC (W)
- CC_{PAC_A} Consommation constante des auxiliaires de la PAC (W)
- CV_{PAC_A} Consommation variable des auxiliaires de la PAC, dépendant de la puissance fournie par celle-ci (%)

Le rendement d'une pile à combustible n'étant pas parfait, les gaz consommés (hydrogène et oxygène) ne sont pas en totalité transformés en puissance électrique mais également en puissance thermique. Celle-ci peut être définie par la relation suivante [35 ; 75]:

$$P_{PAC_TH} = NC_{PAC} (V_{TH} - V_{PAC}) J_{PAC} \cdot SA_{PAC} \quad \text{Eq. II-6}$$

Avec

- P_{PAC_TH} Puissance thermique libérée par la PAC (W)
- V_{TH} Tension thermoneutre d'une cellule élémentaire (= 1,48 V)

La figure II-8 représente la puissance électrique produite ainsi que la puissance thermique dégagée par la PAC pour une cellule élémentaire. Lorsque la densité de courant augmente, les puissances augmentent également. On remarque que la pile à combustible produit plus de puissance électrique que thermique dans les densités de courant faible mais que cela s'inverse pour les fortes densités.

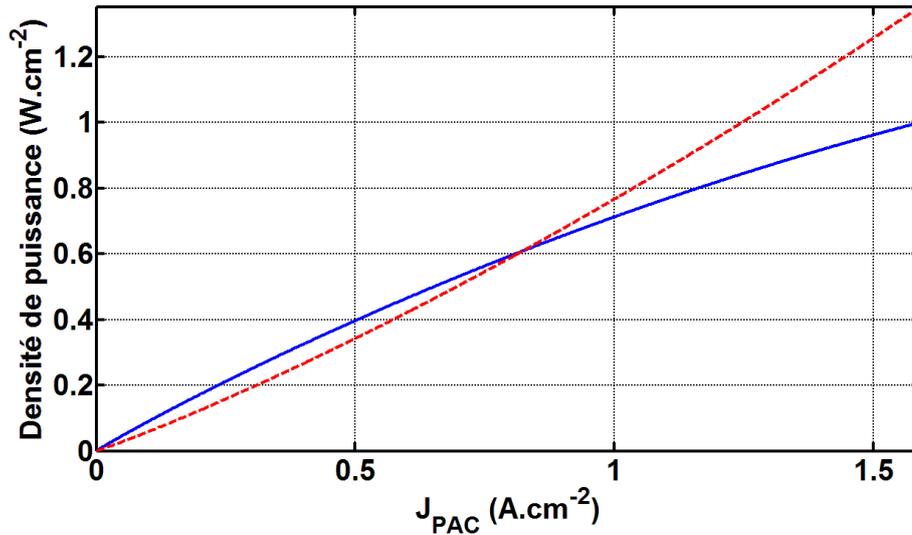


Fig. II.8 : Puissances libérées par la pile à combustible (T= 70 °C, P= 3 bars)

‘—’ : Puissance électrique ; ‘- - -’ : Puissance thermique

La pile à combustible possède un seuil de fonctionnement en dessous duquel elle ne peut pas fonctionner. La valeur de ce seuil est néanmoins très faible, et dépend de la puissance nominale de fonctionnement de la PAC (Eq. II-7) [67 ; 72].

$$S_{PAC} = \%S_{PAC} \cdot P_{N_PAC} \quad \text{Eq. II-7}$$

Avec

S_{PAC} Seuil de fonctionnement de la PAC (W)

$\%S_{PAC}$ Coefficient pour le calcul du seuil de fonctionnement de la PAC (%)

P_{N_PAC} Puissance nominale de fonctionnement de la PAC (W)

Les consommations d’hydrogène et d’oxygène de la pile à combustible, sont calculées selon la loi de Faraday (Eq. II-8). La production d’eau est proportionnelle à la consommation d’hydrogène et donc au courant débité par la pile à combustible [35 ; 67 ; 74-77].

$$Q_{H_2}^C = 2 \frac{S_{H_2}}{S_{O_2}} Q_{O_2}^C = S_{H_2} \cdot Q_{H_2O}^P = \frac{3600 \cdot N_{C_PAC} \cdot J_{PAC} \cdot S_{A_PAC} \cdot S_{H_2}}{2 \cdot F} \frac{1}{\eta_{F_PAC}} \quad \text{Eq. II-8}$$

Avec

$Q_{H_2}^C$ Quantité d’hydrogène consommée (mol.h⁻¹)

S_{H_2} Stoechiométrie de l’hydrogène (-)

S_{O_2}	Stoechiométrie de l'oxygène (-)
$Q_{O_2}^C$	Quantité d'oxygène consommée (mol.h^{-1})
$Q_{H_2O}^P$	Quantité d'eau produite (mol.h^{-1})
F	Constante de Faraday ($= 96485 \text{ C.mol}^{-1}$)
η_{F_PAC}	Rendement faradique de la PAC (= 99 %)

Le rendement faradique résulte du fait qu'une partie de l'hydrogène et de l'oxygène migre à travers la membrane et se recombine, ce qui engendre des pertes puisque l'on ne peut récupérer cette énergie. Ce rendement est généralement très proche de 0,99 [35 ; 67].

La figure II-9 montre la consommation des gaz, et la production d'eau suivant la densité de courant. On constate que les consommations d'hydrogène et d'oxygène, et la production d'eau, croient linéairement avec l'augmentation de la densité de courant ce qui est conforme au comportement de la loi de Faraday. Pour cette courbe, nous avons pris une valeur de 1,01 pour la stœchiométrie de l'hydrogène et de l'oxygène. C'est la raison pour laquelle, la courbe de consommation de l'hydrogène et de production de l'eau ne sont pas superposées.

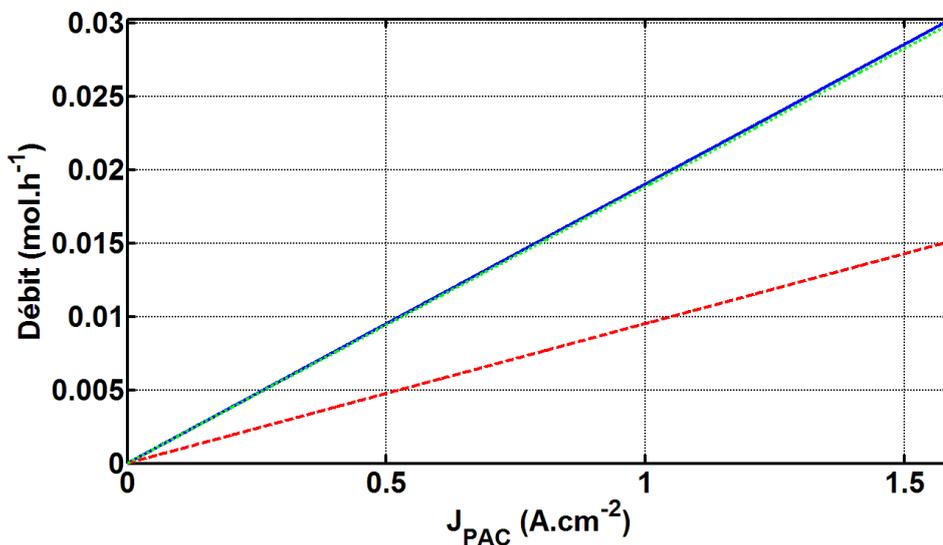


Fig. II.9 : Quantités de gaz consommés, et d'eau produite par la PAC (T= 70 °C, P= 3 bars)
 '—' : H₂ consommé ; '---' : O₂ consommé ; '...' : H₂O produit

A présent que nous sommes en mesure de décrire les différents phénomènes de la pile à combustible, nous allons établir une méthode d'optimisation du dimensionnement de celle-ci.

II. 3. 3. Méthode d'optimisation de la PAC

L'optimisation du dimensionnement de la pile à combustible, consiste à déterminer le plus petit nombre de cellules élémentaires à mettre en série, afin que la PAC puisse à tout instant satisfaire la demande de la charge. Cela permet de déduire la puissance nominale de fonctionnement de la PAC à installer. Les valeurs des paramètres liés à la consommation des auxiliaires, ainsi que la surface active d'une cellule élémentaire doivent être données en amont par l'utilisateur.

Le cheminement de l'optimisation du dimensionnement est le suivant :

- En premier lieu, l'utilisateur renseigne deux nouveaux paramètres, J_{N_PAC} et V_{N_PAC} qui représentent respectivement la densité de courant et la tension, au point de fonctionnement nominal de la PAC. Ce point sur la courbe de polarisation est le plus élevé en densité de courant auquel on souhaite faire fonctionner la PAC.
- On cherche maintenant à connaître la puissance maximale que la PAC est susceptible de fournir au cours de la simulation. Pour cela, on regarde la puissance maximale demandée par la charge (s'ils existent, les convertisseurs sont pris en compte). La consommation des auxiliaires de la PAC est bien sûr prise en compte.
- Connaissant la puissance maximale à fournir par la PAC, ainsi que le point de fonctionnement nominal et la surface active d'une cellule élémentaire, on déduit le nombre de cellules élémentaires en série puis la puissance nominale de fonctionnement.

Effectuons un exemple de dimensionnement de la PAC, en prenant les hypothèses suivantes :

- On ne considère aucun convertisseur, la PAC alimente directement ses auxiliaires et la charge.
- Les paramètres CC_{PAC_A} et CV_{PAC_A} valent respectivement 50 W et 20 %. La surface active d'une cellule élémentaire est de 400 cm².
- Les paramètres J_{N_PAC} et V_{N_PAC} sont respectivement fixés à 0,45 A.cm⁻² et 0,8 V sur la courbe de polarisation décrite précédemment (Fig. II-7).

- La consommation maximale de la charge est de 6500 W.

On obtient une puissance maximale à fournir par la PAC de 8187,5 W, ce qui nous donne un nombre de cellules élémentaires en série de 57, soit une puissance nominale de fonctionnement de 8208 W.

II. 3. 4. Conclusions

En conclusion, nous pouvons dire que les équations choisies pour modéliser la pile à combustible décrivent correctement les phénomènes mis en jeu. Il est pour cela nécessaire d'être en possession de quelques données du constructeur telles que la courbe de polarisation, la surface d'une cellule élémentaire, le coefficient lié au seuil de fonctionnement, les paramètres de consommation des auxiliaires et les stœchiométries des gaz. La figure II-10 récapitule la modélisation de la pile à combustible.

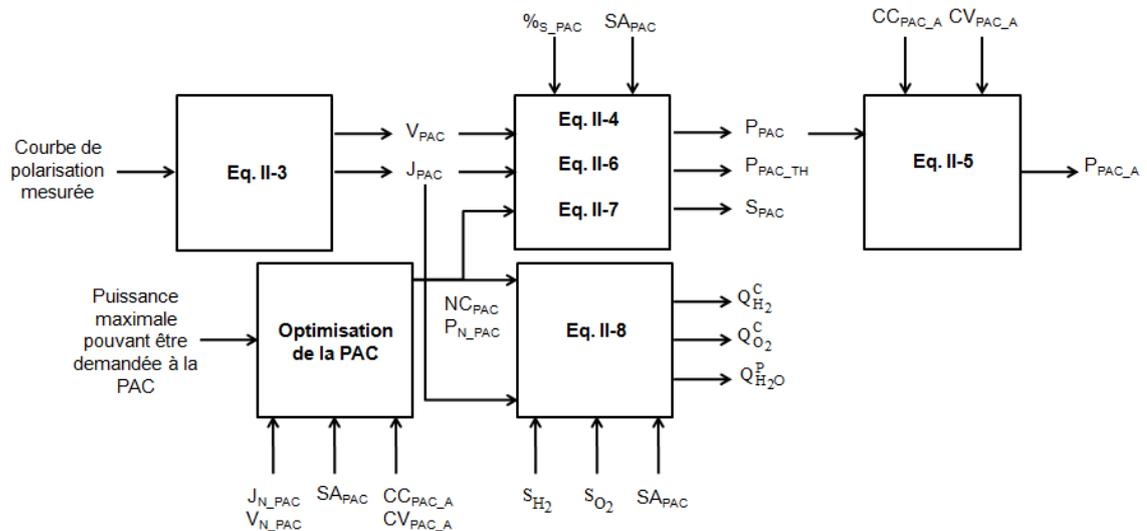


Fig. II.10 : Modélisation de la pile à combustible

La méthode d'optimisation choisie, nous permet de nous assurer qu'à tout instant de la simulation, la pile à combustible a la capacité de subvenir aux besoins de la charge.

II.4. L'électrolyseur

II. 4. 1. Introduction

Les électrolyseurs de technologie PEM – H₂/O₂ ainsi que leurs caractéristiques techniques seront fournis, pour les différents projets étudiés, par la société HELION. Tout comme pour la PAC, ce choix technologique est en adéquation avec le développement actuel de la société. Pour les mêmes raisons que citées dans la partie introductive de la PAC, nous négligerons les phénomènes de montée en température et en pression. Nous considérerons donc également qu'en fonctionnement normal, l'électrolyseur est régulé, d'où une température du stack et une pression en sortie de celui-ci constantes au cours du temps. Cette modélisation suppose aussi que nous travaillerons en fonctionnement normal.

Afin de décrire les différents phénomènes liés à l'électrolyseur, nous avons modélisé la courbe de polarisation, et les différents flux de puissance, de gaz et d'eau de celui-ci.

II. 4. 2. Modélisation de l'électrolyseur

Le modèle que nous avons choisi (Eq. II-9), pour décrire la courbe de polarisation, est tout comme la PAC, un modèle électrique et semi-empirique [73]. Il permet une cohérence mathématique de l'équation utilisée par rapport à la courbe caractéristique expérimentale.

$$V_{EL} = e_{EL} + b_{EL} \cdot \ln(J_{EL} + j_{n_EL}) + r_{EL} \cdot J_{EL} \quad \text{Eq. II-9}$$

Avec

V_{EL}	Tension d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (V)
J_{EL}	Densité de courant d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (A.cm ⁻²)
e_{EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur (V)
b_{EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur (V)
j_{n_EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur (A.cm ⁻²)

r_{EL} Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur ($V.cm^2.A^{-1}$)

En suivant le même raisonnement que décrit pour la PAC, nous pouvons déduire également la tension de cellule élémentaire de l'électrolyseur pour chaque densité de courant. Les valeurs obtenues pour les paramètres e_{EL} , b_{EL} , $j_{n,EL}$ et r_{EL} sont respectivement 192.10^{-2} V, 108.10^{-3} V, 248.10^{-3} A.cm⁻² et 102.10^{-14} .V.cm².A⁻¹.

La figure II-11 montre la comparaison entre les données expérimentales et la courbe obtenue à partir du modèle. La courbe de polarisation expérimentale a été mesurée à 50 °C avec une pression à la sortie de l'électrolyseur de 30 bars (pour l'H₂ et l'O₂).

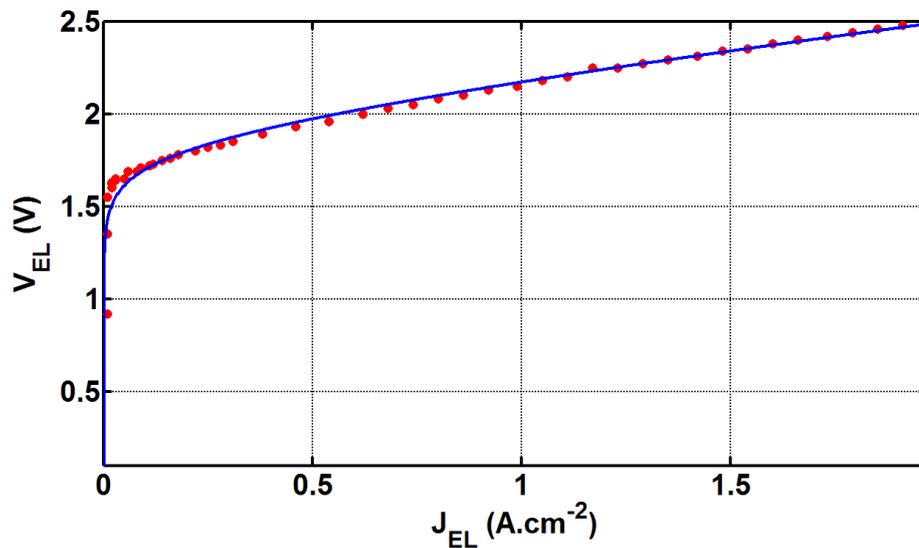


Fig. II.11 : Comparaison de la modélisation de la courbe de polarisation de l'électrolyseur avec les valeurs expérimentales (T= 50 °C, P= 30 bars)

‘—’ : Valeurs calculées par le modèle; ‘●’ : Valeurs expérimentales

Le tableau II-2 récapitule les différents résultats de la comparaison. Nous avons utilisé les mêmes indicateurs statistiques de précision que pour la PAC.

	MBE	RMBE	RMSE	RRMSE	CC
Modèle ORIENTE	0.093 V	1,9 %	0.669 V	3,97 %	0.967

Tab. II.2 : Synthèse des résultats de comparaison entre la mesure et le modèle

Les résultats obtenus dans le tableau sont satisfaisants, ils montrent une bonne concordance entre le modèle et les valeurs expérimentales.

La puissance électrique absorbée par l'électrolyseur (Eq. II-10), dépend du point de fonctionnement sur la courbe de polarisation, ainsi que de la taille de l'électrolyseur, soit le nombre de cellules élémentaires et la surface active de celui-ci [67 ; 72 ; 74].

$$P_{EL} = J_{EL} \cdot SA_{EL} \cdot NC_{EL} \cdot V_{EL} \quad \text{Eq. II-10}$$

Avec

- P_{EL} Puissance absorbée par l'électrolyseur (W)
- SA_{EL} Surface active d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur (cm²)
- NC_{EL} Nombre de cellules élémentaires en série de l'électrolyseur (-)

Afin que l'électrolyseur puisse fonctionner, une partie de la puissance électrique en entrée de celui-ci doit être envoyée à ses auxiliaires. On exprime cette puissance par l'équation suivante [67 ; 72]:

$$P_{EL_A} = CC_{EL_A} + CV_{EL_A} \cdot P_{EL} \quad \text{Eq. II-11}$$

Avec

- P_{EL_A} Puissance consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur (W)
- CC_{EL_A} Consommation constante des auxiliaires de l'électrolyseur (W)
- CV_{EL_A} Consommation variable des auxiliaires de l'électrolyseur, dépendant de la puissance absorbée par celui-ci (%)

Tout comme pour la pile à combustible, la puissance électrique absorbée n'est pas en totalité transformée en gaz (hydrogène et oxygène) mais également en puissance thermique Celle-ci peut être définie par la relation suivante [35 ; 75]:

$$P_{EL_TH} = NC_{EL} (-V_{TH} + V_{EL}) J_{EL} \cdot SA_{EL} \quad \text{Eq. II-12}$$

Avec

- P_{EL_TH} Puissance thermique libérée par l'électrolyseur (W)

La figure II-12 représente la puissance électrique absorbée et la puissance thermique libérée par l'électrolyseur. Ces deux puissances augmentent avec la densité de courant. L'électrolyseur libère environ moitié moins de puissance thermique qu'il absorbe de puissance électrique.

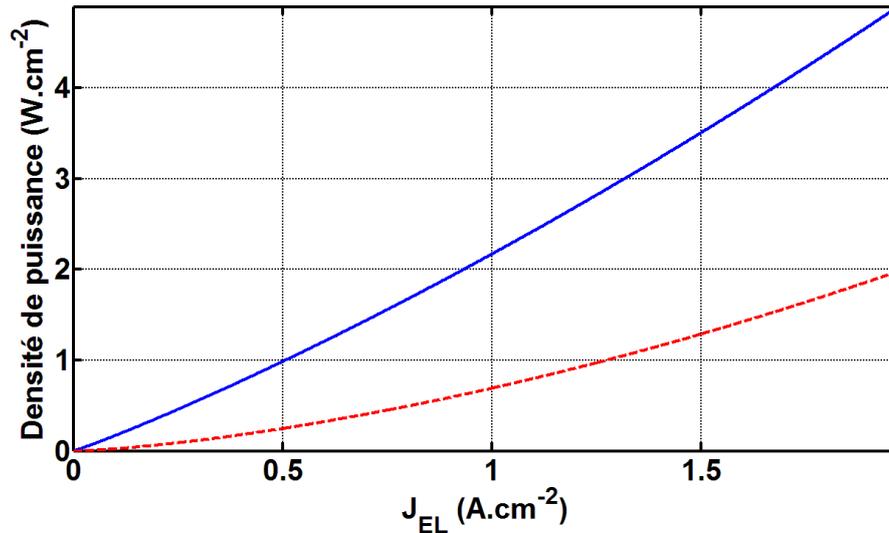


Fig. II.12 : Puissances absorbée et libérée par l'électrolyseur (T= 50 °C, P= 30 bars)

‘—’ : Puissance électrique ; ‘- - -’ : Puissance thermique

L'électrolyseur possède un seuil de fonctionnement en dessous duquel il ne peut pas fonctionner. La valeur de ce seuil dépend du débit nominal de l'électrolyseur [67 ; 72].

$$S_{EL} = \%S_{EL} \cdot D_{N_{EL}} \quad \text{Eq. II-13}$$

Avec

S_{EL} Seuil de fonctionnement de l'électrolyseur (Nm³)

$\%S_{EL}$ Coefficient pour le calcul du seuil de fonctionnement de l'électrolyseur (%)

$D_{N_{EL}}$ Débit nominal de fonctionnement de l'électrolyseur (Nm³)

Les productions d'hydrogène et d'oxygène sont calculées selon la loi de Faraday (Eq. II-14). La consommation d'eau est proportionnelle à la production d'hydrogène et donc au courant absorbé par l'électrolyseur [35 ; 67 ; 74-77]. Contrairement à la pile à combustible, le rendement faradique de l'électrolyseur (Eq. II-15) n'est pas constant, il dépend du courant absorbé [67 ; 74 ; 77]. Nous pouvons également définir le terme $P_{N_{EL}}$ qui représente la puissance nominale de l'électrolyseur.

$$Q_{H_2}^P = 2 \cdot Q_{O_2}^P = \frac{Q_{H_2O}^C}{S_{H_2O}} = \frac{3600 \cdot N_{C_{EL}} \cdot J_{EL} \cdot S_{A_{EL}}}{2 \cdot F} \eta_{F_{EL}} \quad \text{Eq. II-14}$$

Où

$$\eta_{F_{EL}} = 96,5 \cdot e^{\left(\frac{0,09}{J_{EL} \cdot S_{A_{EL}}} - \frac{75,5}{(J_{EL} \cdot S_{A_{EL}})^2} \right)} \quad \text{Eq. II-15}$$

Avec

$Q_{H_2}^P$ Quantité d'hydrogène produite (mol.h⁻¹)

$Q_{O_2}^P$ Quantité d'oxygène produite (mol.h⁻¹)

$Q_{H_2O}^C$ Quantité d'eau consommée (mol.h⁻¹)

S_{H_2O} Stoechiométrie de l'eau (-)

$\eta_{F_{EL}}$ Rendement faradique de l'électrolyseur (%)

La figure II-13 montre la production des gaz suivant la densité de courant. On constate que les productions d'hydrogène et d'oxygène croissent linéairement avec l'augmentation de la densité de courant. La production d'hydrogène est deux fois plus importante que la quantité d'oxygène. La consommation d'eau est légèrement plus élevée que la production d'H₂, puisque nous avons pris une stœchiométrie de 1,05 pour l'H₂O.

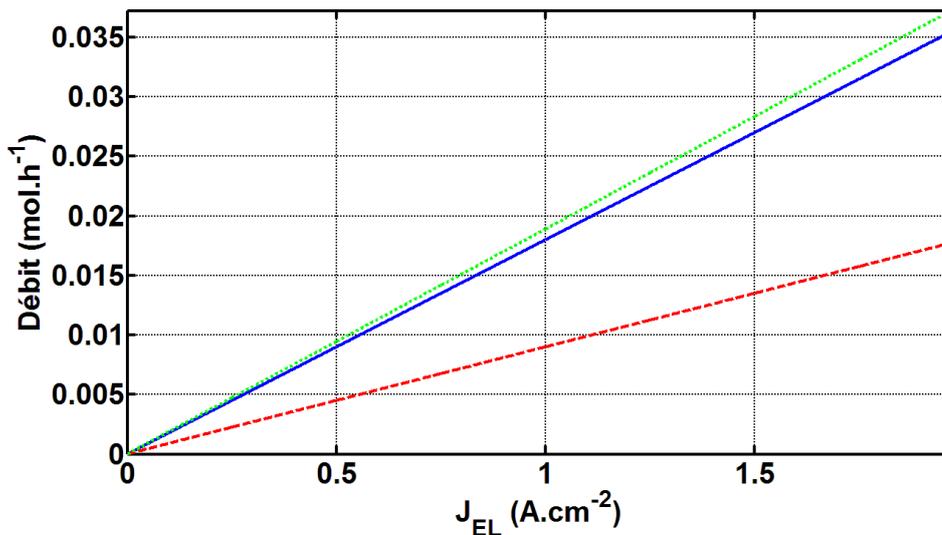


Fig. II.13 : Quantité de gaz produit, et d'eau consommée par l'électrolyseur
(T= 50 °C, P= 30 bars)

'—' : H₂ produit ; '- - -' : O₂ produit; '...' : H₂O consommée

A présent que nous sommes en mesure de décrire les différents phénomènes liés à l'électrolyseur, nous allons établir une méthode d'optimisation du dimensionnement de celui-ci.

II. 4. 3. Méthode d'optimisation de l'électrolyseur

L'optimisation du dimensionnement de l'électrolyseur, consiste à déterminer le plus petit nombre de cellules élémentaires à mettre en série, afin que l'électrolyseur puisse à tout instant absorber le maximum de puissance qu'il est susceptible de recevoir au cours de la simulation. Cela permet de déduire la puissance nominale de fonctionnement de l'électrolyseur à installer. Les valeurs des paramètres liés à la consommation des auxiliaires, ainsi que la surface active d'une cellule élémentaire doivent être données en amont par l'utilisateur.

Les étapes de l'optimisation du dimensionnement sont les suivantes :

- Tout d'abord, l'utilisateur donne deux nouveaux paramètres, J_{N_EL} et V_{N_EL} qui représentent respectivement la densité de courant et la tension, au point de fonctionnement nominal de l'électrolyseur. Ce point sur la courbe de polarisation est le plus élevé en densité de courant auquel on souhaite faire fonctionner l'électrolyseur.
- Nous cherchons ensuite à connaître la puissance maximale que l'électrolyseur est susceptible d'absorber au cours de la simulation. Pour cela, on regarde le plus grand écart positif entre la production du champ PV et la consommation de la charge (s'ils existent, les convertisseurs sont pris en compte), en considérant bien sûr la consommation des auxiliaires.
- Connaissant la puissance maximale que l'électrolyseur peut absorber, ainsi que le point de fonctionnement nominal et la surface active d'une cellule élémentaire, on déduit le nombre de cellules élémentaires en série puis la puissance nominale de fonctionnement.

Faisons un exemple de dimensionnement de l'électrolyseur. Pour cela, considérons les hypothèses suivantes :

- On ne considère aucun convertisseur, le champ PV alimente directement l'électrolyseur et ses auxiliaires ainsi que la charge.
- Les paramètres CC_{EL_A} et CV_{EL_A} valent respectivement 1840 W et 20 %. La surface active d'une cellule élémentaire est de 300 cm².
- Les paramètres J_{N_EL} et V_{N_EL} sont respectivement fixés à 0,99 A.cm⁻² et 2,15 V sur la courbe de polarisation décrite précédemment (Fig. II-11).
- L'écart maximal positif entre la puissance libérée par le champ PV et la consommation de la charge est de 9000 W.

On obtient une puissance maximale à absorber par l'électrolyseur de 6088,4 W, ce qui nous donne un nombre de cellules élémentaires en série de 10, soit une puissance nominale de fonctionnement de 6385,5 W.

II. 4. 4. Conclusions

Nous pouvons conclure que la modélisation choisie, permet une bonne description du sous-système électrolyseur. Les paramètres nécessaires à cette modélisation sont exclusivement des données du constructeur (la courbe de polarisation, la surface d'une cellule élémentaire, le coefficient lié au seuil de fonctionnement, les paramètres de consommation des auxiliaires et la stœchiométrie de l'eau). La figure II-14 résume la modélisation de l'électrolyseur.

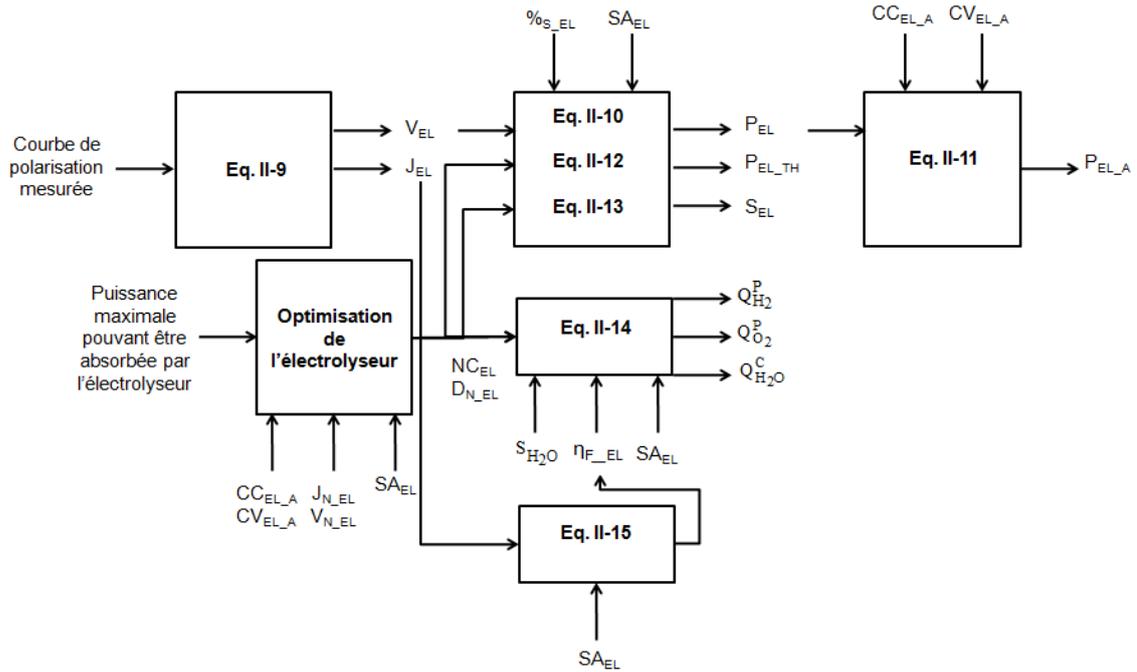


Fig. II.14 : Modélisation de l'électrolyseur

La méthode d'optimisation choisie assure qu'à tout instant de la simulation, l'électrolyseur est capable d'absorber le surplus de puissance provenant du champ PV. Cette méthode permet de limiter la dégradation du MPPT, et donc de minimiser l'énergie non valorisable, c'est-à-dire l'énergie qui ne peut être utilisée par le système.

II.5. Le compresseur

Le compresseur est un sous système utile lorsque pour un projet, la place attribuée au stockage de gaz est limitée. On choisit alors de compresser les gaz (en augmentant la pression) bien que cela engendre une consommation d'énergie supplémentaire. Le compresseur est placé entre l'électrolyseur et les réservoirs. Il comprime les gaz en sortie de l'électrolyseur, et les envoie dans les réservoirs à la pression souhaitée. La puissance consommée par le compresseur est modélisée de façon classique par la relation suivante [78-79] :

$$P_{Com_Gaz} = \frac{T_{In} \cdot C_P(gaz)}{\eta_{C_I}} \left(\left(\frac{P_{Out}}{P_{In}} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \cdot \dot{m}_{Gaz} \quad \text{Eq. II-16}$$

Avec

P_{Com_Gaz}	Puissance consommée par le compresseur pour le gaz choisi (hydrogène ou oxygène) (W)
T_{In}	Température à l'entrée du compresseur, ce qui correspond à la température à la sortie de l'électrolyseur (K)
$C_P(gaz)$	Capacité massique du gaz (hydrogène ou oxygène) à pression constante pour la température T_{In} ($J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$)
η_{C_I}	Rendement isentropique du compresseur (%)
P_{Out}	Pression en sortie du compresseur, ce qui correspond à la pression dans le stockage (bar)
P_{In}	Pression en entrée du compresseur, ce qui correspond à la pression à la sortie de l'électrolyseur (bar)
γ	Rapport isentropique (C_P/C_V) du gaz considéré (-)
\dot{m}_{Gaz}	Débit massique de gaz compressé ($kg \cdot s^{-1}$)

La figure II-15 résume la modélisation du compresseur.

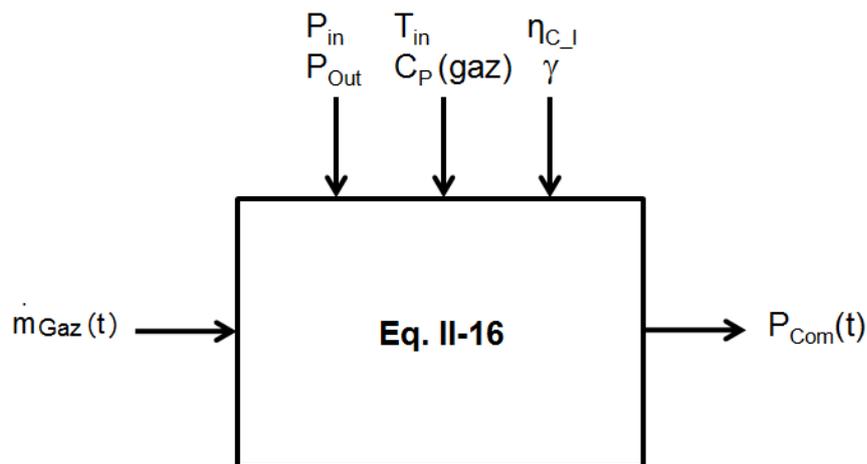


Fig. II.15 : Modélisation du compresseur

Dans les 3 applications envisagées du projet PEPITE, le sous-système de compression ne sera pas utilisé. Néanmoins, nous avons choisi de le modéliser car il est susceptible d'intervenir dans des projets futurs.

II.6. Le stockage

La modélisation du stockage des gaz (Eq. II-17 et Eq. II-18) et de l'eau (Eq. II-19) est triviale. Concernant les gaz, tout ce qui est produit par l'électrolyseur entre dans le stockage, et tout ce qui est consommé par la pile à combustible provient du stockage. Nous considérons néanmoins des pertes dues à l'imparfaite étanchéité des réservoirs. Les valeurs de ces pertes sont de $2,5 \text{ mol.h}^{-1}$, ce qui correspond à une perte de $0,01 \text{ \%.mois}^{-1}$ de la quantité maximale contenue dans les réservoirs. Ces valeurs correspondent à des objectifs que nous nous sommes fixés pour ce projet. Si le système possède un sous-système de compression, les gaz y transitent. Cela ne change en rien la modélisation, les gaz à la sortie de l'électrolyseur et à l'entrée du stockage ne sont simplement plus à la même pression. Concernant l'eau, la quantité produite par la PAC est stockée dans le même réservoir que celui permettant l'alimentation de l'électrolyseur. Nous considérons également des pertes résultant d'une possible évaporation. Là encore, nous avons pour objectif une valeur pour les pertes de $2,5 \text{ mol.h}^{-1}$.

Au début de chaque simulation, nous considérons que les réservoirs de gaz sont à 100 % de leurs capacités. Par contre, pour la quantité d'eau, celle-ci n'est pas définie au début de la simulation. Celle-ci évolue sans contrainte, et sa taille est définie par l'amplitude maximale à la fin de la simulation.

$$Q_{\text{H}_2}(t + \Delta t) = Q_{\text{H}_2}(t) + [Q_{\text{H}_2}^{\text{P}}(t) - Q_{\text{H}_2}^{\text{C}}(t) - L_{\text{H}_2}] \Delta t \quad \text{Eq. II-17}$$

$$Q_{\text{O}_2}(t + \Delta t) = Q_{\text{O}_2}(t) + [Q_{\text{O}_2}^{\text{P}}(t) - Q_{\text{O}_2}^{\text{C}}(t) - L_{\text{O}_2}] \Delta t \quad \text{Eq. II-18}$$

$$Q_{\text{H}_2\text{O}}(t + \Delta t) = Q_{\text{H}_2\text{O}}(t) + [Q_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{P}}(t) - Q_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{C}}(t) - L_{\text{H}_2\text{O}}] \Delta t \quad \text{Eq. II-19}$$

Avec

Q_{H_2} Quantité d'hydrogène dans le réservoir (mol)

L_{H_2} Pertes dans le stockage d'hydrogène (mol.h^{-1})

Q_{O_2} Quantité d'oxygène dans le réservoir (mol)

L_{O_2} Pertes dans le stockage d'oxygène (mol.h^{-1})

$Q_{\text{H}_2\text{O}}$ Quantité d'eau dans le réservoir (mol)

L_{H_2O} Pertes dans le stockage d'eau (mol.h⁻¹)

Δt Pas de temps (1 h)

II.7. Les convertisseurs

II. 7. 1. Introduction et modélisation

Les différents appareils électriques de notre système ne fonctionnent pas à la même tension ou ne sont pas du même type : nous avons le courant continu (Direct Current : DC) ou le courant alternatif (Alternating Current : AC). Nous devons donc insérer des convertisseurs DC/AC et/ou DC/DC (éleveur ou abaisseur de tension) afin de pouvoir les connecter entre eux. Le modèle que nous avons choisi, régulièrement cité dans la littérature scientifique [35 ; 64 ; 76 ; 80], est celui issu des travaux de Macagnan [80]. Il a été validé dans la thèse de A. El-Maaty [76]. Il exprime le rendement de conversion, pour tous types de convertisseurs, selon l'équation suivante:

$$\eta_{Conv} = \frac{P_S}{P_E} \quad \text{Eq. II-20}$$

avec

η_{Conv} Rendement de conversion du convertisseur (%)

P_E Puissance en entrée du convertisseur (W)

P_S Puissance en sortie du convertisseur (W)

où

$$P_E = P_S + P_{Pertes} \quad \text{Eq. II-21}$$

La puissance électrique perdue P_{Pertes} (W) peut donc s'exprimer en fonction de P_S selon la relation suivante :

$$P_{Pertes} = P_S \left(\frac{1}{\eta_{Conv}} - 1 \right) \quad \text{Eq. II-22}$$

En appelant

$$\eta_{\text{Pertes}} = \frac{P_{\text{Pertes}}}{P_{\text{Nom}}} \quad \text{Eq. II-23}$$

avec

P_{Nom} Puissance nominale du convertisseur (W)

et

$$\eta = \frac{P_S}{P_{\text{Nom}}} \quad \text{Eq. II-24}$$

on obtient:

$$\eta_{\text{Conv}} = \frac{\eta}{\eta + \eta_{\text{Pertes}}} \quad \text{Eq. II-25}$$

On définit le rendement de pertes η_{Pertes} par l'équation Eq. II-26 (les pertes par chute de tension étant négligées):

$$\eta_{\text{Pertes}} = \eta_0 + m \cdot \eta^2 \quad \text{Eq. II-26}$$

avec

η_0 Pertes à vide du convertisseur (-)

m Pertes résistives du convertisseur (-)

On obtient finalement (Eq. II-27) le rendement du convertisseur :

$$\eta_{\text{Conv}} = \frac{\frac{P_S}{P_{\text{Nom}}}}{\frac{P_S}{P_{\text{Nom}}} + \eta_0 + m \left(\frac{P_S}{P_{\text{Nom}}} \right)^2} \quad \text{Eq. II-27}$$

où les paramètres η_{10} et η_{100} sont définis de la manière suivante :

$$\eta_0 = \frac{\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9}{99} \quad \text{Eq. II-28}$$

et

$$m = \frac{1}{\eta_{100}} - \eta_0 - 1 \quad \text{Eq. II-29}$$

En connaissant les valeurs du rendement à 10% et à 100% de la puissance nominale (η_{10} et η_{100}), on détermine les valeurs des deux paramètres η_0 et m qui permettent de calculer le rendement du convertisseur pour toutes les puissances délivrées. Nous considérons que la puissance nominale du convertisseur est la puissance maximale que celui-ci peut délivrer.

Les figures II-16 et II-17 représentent respectivement la courbe de rendement d'un convertisseur et les pertes de celui-ci. Nous avons pris 0,9 et 0,98 pour les valeurs des paramètres η_{10} et η_{100} , et 2000 W pour la puissance nominale du convertisseur.

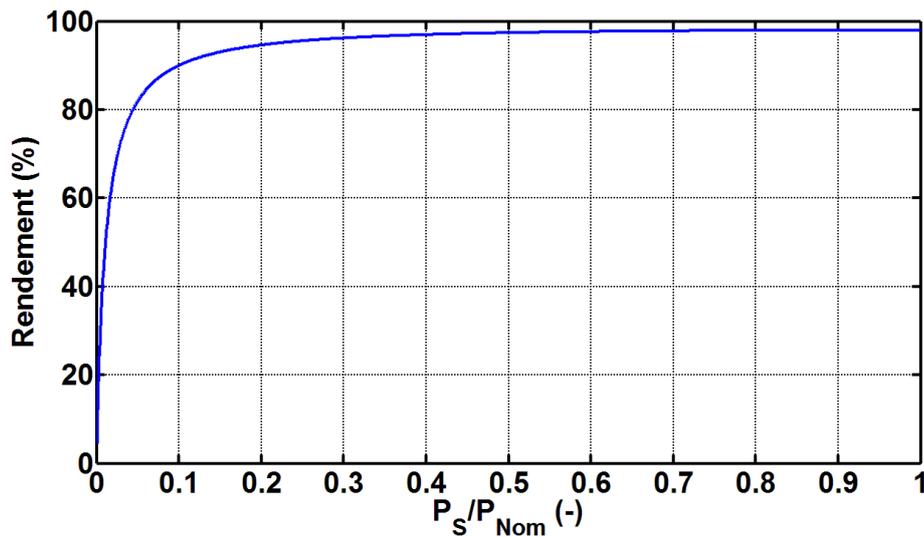


Fig. II.16 : Courbe de rendement du convertisseur en fonction de la puissance normalisée (P_S / P_{Nom})

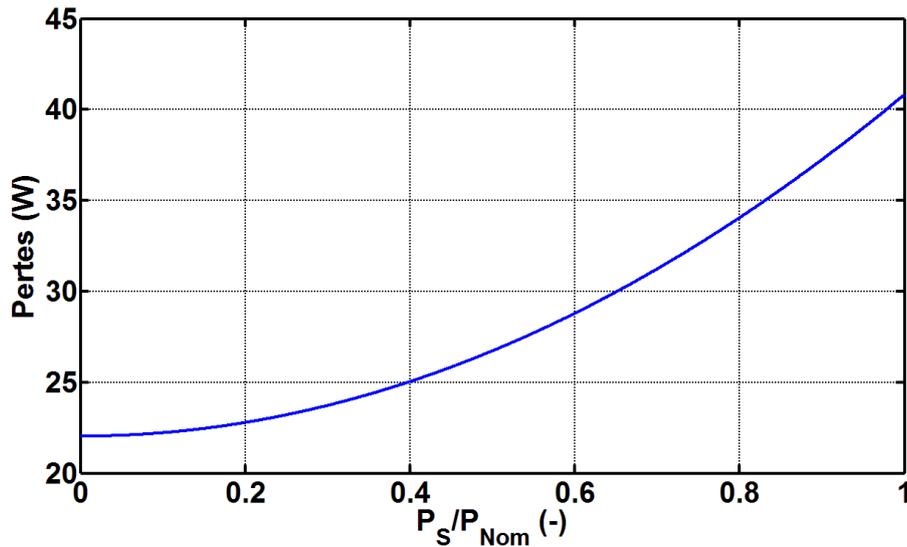


Fig. II.17 : Pertes au sein du convertisseur en fonction de la puissance normalisée (P_S/P_{Nom})

On remarque que le rendement du convertisseur est très bon lorsque le rapport P_S/P_{Nom} est supérieur à 5 %. En dessous de cette valeur le rendement décroît rapidement. Les conséquences sont nettement visibles sur la courbe des pertes. En effet, en dessous de 5 % les pertes sont constantes et égales, pour ce cas, à 22 W, alors qu'à 100 %, les pertes ne sont que de 41 W. On constate donc que lorsque la puissance à fournir est multipliée par 20, les pertes ne sont multipliées que par 1,9.

A présent que nous sommes en mesure de décrire les différents phénomènes liés aux convertisseurs, nous allons établir une méthode basique de dimensionnements. Pour cela, nous fixons la puissance nominale du convertisseur à la puissance maximale susceptible d'entrer dans celui-ci, en tenant compte du rendement η_{100} .

II. 7. 2. Conclusions

En conclusion, nous pouvons dire que le modèle utilisé pour décrire les phénomènes liés au convertisseur est relativement simple, et ne nécessite que 3 paramètres qui sont donnés par le constructeur (η_{10} , η_{100} et P_{Nom}). Ce modèle permet également de reproduire fidèlement les pertes énergétiques des convertisseurs. La figure II-18 résume la modélisation des convertisseurs. On remarque que l'une des données d'entrées est la puissance en sortie du

convertisseur, or dans la plupart des cas, seule la puissance en entrée est connue. Pour parer ce problème, on utilise un système de boucle itérative permettant de récupérer le paramètre souhaité.

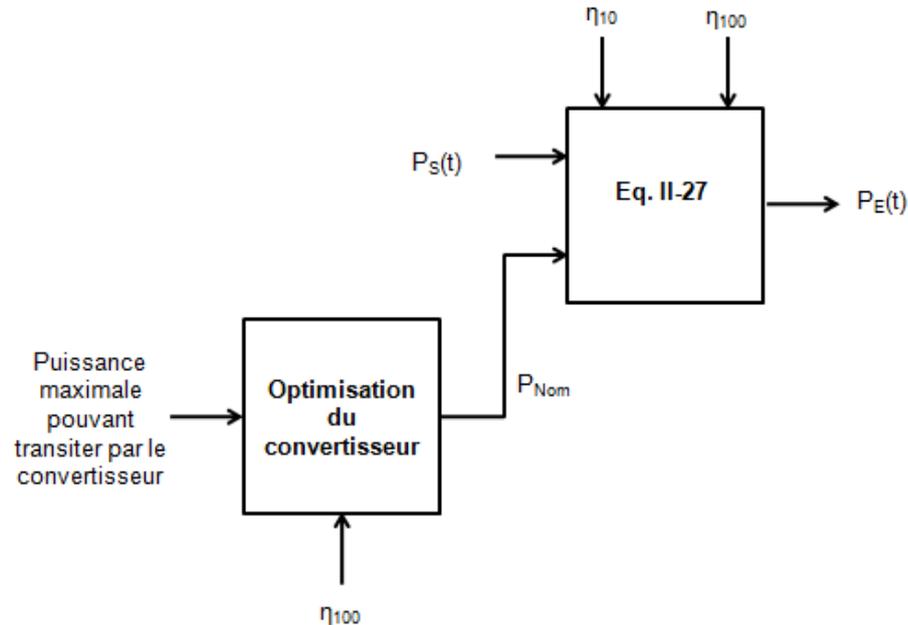


Fig. II.18 : Modélisation des convertisseurs

Le dimensionnement des convertisseurs est primordial. En effet, mal dimensionné celui-ci entraîne des pertes énergétiques importantes voir même une défaillance du système si celui-ci est sous-dimensionné. La méthode choisie pour l'optimisation du dimensionnement évite ces problèmes. En effet, celle-ci permet de minimiser les pertes, et de supprimer la possibilité d'avoir une défaillance.

Nous avons à présent terminé la description physique des éléments du système. Nous allons maintenant présenter les hypothèses et la démarche nécessaire pour notre étude économique.

II.8. Analyse économique

Nous proposerons dans ce paragraphe, une analyse économique des systèmes étudiés. Les technologies basées sur l'hydrogène n'étant pas commercialement disponible ou alors en

petites séries, il semble prétentieux d'effectuer une étude économique détaillée. De ce fait, nous donnerons un ordre de grandeur des coûts des systèmes considérés.

Les calculs économiques concernent le coût total du système sur un nombre d'année défini par l'utilisateur. Ce coût comprend le coût d'investissement initial, le coût de maintenance et le coût de remplacement de chaque composant du système sur la période considérée par l'utilisateur. Les coûts sont indiqués en euros. Pour simplifier cette étude, les taux d'inflation et d'intérêt n'ont pas été pris en compte.

Le coût d'investissement initial dépend de la capacité installée du composant. Dans la réalité, seule une partie de ce coût est payée lors de l'installation, le reste étant généralement payé séparément lors d'une durée dite d'amortissement. Pour notre approche, nous avons simplifié en considérant que l'intégralité du coût est donnée lors de l'installation du composant. Le coût est donc directement proportionnel à la taille du composant considéré ; il est calculé de la façon suivante :

$$C_{I,X} = c_{I,X} \cdot \Lambda_X \quad \text{Eq. II-30}$$

avec

- $C_{I,X}$ Coût d'investissement initial du composant X (€)
- $c_{I,X}$ Coût d'investissement initial rapporté à la taille du composant X (€.W⁻¹ ou €.Nm⁻³)
- Λ_X Taille du composant X (W ou Nm³)

Le coût de maintenance est approché comme un coût d'entretien annuel. Il est calculé suivant un pourcentage du coût d'investissement initial. Une nouvelle fois cette approche est simplifiée par rapport à la réalité.

$$C_{M,X} = C_{I,X} \cdot c_{M,X} \quad \text{Eq. II-31}$$

avec

- $C_{M,X}$ Coût de maintenance annuel du composant X (€.an⁻¹)
- $c_{M,X}$ Pourcentage par rapport au $C_{I,X}$ (%.an⁻¹)

Le coût de remplacement est la somme des coûts occasionnés par le remplacement du composant, par rapport à la période considérée par l'utilisateur, lorsque celui-ci arrive en fin de vie.

$$C_{R_X} = C_{I_X} \left[\frac{TF_X}{DV_X} - 1 \right] \quad \text{Eq. II-32}$$

avec

C_{R_X} Coût de remplacement du composant X, par rapport au nombre d'années défini par l'utilisateur (€)

TF_X Temps de fonctionnement du composant X sur le nombre d'années défini par l'utilisateur (ans ou heures)

DV_X Durée de vie du composant X (ans ou heures)

$\left[\frac{TF_X}{DV_X} - 1 \right]$ Désigne la partie entière supérieure du rapport entre le temps de fonctionnement du composant X et sa durée de vie. On soustrait 1 pour ne pas comptabiliser l'investissement de départ deux fois.

Le coût total du composant (noté C_{T_X}) peut être défini par la relation suivante (Eq. II-33) :

$$C_{T_X} = C_{I_X} + Nb_{An} \cdot C_{M_X} + C_{R_X} \quad \text{Eq. II-33}$$

avec

C_{T_X} Coût total du composant X sur le nombre d'années défini par l'utilisateur (€)

Nb_{An} Nombre d'années, défini par l'utilisateur, sur lequel on souhaite connaître le coût du système (ans)

Le coût total du système est donc la somme des coûts totaux de chaque composant :

$$C_T = \sum_X C_{T_X} \quad \text{Eq. II-34}$$

Avec

C_T Coût total du système par rapport au nombre d'années défini par l'utilisateur (€)

On peut désormais calculer le coût du kWh du système :

$$C_{kWh} = \frac{C_T}{E_{CH}} \quad \text{Eq. II-35}$$

Avec

C_{kWh} Coût du kWh du système (€.kWh⁻¹)

E_{CH} Energie absorbée par la charge sur le temps de la simulation (kWh)

Les hypothèses de coûts des composants sur lesquelles nous avons basé nos calculs sont données dans le tableau II-3 [66 ; 72].

	C_i	DV	$c_M (\%.an^{-1})$
Le champ photovoltaïque	6 €.Wc ⁻¹	20 ans	1
La pile à combustible	5 €.W ⁻¹	2500 heures	2,5
L'électrolyseur	8 €.W ⁻¹	50000 heures	2
Le stockage d'H₂	1000 €.kg ⁻¹	25 ans	0,5
Le compresseur	30000 €.Nm ⁻³	15000 heures	5
Les convertisseurs	1 €.W ⁻¹	5 ans	1

Tab. II.3 : Hypothèses de coût des composants des systèmes

Actuellement, les technologies de stockage d'énergie via l'hydrogène sont encore très récentes, leurs coûts restent donc très élevés comparés à ceux des stockages type batteries. Pour le moment, les arguments favorables à l'essor de ces technologies ne se situent donc pas au niveau financier. Toutefois, on peut s'attendre à des réductions de coûts avec le développement de cette filière. Seules les évolutions du marché et du contexte énergétique permettront de statuer sur la viabilité économique de ce moyen de stockage d'énergie.

II.9. ORIENTE

Le code numérique ORIENTE a nécessité le codage de l'ensemble des modèles décrits précédemment. Son objectif est alors d'estimer tous les couples (P_{PV} : Puissance PV installée ; Q_{H_2}) répondant sans défaillance à la contrainte de charge imposée.

Le logiciel cherche le système optimum pour une puissance PV donnée, puis incrémente celle-ci. Les bornes de cette incrémentation sont définies par l'utilisateur. Pour chacune des simulations, nous connaissons les puissances des composants à installer ainsi que les flux énergétiques et de gaz transitant par ces mêmes composants.

ORIENTE est à la fois capable de simuler, tout comme TRNSYS, un système hybride EnR/H₂ pour vérifier son fonctionnement, ou d'optimiser le système pour répondre à des critères données, comme le fait HOMER. ORIENTE se distingue néanmoins de ces deux

logiciels. En effet, il n'utilise que des paramètres de modélisation disponible dans les fiches techniques des constructeurs des sous-systèmes ; il est très malléable au niveau du contrôle commande et s'adapte à de multiples applications (écrêtage de pointe, micros-réseaux, sites isolés).

II.10. Conclusions

Dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à la modélisation des composants du système hybride : la source de production (le photovoltaïque), le stockage (réservoirs d'hydrogène, d'oxygène et d'eau via l'utilisation d'une pile à combustible et d'un électrolyseur), le système de compression, et les convertisseurs (DC/DC et DC/AC).

Chaque modélisation est basée sur des équations relativement simples, provenant de la littérature scientifique. Afin de réaliser l'optimisation et le dimensionnement de notre système, les modèles ont besoin de certaines données (paramètres du constructeur) et de profils d'entrées (profils météorologiques et charge à alimenter).

L'approche économique est certes très simplifiée, mais elle permet d'avoir un ordre de grandeur du coût des systèmes étudiés et de l'énergie produite associée. Bien que ces coûts soient actuellement prohibitifs, le développement de cette filière tend à les faire diminuer.

L'objectif fixé dans le cadre de l'ANR PEPITE, basée sur la réalisation d'un logiciel capable d'optimiser le dimensionnement des systèmes hybrides multi-sources ayant l'hydrogène comme moyen de stockage, a été atteint. Les chapitres suivants ont pour objectifs de montrer l'intérêt de ce code dans diverses stratégies de fonctionnement (site isolé, micro-réseau, et écrêtage de pointe).

Chapitre 3

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Electrification d'un site isolé

III. 1. Introduction.....	81
III. 1. 1. Contexte	81
III. 1. 2. Objectif	84
III. 1. 3. Partenaires de cette application du projet	86
III. 1. 4. Phasage du projet	88
III. 1. 5. Architecture électrique et contrôle commande.....	90
III. 2. Dimensionnement du système fonctionnant 24h/24h.....	95
III. 2. 1. Profils météorologiques et de charge	95
III. 2. 2. Courbes de dimensionnement.....	96
III. 2. 3. Etude détaillée du système optimum.....	103
III. 2. 4. Conclusions.....	105
III. 3. Impact des profils météorologiques ; du temps de la simulation et du profil de charge	105
III. 3. 1. Profils météorologiques et de charge	105
III. 3. 2. Hypothèses.....	107
III. 3. 3. Etude des résultats.....	109
III. 3. 4. Conclusions.....	122

Chapitre 3

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Electrification d'un site isolé

Encore aujourd'hui, plus de la moitié de la population mondiale est située à l'écart des réseaux électriques, que ce soit dans les pays industrialisés ou non, et dans certaines zones montagneuses. L'énergie solaire photovoltaïque constitue alors bien souvent l'une des possibilités d'électrification de ces sites isolés. Malheureusement, les besoins en énergie ne correspondent pas toujours aux heures d'ensoleillement, c'est pourquoi le générateur photovoltaïque est généralement couplé à des batteries et à un groupe électrogène. Ce système hybride PV/BAT/GE permet alors, via les batteries, de stocker l'énergie pour la restituer en temps voulu. Le GE est utilisé ici, comme source d'appoint. Ce système a l'avantage de résoudre les problèmes d'intermittences du solaire, mais a l'inconvénient d'être très polluant. En effet, le GE notamment, qui est approvisionné en diesel pour son fonctionnement, émet de grandes quantités de gaz à effet de serre. La solution alors envisagée, est l'utilisation d'un système hybride EnR/H₂ (avec le PV comme source énergétique renouvelable), qui a l'avantage de remplir les mêmes fonctions que le système PV/BAT/GE, tout en limitant fortement l'impact environnemental. En dehors de l'électrification de villages ou d'activités humaines, de nombreux sites techniquement isolés (relais de télécommunication, centres météorologiques, stations d'instrumentation scientifique,...) pourraient bénéficier également d'une électrification permanente et autonome via ce type de système. Ceci fait partie de l'une des applications du projet PEPITE. Ce projet est en partie financé par l'ANR et est labellisé par les pôles CAPENERGIES et TENERDIS. Les partenaires du projet sont la société HELION, l'UDC, le CEA, l'INPT – LAPLACE et ARMINES. Ce projet, d'une durée de 3 ans, a débuté en janvier 2008. L'application du projet est illustrée via une expérimentation de terrain autour d'un pylône météorologique situé à Cadarache sur le site du CEA.

Dans ce chapitre, nous présenterons tout d'abord, l'application en elle-même, et nous étudierons ensuite 2 cas d'études. Le premier consiste à optimiser le dimensionnement du système EnR/H₂ en considérant que le pylône météorologique est alimenté 24h/24h par celui-ci. Le second cas, montre l'impact des données météorologiques, du temps de la simulation et du profil de charge, sur les courbes de résultats, pour un système pré-dimensionné par les contraintes techniques et économiques du projet. C'est ce système qui sera installé à terme sur le site du CEA.

Ces deux cas d'études ont fait l'objet de publications dans des revues internationales à comité de lecture. La description dans ce chapitre, de ces deux cas d'études s'appuient sur des hypothèses décidées au moment de la rédaction de ces publications. Ces hypothèses restent néanmoins non figées et peuvent être modifiées à tout instant, par les différents partenaires, au moment de la rédaction de cette thèse.

Commençons tout d'abord par présenter le contexte de l'application « site techniquement isolé ».

III.1. Introduction

III. 1. 1. Contexte

Le pylône d'instrumentation étudié, est une station météorologique située sur le site du CEA à Cadarache (latitude : 43°68' N, longitude : 5°76' E) (Fig. III-1). Il remplit les diverses fonctions de mesures météorologiques (vent, températures,...). Ces mesures sont principalement destinées à être utilisées en cas d'incident sur le site. Par exemple en cas de fuites de gaz, les mesures de direction et de vitesse du vent permettent de prévoir la propagation d'un nuage gazeux, de mettre en place les actions de prévention nécessaires et d'orienter l'intervention des secours. Etant donné la sensibilité de cet organe de sécurité, il doit évidemment être disponible en permanence.

L'alimentation électrique du pylône doit être stable et garantie. Les différents organes électriques alimentés sur le pylône sont un système de climatisation, des pompes, un système électronique de mesures météorologiques et l'informatique associée. Le tableau III-1 donne les principales caractéristiques de la consommation du pylône.

Puissance apparente moyenne	4,5 kVA
Puissance apparente maximale	5,5 kVA
Facteur de puissance moyen	0,8
Puissance active moyenne	3,6 kW
Puissance active maximale	4,4 kW

Tab. III-1 : Principales caractéristiques de la consommation du pylône météorologique

Actuellement le pylône est normalement alimenté par le réseau triphasé 400V d'EDF. Cette alimentation peut subir des perturbations ou des coupures intempestives en cas d'évènements extérieurs (tels que les orages).

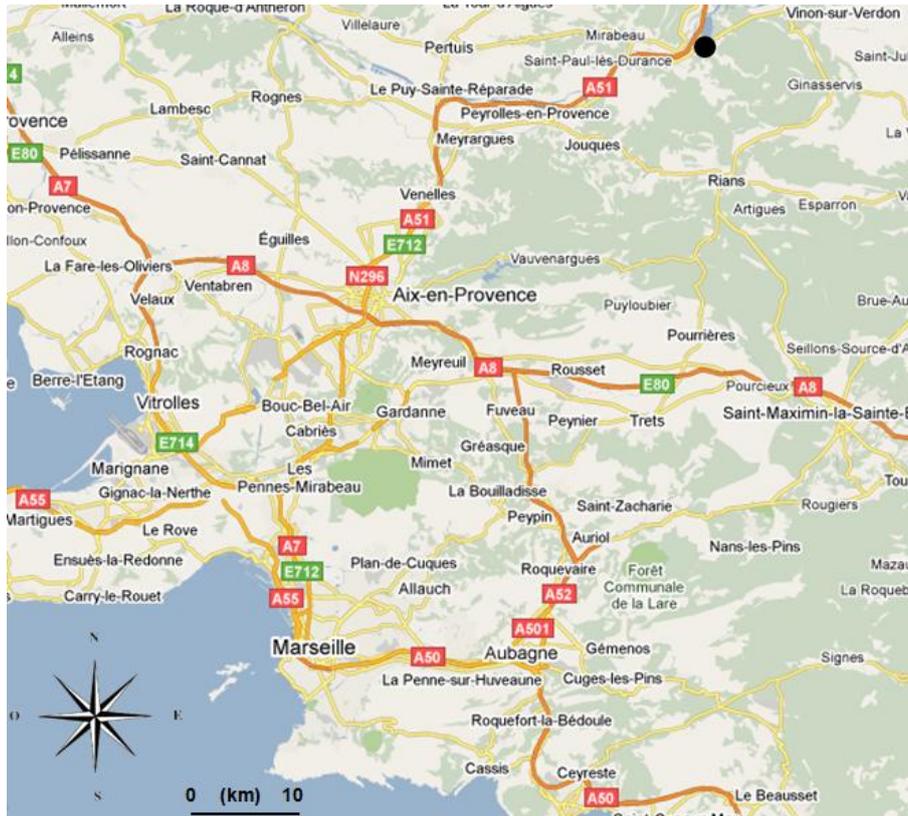
Dans le cas d'une coupure inattendue du réseau EDF, le groupe électrogène diesel se met en marche de façon automatique et permet l'alimentation électrique du pylône et des organes électriques internes: c'est la fonction îlotage. Le GE fonctionne jusqu'à la fin de la coupure EDF : il a en effet une autonomie suffisante (12 heures) pour palier à une éventuelle très longue coupure. Le SPR (Service de Protection contre les Rayonnements) du CEA

Cadarache décide si dans ce cas, la climatisation et les pompes doivent être alimentées par le GE.

Un détecteur de champ électromagnétique (moulin à champ) situé sur le pylône météorologique, permet d'anticiper les risques d'orages. A ce moment là et pour la durée de l'orage, de manière à protéger les organes électroniques qui sont extrêmement sensibles, le pylône est déconnecté du réseau EDF. Il n'est pas prévu de prise en charge de l'alimentation par le GE. Toutes les pompes ainsi que la climatisation sont coupées. Par contre, les organes électroniques de mesures sont alimentés par une ASI (Alimentation Sans Interruption) prévue à cet effet. L'autonomie de l'ASI est d'environ 15 à 20 minutes. Si la période orageuse se poursuit au-delà de cette durée, les organes de mesures sont également coupés et le pylône sera réalimenté par le réseau EDF lorsque la période orageuse aura pris fin.

La zone à proximité du pylône est dégagée et plane. Plusieurs bâtiments sont à courte distance (approximativement 50 m) et une zone d'expérimentation photovoltaïque (Fig. III-2) est située à environ 150 m du pylône. Le pylône est planté dans le sol et arrimé par 3 ancrages disposés à 120° autour de celui-ci et reliés à son sommet par des câbles en acier. Par mesure de sécurité, les zones proches des ancrages doivent demeurer exemptes de sources explosives ou inflammables. Le champ photovoltaïque existant est composé de modules Photowatt PW-P800 12/24V de 73 et de 82 Wc. La puissance crête en sortie de ces modules est de 7,9 kWc. Il est envisagé pour ce projet de remplacer les modules existants par des plus récents. En effet, ces modules datent d'une vingtaine d'années et ne sont pas en très bons états.

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Electrification d'un site isolé



(A)



(B)

Fig. III-1 : (A) : '●' : Position géographique du site de Cadarache ; (B) : Pylône météorologique et son local technique [81]



Fig. III-2 : Champ photovoltaïque (45° d'inclinaison) existant sur le site [81]

A présent que le contexte est exposé, nous pouvons définir l'objectif que nous nous sommes fixés pour l'application « site techniquement isolé » du projet PEPITE.

III. 1. 2. Objectif

Notre objectif est l'installation d'un système de démonstration, couplant les énergies renouvelables et l'hydrogène, et fonctionnant selon deux applications distinctes. Celles-ci sont décrites ci-dessous.

- Application 1 : Le but du démonstrateur est d'assurer la fonction d'ilotage aux niveaux de la puissance et de l'autonomie requise : ce cas est représentatif d'une application de type groupe de secours. Le démonstrateur remplace donc le GE, fonction pour fonction, par un système hybride EnR/H₂. Les éléments composant le système seront dimensionnés pour cette application et elle sera testée dans la première phase d'essais. Cependant, dans le cadre de cette démonstration (phase de mise au point du système donc pas encore de retour d'expérience) le GE est conservé avec la possibilité de le mettre en fonctionnement en cas de besoin.

- Application 2 : On ne se place plus dans l'application îlotage. Le démonstrateur participe à l'alimentation régulière du pylône : ce cas est représentatif d'une application de type « site techniquement isolé » du réseau EDF. Ce cas sera testé après les essais concernant la première application et cela durant la deuxième phase de tests du système. Celui-ci étant dimensionné pour la fonction principale d'îlotage, il sera par définition sous-dimensionné pour une alimentation en continu du pylône. Ainsi le système EnR/H₂ fournira la puissance disponible au pylône pendant une durée fixée (typiquement quelques heures par jour) par la capacité installée de stockage d'hydrogène et par l'énergie PV disponible. Le reste du temps, le pylône sera normalement alimenté par le réseau EDF. Durant cette période d'essai, le GE pourra assurer la fourniture d'énergie en mode îlotage.

Pour les deux applications décrites ci-dessus, conformément aux objectifs du projet, le système EnR/H₂ est considéré isolé du réseau électrique EDF. Cependant, étant donné que le système est un démonstrateur, il nécessitera une période de mise au point qui pourra demander une connexion au réseau EDF. De même, pour fiabiliser le système dans ses premières phases de fonctionnement (par exemple dans le cas d'une défaillance du champ photovoltaïque), le réseau pourra être utilisé pour alimenter l'électrolyseur. L'ASI sera également conservée pour palier les problèmes liés à l'orage. La figure III-3 schématise les modes de fonctionnement pour les deux applications envisagées.

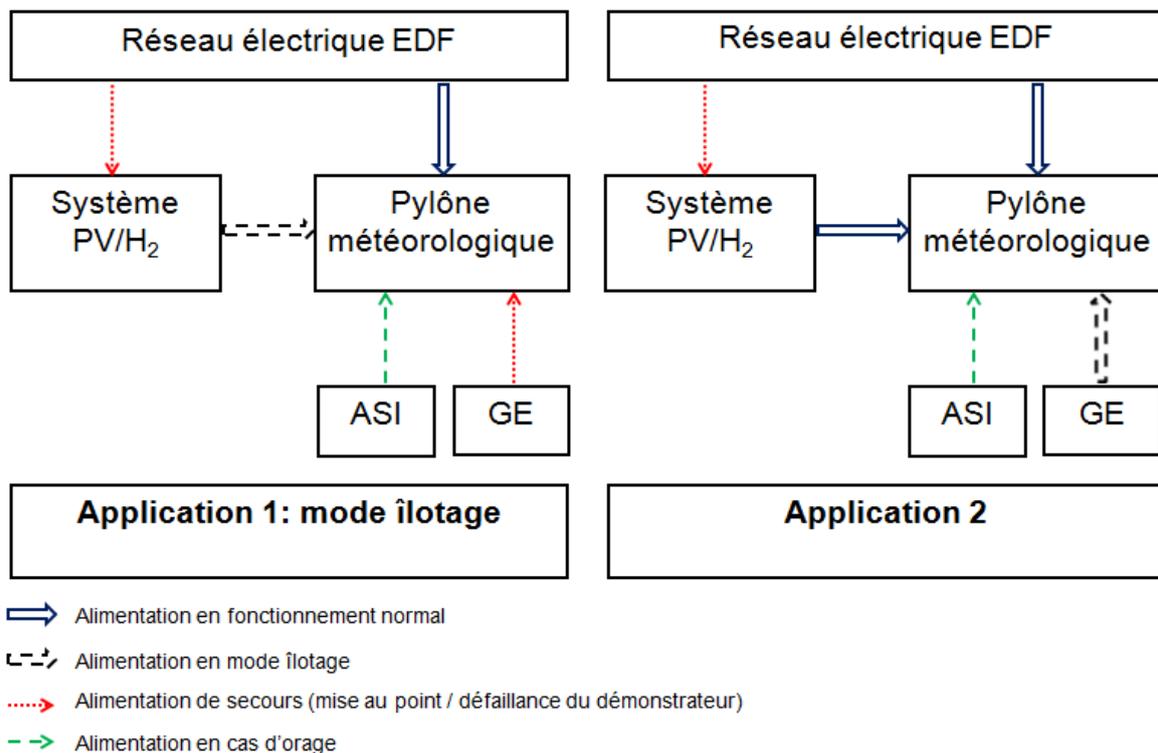


Fig. IV. 1-1 : Schéma de fonctionnement

III. 1. 3. Partenaires de cette application du projet

L'ensemble des partenaires ainsi que leurs tâches propres sont explicités ci-dessous :

- **HELION** : HELION développe et réalise des systèmes électrolyseurs et pile à combustible. Dans le cadre du projet, celui-ci est responsable de la fourniture des sous-systèmes pile à combustible et électrolyseur pour l'expérimentation de terrain. HELION entend particulièrement donner une dimension de recherche industrielle au projet et coordonne les activités de spécification en début de projet. Par ailleurs il coordonne les activités de conception de l'expérimentation de terrain du projet. A moyen terme, HELION se positionne comme l'industriel fournisseur de ce type de solution.

- CEA (LPAC – LTH – L2S) : Le CEA apportent une expertise sur l'ensemble des composants du système EnR/H₂. Les compétences du LPAC et du LTH en matière d'hydrogène et pile à combustible bénéficient déjà d'un partenariat resserré en dehors du cadre du projet. Celles-ci sont fortement mises à contribution dans le cadre de PEPITE pour étudier les architectures de la chaîne hydrogène autour des solutions entièrement PEM. Le L2S apporte quant à lui une compétence forte sur la partie système photovoltaïque.
- INPT - LAPLACE : Le LAPLACE a de très fortes compétences en électronique de puissance et possède une connaissance approfondie de la pile à combustible, de l'électrolyseur et de leur modélisation. La participation du LAPLACE au projet permet de concevoir des architectures électriques innovantes, tout en prenant en compte les spécificités électriques des systèmes pile à combustible et électrolyseur. Le LAPLACE a un rôle moteur dans la mise au point de références électriques.
- ARMINES : Le CEP (Centre Energétique et Procédés) d'ARMINES possède déjà une expérience dans le couplage EnR/H₂ et possède en outre une expérience dans la caractérisation des piles à combustible et des électrolyseurs. Les compétences du CEP sont mises à contribution dans le cadre du projet pour évaluer l'intégration de la chaîne hydrogène. Par ailleurs le CEP est sollicité sur les tâches de modélisation avec un rôle d'expertise extérieure, afin de s'assurer de la cohérence des options choisies notamment au niveau de l'intégration des composants de la chaîne hydrogène.
- UDC : L'équipe EnR du laboratoire SPE UMR CNRS 6134 a déjà une bonne expérience des systèmes hybrides et leurs modélisations. Cette expérience est complétée, dans le cadre du projet, par l'acquisition de références sur les systèmes EnR/H₂. Cette équipe est particulièrement en charge d'orchestrer la réalisation de l'outil de dimensionnement du système et d'y intégrer les logiques de répartition des flux d'énergies.

III. 1. 4. Phasage du projet

Tel que prévu dans le dossier ANR, le projet PEPITE, d'une durée de trois ans, est structuré en trois grandes phases (Fig. III-4) visant successivement à :

- Phase 1 : Définir les besoins réels d'électrification, par application type, et de positionner la solution technique d'électrification hybride EnR/H₂ à partir d'un état de l'art des solutions existantes.

- Phase 2 : Etudier les concepts génériques des solutions d'électrification hybride EnR/H₂ adaptées à des familles d'application potentielles, en développant un outil de dimensionnement global du système et en traitant différents concepts d'architectures électrique et procédés types dans le but d'une optimisation des rendements et des coûts de réalisation et d'installation. La finalité de cette phase est de disposer de bibliothèques de références architecturales et d'un outil de dimensionnement du système, ce qui permettra ultérieurement de construire la filière autour des résultats du projet PEPITE.

- Phase 3 : Démontrer le bon fonctionnement de la solution retenue à travers une expérimentation de terrain afin de valider les performances, le coût et la bonne adaptation aux conditions de sources primaires et d'électrification sur un cas concret.

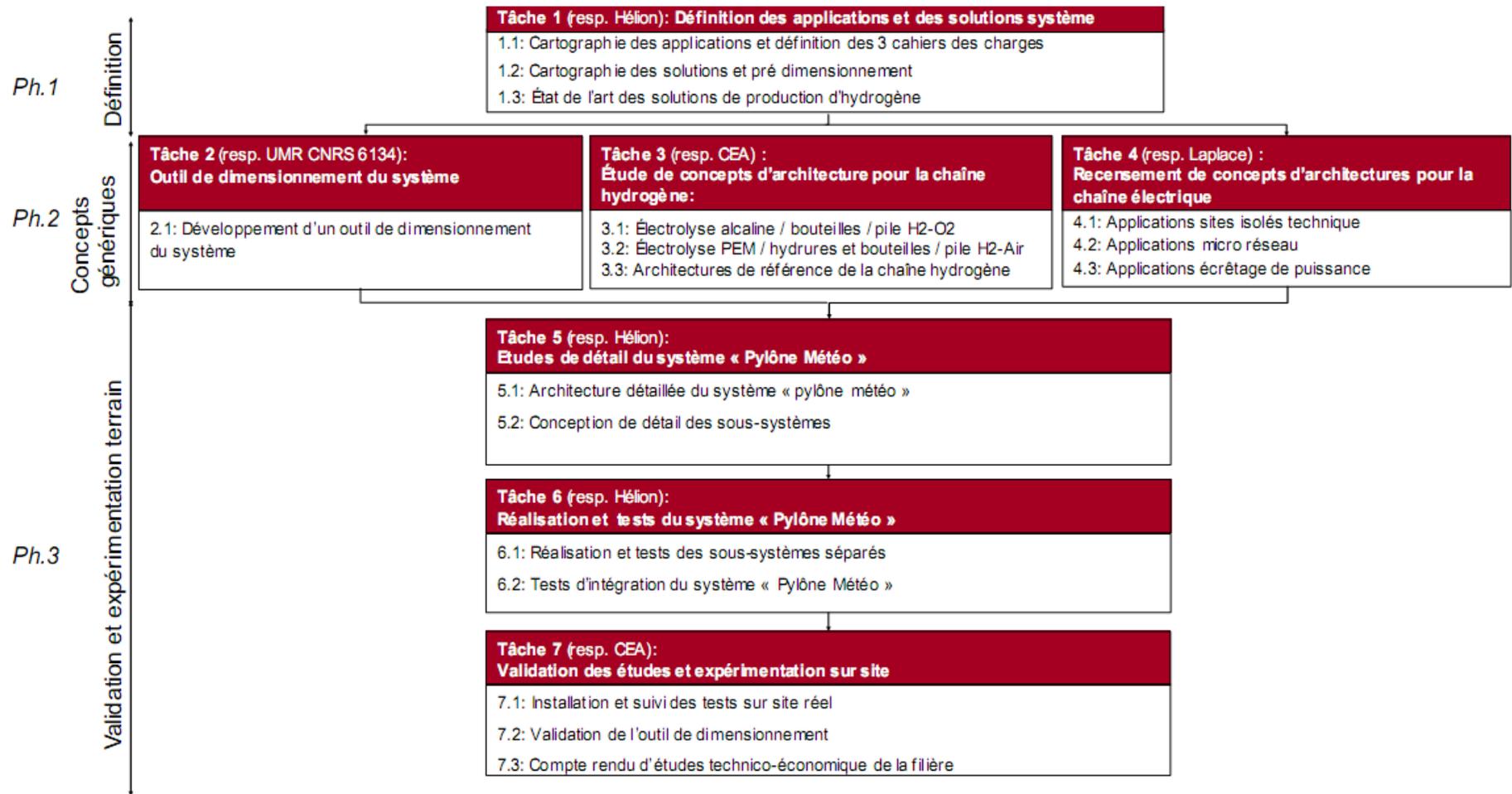


Fig. III-4 : Phasage du projet

Etudions à présent l'architecture électrique et le contrôle commande nécessaire afin de réaliser notre objectif.

III. 1. 5. Architecture électrique et contrôle commande

L'architecture électrique envisagée actuellement pour cette étude est représentée ci-dessous (Fig. III-5).

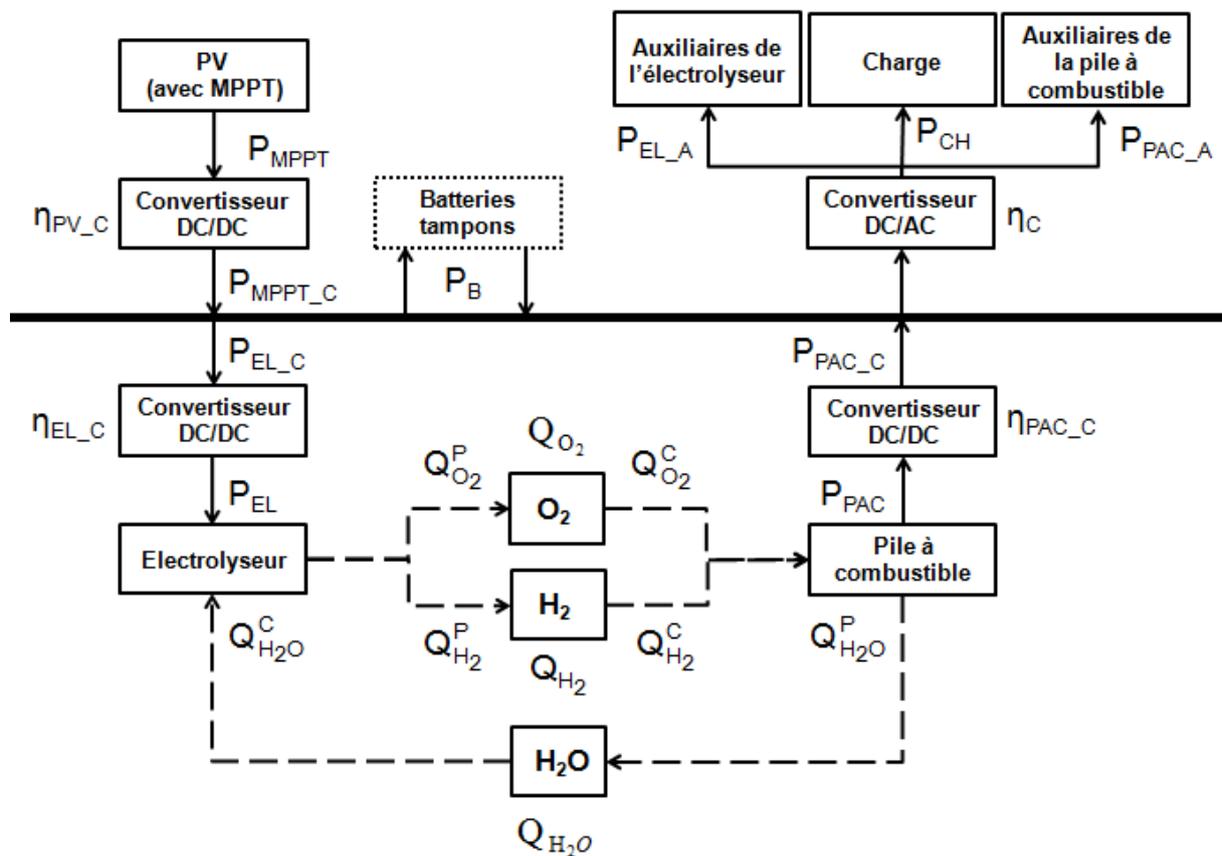


Fig. III-5 : Architecture de l'application « site techniquement isolé »

‘—’ : Élément présent ; ‘...’ : Élément tampon ;

‘—’ : BUS ; ‘→’ : Flux électrique ; ‘— →’ : Flux de gaz et d'eau ;

Avec

η_C Rendement du convertisseur associé à la charge (et/ou au réseau, mais pas dans ce cas) (%)

η_{EL_C} Rendement du convertisseur associé à l'électrolyseur (%)

η_{PAC_C}	Rendement du convertisseur associé à la PAC (%)
η_{PV_C}	Rendement du convertisseur associé au champ PV (%)
P_B	Puissance transitant par la batterie (W)
P_{CH}	Puissance absorbée par la charge (W)
P_{EL_C}	Puissance transitant par le convertisseur associé à l'électrolyseur (W)
P_{MPPT_C}	Puissance transitant par le convertisseur associé au champ PV (W)
P_{PAC_C}	Puissance transitant par le convertisseur associé à la PAC (W)

Nous pouvons également dès à présent définir l'énergie transitant par ces mêmes éléments ; les puissances nominales, les rendements moyens et les pertes des convertisseurs, pour le temps de la simulation. Nous avons donc :

η_{C_Moy}	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé à la charge (et/ou au réseau, mais pas dans ce cas) (%)
$\eta_{EL_C_Moy}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé à l'électrolyseur (%)
$\eta_{PAC_C_Moy}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur à la PAC (%)
$\eta_{PV_C_Moy}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé au champ PV (%)
E_B	Energie transitant par la batterie sur le temps de la simulation (Wh)
E_{EL}	Energie absorbée par l'électrolyseur sur le temps de la simulation (Wh)
E_{EL_A}	Energie consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur sur le temps de la simulation (Wh)
E_{EL_C}	Energie transitant par le convertisseur associé à l'électrolyseur sur le temps de la simulation (Wh)
E_{MPPT_C}	Energie transitant par le convertisseur associé au champ PV sur le temps de la simulation (Wh)
E_{PAC}	Energie fournie par la PAC sur le temps de la simulation (Wh)
E_{PAC_A}	Energie consommée par les auxiliaires de la PAC sur le temps de la simulation (Wh)
E_{PAC_C}	Energie transitant par le convertisseur associé à la PAC sur le temps de la simulation (Wh)
L_C	Pertes dans le convertisseur associé à la charge (et/ou au réseau, mais pas dans ce cas) pour le temps de la simulation (Wh)

L_{EL_C}	Pertes dans le convertisseur associé à l'électrolyseur pour le temps de la simulation (Wh)
L_{MPPT_C}	Pertes dans le convertisseur associé au champ PV pour le temps de la simulation (Wh)
L_{PAC_C}	Pertes dans le convertisseur associé à la PAC pour le temps de la simulation (Wh)
P_{N_C}	Puissance nominale du convertisseur associé à la charge (et/ou au réseau, mais pas dans ce cas) (W)
$P_{N_EL_C}$	Puissance nominale du convertisseur associé à l'électrolyseur (W)
$P_{N_PAC_C}$	Puissance nominale du convertisseur associé à la PAC (W)
$P_{N_PV_C}$	Puissance nominale du convertisseur associé au champ PV (W)

Le système comporte un champ photovoltaïque, un électrolyseur, une pile à combustible, les convertisseurs associés, des réservoirs de gaz et d'eau, et des batteries tampons. Ces dernières n'étant utilisées que pour les phases de transitions instantanées de puissance ainsi que pour les cycles de démarrage et d'arrêt du système (le bilan énergétique de celles-ci sur la simulation est considéré comme nul). Elles ne sont en aucun cas utilisées comme moyen de stockage (c'est pourquoi elles sont en pointillées sur le schéma de l'architecture). Néanmoins, pour que le fonctionnement du système soit envisageable, elles doivent être à 100 % de leurs capacités au départ de la simulation, et leur dimensionnement est nécessaire. Celui-ci n'est pas effectué dans notre étude, mais il a été étudié par l'INPT – LAPLACE et estimé à 7,2 kWh. Lorsque la PAC doit fournir une puissance qui est inférieure à son seuil (celui-ci étant faible, ce cas se produit rarement), ce sont les batteries qui fournissent cette puissance à la charge. Les batteries peuvent également recevoir de la puissance PV lorsque leur état de charge est faible.

La charge est définie comme l'ensemble du pylône météorologique (3600 W), du contrôle commande (200 W), des auxiliaires de stockage (200 W) et de la gestion thermique du système (2500 W). Soit une consommation totale de 6500 W.

Le champ PV, via son convertisseur, alimente en priorité la charge (Fig. III-6 – Cas 1), si la production de celui-ci n'est pas suffisante ou est nulle, la PAC, via son convertisseur, vient en complément (Fig. III-6 – Cas 2 ou Cas 3). Lorsqu'il y a un supplément de puissance PV, celui-ci est envoyé, via son convertisseur, à l'électrolyseur (Fig. III-6 – Cas 4). S'il ne peut être reçu en totalité, le MPPT est dégradé. Si par contre, l'électrolyseur ne peut rien

recevoir (réservoir plein ou seuil de l'électrolyseur non atteint), le champ PV est déconnecté (mesure de sécurité).

Il est à noter que lorsque l'électrolyseur ou la pile à combustible sont en fonctionnement, leurs auxiliaires le sont également, et que les batteries sont toujours présentes de part leurs fonctions. La charge et les auxiliaires sont alimentés via un convertisseur DC/AC.

A présent que le système est défini, nous allons étudier deux cas distincts. Nous commencerons tout d'abord par dimensionner le système, en considérant que celui-ci alimente le pylône météorologique 24 heures sur 24 (cas plus contraignant que l'application 2). Pour cela, chaque élément composant le système sera dimensionné afin qu'il n'y est pas de défaillance au niveau de l'alimentation de la charge. Dans un second temps, nous étudierons l'impact des données météorologiques et du profil de charge sur les résultats, pour un système pré-dimensionné par l'application 1 (fonction d'ilotage). Ces deux cas d'étude ont fait l'objet de publications à comité de lecture dans le journal « *International Journal of Hydrogen Energy* » [67 ; 82]. Le pré-dimensionnement effectué pour l'application 1 est conditionné par certaines contraintes techniques et économiques. Par exemple, le groupe MISTRAL (sous-système PAC développé antérieurement par HELION) sera légèrement modifié pour être utilisé dans le démonstrateur. Celui-ci reste néanmoins surdimensionné par rapport au profil de charge. Les tailles du champ PV et du sous-système électrolyseur (développé pour ce projet) seront limitées pour être en accord avec le budget prévisionnel.

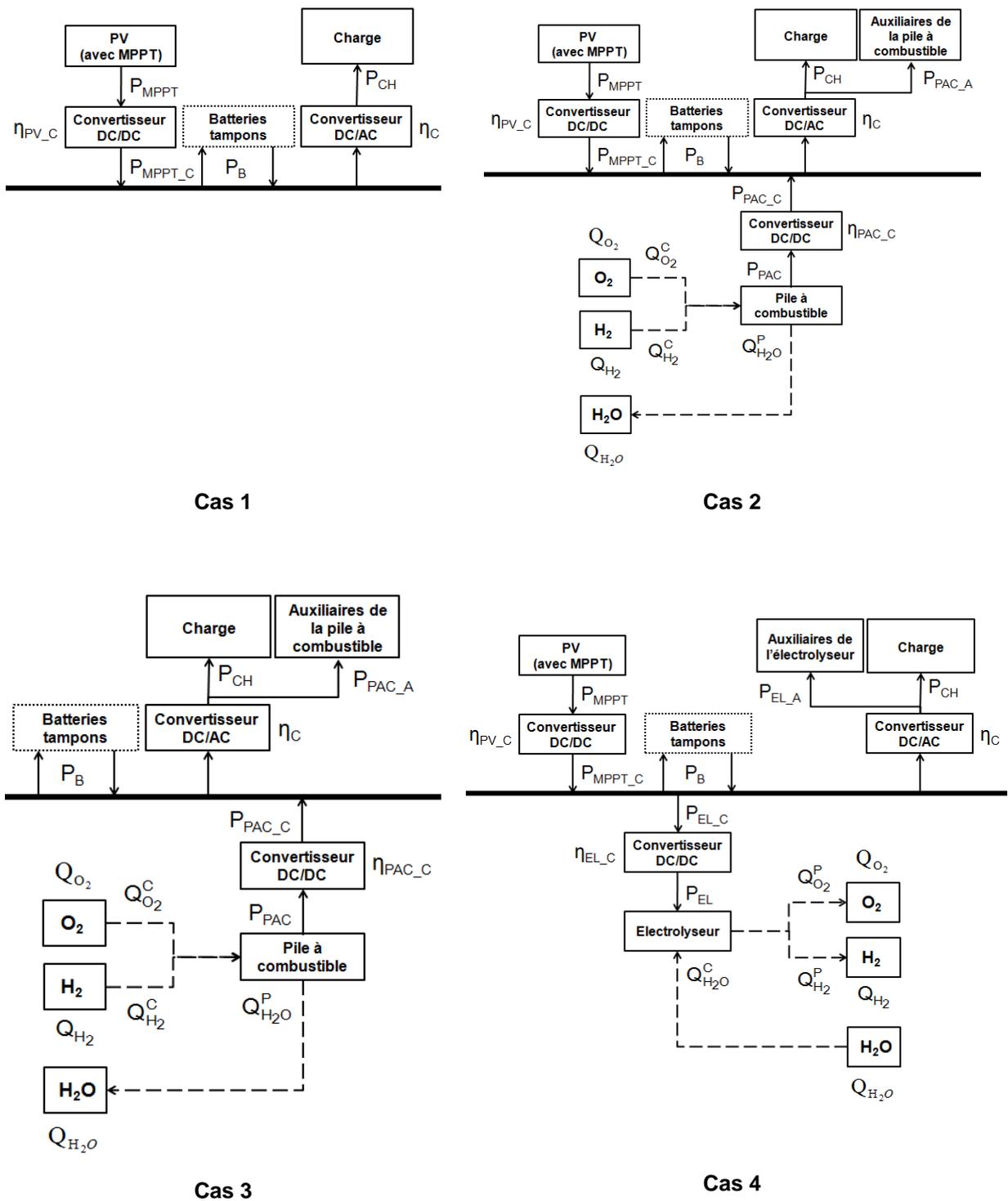


Fig. III-6 : Contrôle commande

‘—’ : Elément présent ; ‘...’ : Elément tampon ;
 ‘—’ : BUS ; ‘→’ : Flux électrique ; ‘— →’ : Flux de gaz et d'eau ;

III.2. Dimensionnement du système fonctionnant 24h/24h

III. 2. 1. Profils météorologiques et de charge

Le site de Cadarache possède une station météorologique (située à proximité du champ photovoltaïque existant sur le site ~ 20 m). Malheureusement, celle-ci ne mesure pas en continu les données. Toutefois, nous avons à notre disposition le rayonnement horaire global (pour une inclinaison de 45°) et la température ambiante horaire du site du 1^{er} juillet 2002 au 30 juin 2003 (0 % de données manquantes). Ces données sont fournies en heures locales. La figure III-7 représente l'ensoleillement global mensuel et la température horaire moyenne mensuelle sur cette période (les heures de nuit ne sont pas comptabilisées).

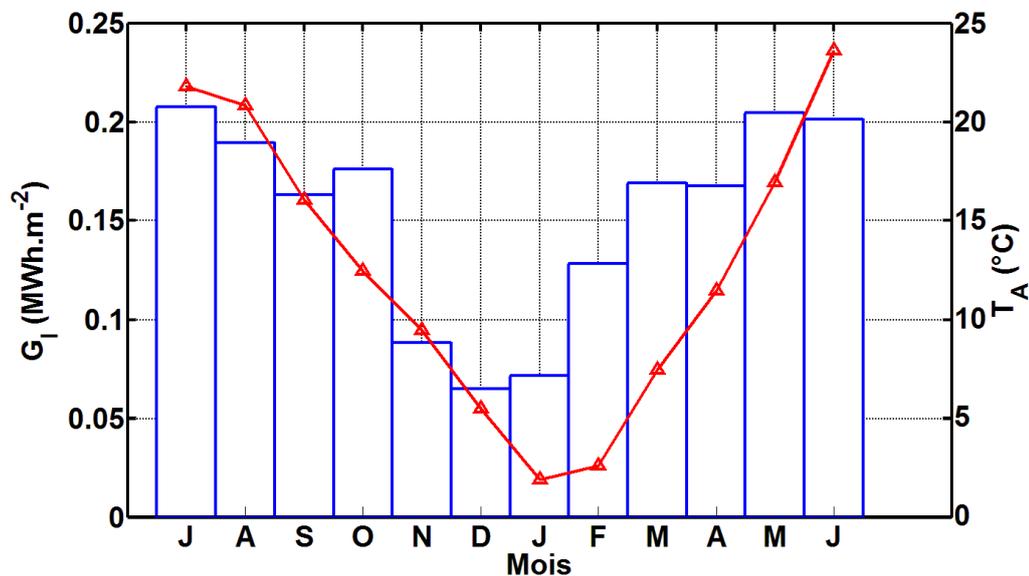


Fig. III-7 : Profils météorologiques du site expérimental

‘□’ : Enssoleillement global (pour une inclinaison de 45°) mensuel ; ‘-Δ-’ : Température ambiante mensuelle moyenne

Le site de Cadarache possède un ensoleillement horaire moyen mensuel élevé (de 406 à 475 Wh.m⁻²) excepté de novembre à janvier (de 217 à 289 Wh.m⁻²) où celui-ci chute considérablement (presque de moitié). Il y a néanmoins un ensoleillement moyen sur l'année de 384 Wh.m⁻². Concernant la température, la moyenne annuelle est de 12,4 °C avec des valeurs moyennes mensuelles variant de 1,8 à 23,6 °C.

Pour ce cas d'étude, comme nous l'avons dit précédemment, le pylône météorologique est alimenté 24h/24h à une puissance constante de 6500 W.

Effectuons maintenant l'optimisation du dimensionnement de tous les composants du système EnR/H₂.

III. 2. 2. Courbes de dimensionnement

Les hypothèses choisies pour les différents composants du système sont données ci-dessous. Ces hypothèses sont celles envisagées au début de la rédaction de la publication du 1^{er} cas d'étude. Tous les éléments composant le système EnR/H₂ seront optimisés afin qu'il n'y est pas de défaillance au niveau de la charge.

- Le photovoltaïque : Le module choisi est un SUNTECH STP175S-24/AC (fiche technique en Annexe C) dont les caractéristiques sont les suivantes : (les modules existants sur le site ne sont pas utilisés)
 - $P_{Max} = 175 \text{ Wc}$
 - $\mu_{P_{Max}} = -0,48 \% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$
 - $NOCT = 48 \text{ }^\circ\text{C}$
- L'électrolyseur : Il sera régulé en température et en pression ($T = 50 \text{ }^\circ\text{C}$, $P = 30$ bars). Les autres paramètres sélectionnés sont les suivants :
 - La courbe de polarisation est celle présentée en Fig. II-11
 - $SA_{EL} = 300 \text{ cm}^2$
 - $CC_{EL_A} = 1840 \text{ W}$
 - $CV_{EL_A} = 17,6 \%$
 - $\%S_{EL} = 25 \%$
 - $S_{H_2O} = 1,05$
 - $J_{N_EL} = 0,99 \text{ A.cm}^{-2}$
 - $V_{N_EL} = 2,15 \text{ V}$
- La pile à combustible : La PAC sera régulée en température et en pression ($T = 70$ °C, $P = 3$ bars). Les autres paramètres sélectionnés sont les suivants :
 - La courbe de polarisation est celle présentée en Fig. II-7
 - $SA_{PAC} = 400 \text{ cm}^2$
 - $CC_{PAC_A} = 50 \text{ W}$
 - $CV_{PAC_A} = 20 \%$
 - $\%S_{PAC} = 5 \%$
 - $S_{H_2} = S_{O_2} = 1,01$
 - $J_{N_PAC} = 0,23 \text{ A.cm}^{-2}$
 - $V_{N_PAC} = 0,85 \text{ V}$

- Les réservoirs : Nous considérons que les réservoirs de gaz sont à 100 % de leurs capacités en début de simulation. Pour le réservoir d' H_2O , la quantité n'est pas définie en début de la simulation, et nous ne considérons pas de perte. La pression dans les réservoirs est la même qu'en sortie de l'électrolyseur, soit 30 bars.
 - $L_{H_2O} = 0$
- Les convertisseurs : Les rendements à 10 et à 100 % de la puissance nominale des différents convertisseurs sont identiques et les valeurs respectives sont de 88 % et 93 %.
- Les simulations : Nous incrémenterons de 50 modules PV (soit 8,75 kWc) à chaque nouvelle simulation de notre système.

En insérant les profils de charge et météorologiques, ainsi que les paramètres constructeurs dans le logiciel ORIENTE, nous avons obtenu les résultats présentés ci-dessous.

La figure III-8 représente la quantité d' H_2 produite et consommée, ainsi que la taille du réservoir nécessaire à l'autonomie du système sur le temps de la simulation, en fonction de la puissance PV installée.

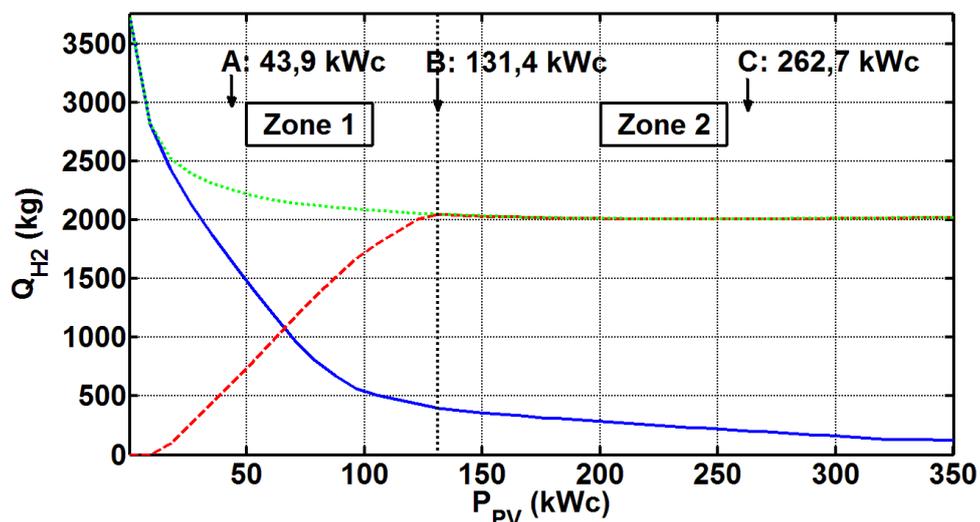


Fig. III-8 : Quantités d' H_2 en fonction de la puissance PV installée

'—' : Taille du réservoir d' H_2 ; '—' : Quantité d' H_2 produite; '---' : Quantité d' H_2 consommée; '---' : Seuil de reductibilité (trait vertical)

Dans la zone 1, le système installé est dit non reductible. En effet celui-ci consomme plus d' H_2 qu'il n'en produit. La taille des réservoirs nécessaires à l'autonomie du

système est donc importante puisque l'évolution de la quantité d' H_2 dans les réservoirs au cours de la simulation ne fait quasiment que décroître (Fig. III-9 – A). On observe donc tout à fait logiquement que la distribution de l' H_2 dans le réservoir (Fig. III-9 – A') est relativement partagée.

Par contre, dans la zone 2, le système installé est dit reproductible, car celui-ci consomme autant d' H_2 qu'il en produit, d'où une taille de réservoir plus faible. Dans cette zone, la quantité d' H_2 au départ et à la fin de la simulation est approximativement la même (Fig. III-9 – C). Dans cette zone la distribution de l' H_2 (Fig. III-9 – C') est très importante entre 90 et 100 % de la taille du réservoir. En effet la puissance PV est telle que la quantité d' H_2 dans le réservoir oscille très souvent autour de la taille maximale de celui-ci.

L'intersection de ces deux zones, notée seuil de reproductibilité, correspond à la plus petite puissance PV à installer, avec bien sûr la quantité d' H_2 correspondante, pour que le système soit dit reproductible. C'est à cette intersection que le système optimal calculé se trouve (Fig. III-9 – B et B').

On remarque que plus la puissance PV augmente, plus la quantité d'hydrogène nécessaire à l'autonomie du système, sur le temps de la simulation, diminue. Cette diminution est importante dans la zone 1 (on passe d'une quantité d' H_2 de 3725 à 398 kg, lorsque la puissance PV passe de 0 à 131,4 kWc), mais est relativement faible dans la zone 2 (on passe d'une quantité d' H_2 de 398 à 125 kg, lorsque la puissance PV passe de 131,4 à 350 kWc). A l'intersection des deux zones, c'est-à-dire lorsque la puissance PV est de 131,4 kWc, les quantités d'hydrogène produites et consommées sont de 2050 kg. Au début de la zone 1, la puissance PV n'est pas assez grande pour alimenter suffisamment et régulièrement la charge et l'électrolyseur de surcroît. La PAC doit donc beaucoup consommer de gaz pour combler le défaut de puissance. Lorsque la puissance PV augmente, celle-ci est à la fois capable de subvenir aux besoins de la charge, mais également d'alimenter l'électrolyseur, on observe donc une augmentation de la quantité d'hydrogène produite. A partir du seuil de reproductibilité et jusqu'à la fin de la zone 2, les quantités d' H_2 produites et consommées restent similaires et stagnent approximativement à la même valeur.

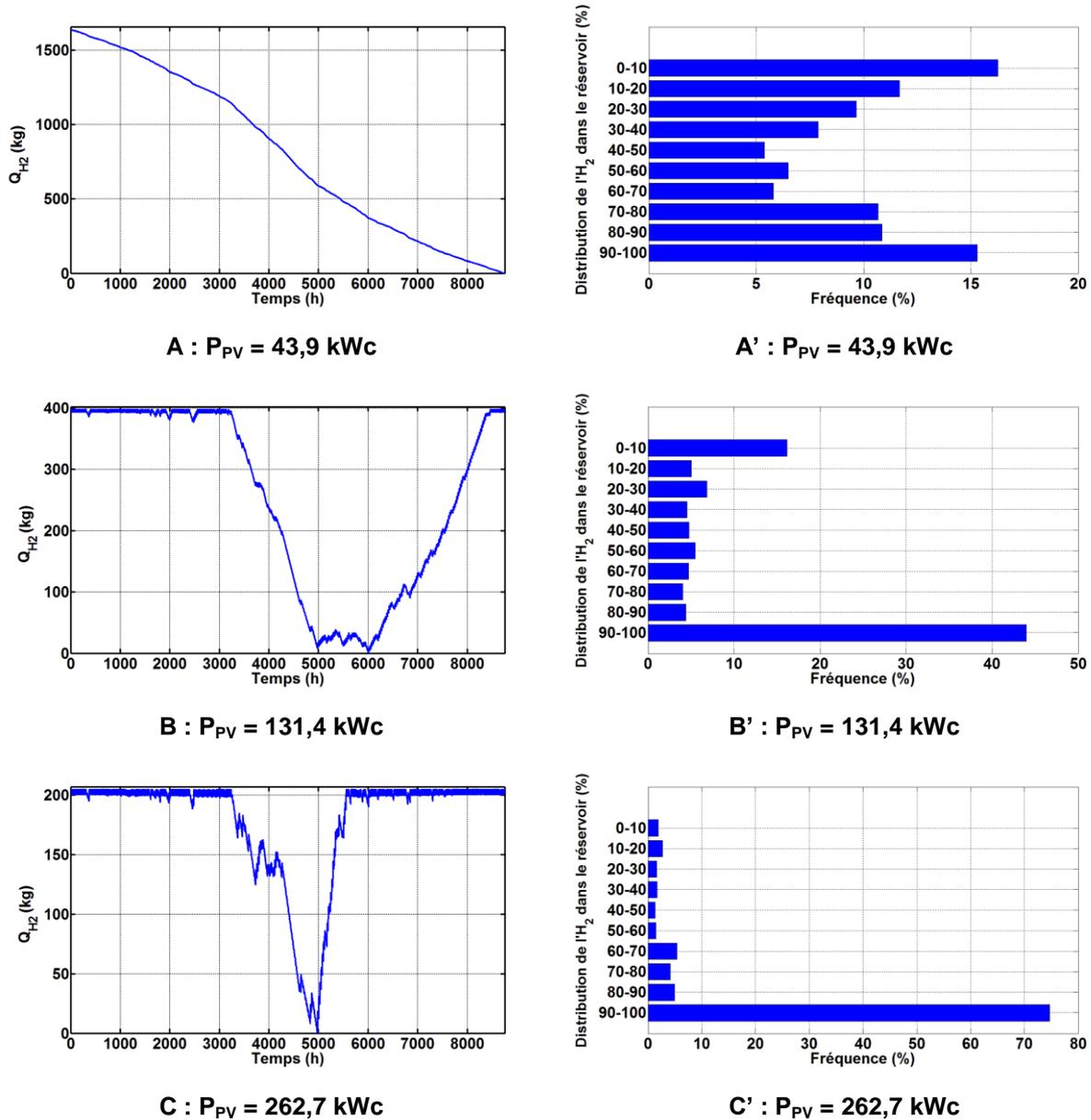


Fig. III-9 : Simulation du stockage d' H_2 du 1^{er} juillet 2002 au 30 juin 2003

A, B, C : Evolution de la quantité d' H_2 dans le réservoir, sur le temps de la simulation, selon la puissance PV installée

A', B', C' : Distribution de d' H_2 dans le réservoir, sur le temps de la simulation, selon la puissance PV installée

Le comportement des quantités d' O_2 en fonction de la puissance PV installée est similaire à celui de l'hydrogène. En effet, seules les valeurs diffèrent puisque la masse molaire de l'oxygène est plus élevée que celle de l'hydrogène.

La figure III-10 représente la quantité d' H_2O produite et consommée, ainsi que la taille du réservoir nécessaire à l'autonomie du système sur le temps de la simulation, en fonction de la puissance PV installée. L'explication de cette courbe est inversée par rapport aux deux

précédentes, en effet la PAC produit de l' H_2O quand elle consomme du gaz et inversement pour l'électrolyseur. Les courbes de la production et de la consommation ne sont pas confondues après le seuil de reconductibilité à cause de la stœchiométrie de l'eau au niveau de l'électrolyseur.

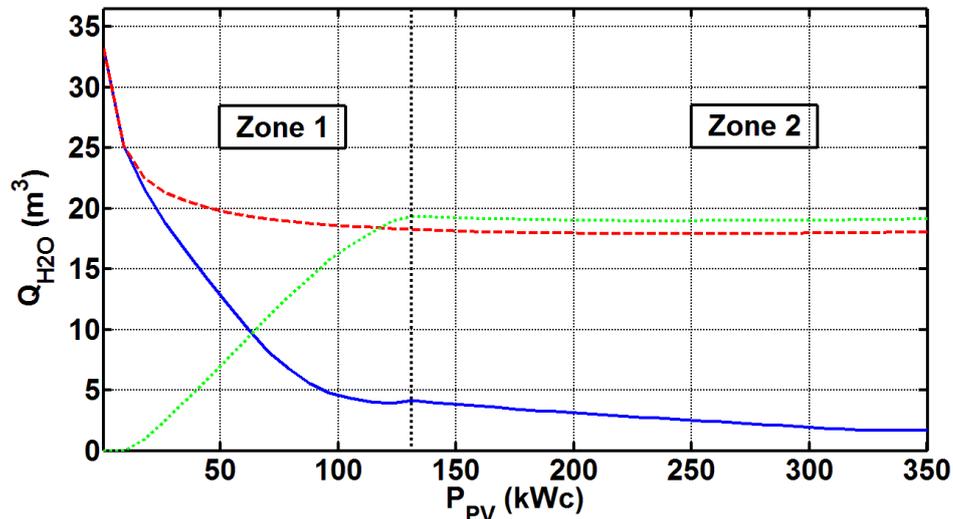


Fig. III-10 : Quantités d' H_2O en fonction de la puissance PV installée

‘—’ : Taille du réservoir d' H_2O ; ‘- - -’ : Quantité d' H_2O produite ; ‘...’ : Quantité d' H_2O consommée ; ‘...’ : Seuil de reconductibilité (trait vertical)

La figure III-11 représente, les différents flux énergétiques, c'est à dire l'énergie électrolysée, l'énergie fournie par la PAC et l'énergie non valorisée (dégradation du MPPT), en fonction de la puissance PV installée.

Lorsque la puissance PV est faible (P_{PV} compris entre 0 et 30 kWc), il n'y a quasiment que la PAC qui alimente la charge. Comme il n'y a pas beaucoup de surplus, l'énergie électrolysée est faible, et donc la dégradation du MPPT est rare. Lorsque la puissance PV augmente (P_{PV} compris entre 30 et 131,4 kWc), l'énergie électrolysée augmente et la dégradation du MPPT est plus fréquente. Le maximum d'énergie électrolysée est situé au seuil de reconductibilité, au-delà (P_{PV} supérieur à 131,4 kWc) l'énergie électrolysée diminue puis stagne, et l'énergie non utilisée augmente considérablement (pour des raisons de lisibilité, la fin de la courbe n'apparaît pas sur la figure III-11). L'énergie fournie par la PAC décroît puis stagne, les raisons de cette évolution étant décrite précédemment. On remarque que de 0 à 10 kWc de puissance PV installée, l'énergie électrolysée est nulle, il est donc nécessaire d'avoir une certaine puissance PV installée pour que l'électrolyseur fonctionne. Ce phénomène se constate également sur la figure III-13.

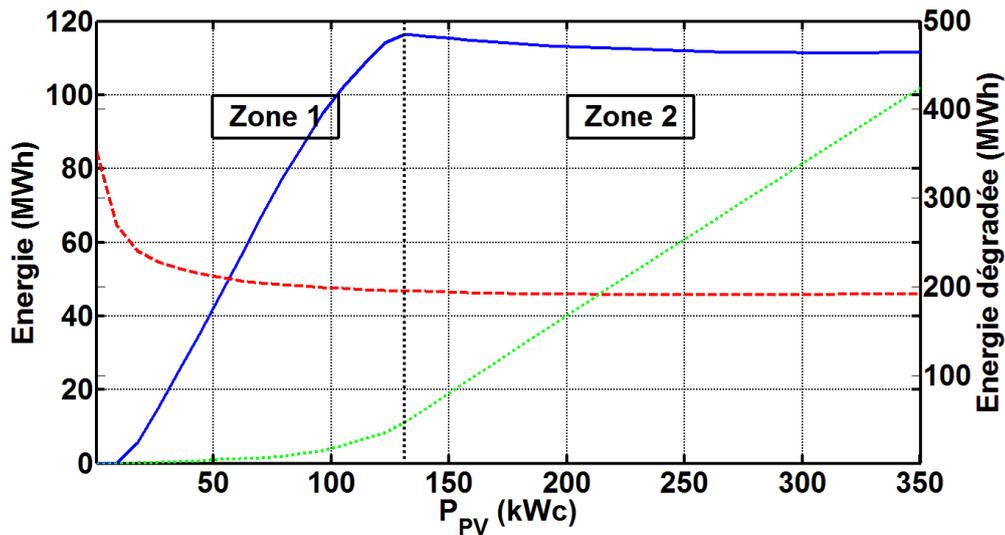


Fig. III-11 : Flux énergétiques en fonction de la puissance PV installée

‘—’ : Electrolyseur ; ‘- - -’ : Pile à combustible ; ‘...’ : dégradée ; ‘...’ : Seuil de reconductibilité
(trait vertical)

Nous avons représenté (Fig. III-12), le taux de couverture de la charge (via le PV : TC_{PV} , et la PAC : TC_{PAC}) en fonction de la puissance PV installée. Celui-ci correspond à l'énergie envoyée, par le PV ou la PAC, à la charge divisée par la quantité totale reçue par celle-ci. Le taux de couverture de la batterie (TC_{BAT}) n'est pas représenté, car de par la fonction de la batterie, le TC_{BAT} est très proche voir égal à 0. Plus la puissance PV est grande plus le taux de couverture PV augmente et plus celui de la PAC diminue (TC_{PV} augmente de 0 à 44,4 % lorsque P_{PV} varie de 0 à 131,4 kWc). On observe bien évidemment un comportement asymptotique lorsque P_{PV} est très grand (TC_{PV} augmente de 44,4 à 48,1 % lorsque P_{PV} varie de 131,4 à 350 kWc). En effet, l'alimentation de la charge la nuit, se fait exclusivement par la PAC.

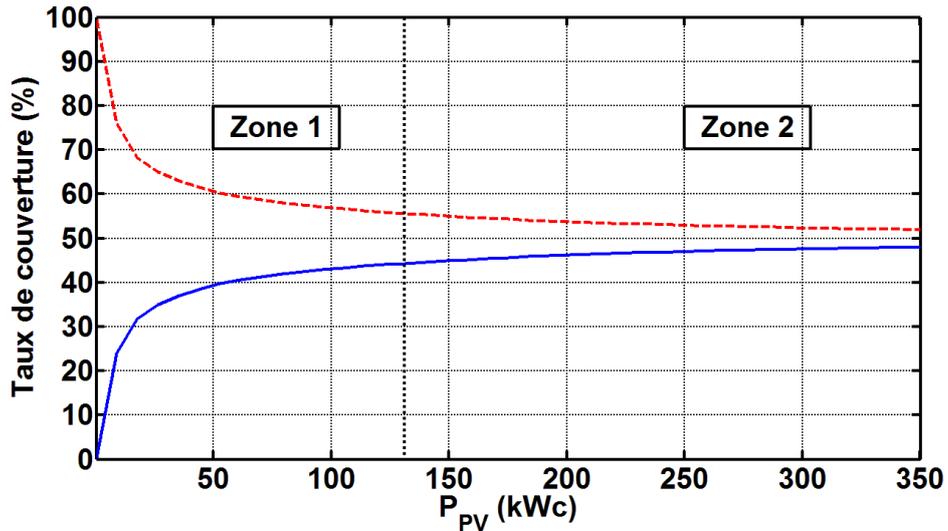


Fig. III-12 : Taux de couverture de la charge en fonction de la puissance PV installée

‘—’ : PV ; ‘- - -’ : Pile à combustible ; ‘...’ : Seuil de reconductibilité

La figure III-13 représente, le temps de fonctionnement relatif de l'électrolyseur (TF_{EL} : rapport entre le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et le nombre d'heures d'ensoleillement) et de la PAC (TF_{PAC} : rapport entre le temps de fonctionnement de la PAC et celui de la charge) en fonction de la puissance PV installée. Plus la puissance PV augmente plus le temps de fonctionnement de la PAC diminue, avec une stagnation en fin de courbe (même explications que pour la figure III-11). Le temps de fonctionnement de l'électrolyseur augmente (jusqu'à environ 75 kWc) puis diminue. Cette diminution se produit lorsque l'énergie dégradée augmente.

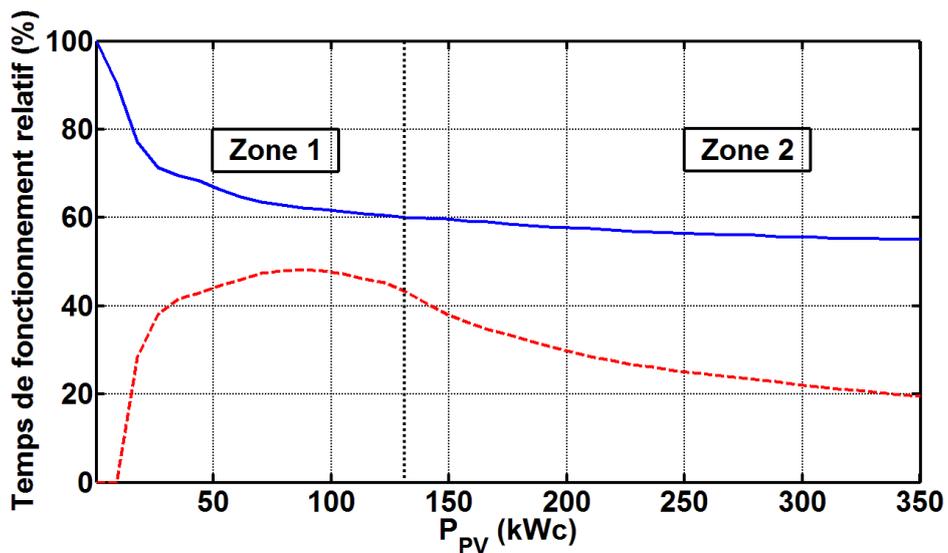


Fig. III-13 : Temps de fonctionnement relatif de l'électrolyseur et de la pile à combustible en fonction de la puissance PV installée

‘—’ : Pile à combustible ; ‘- - -’ : Electrolyseur ; ‘...’ : Seuil de reconductibilité

Les courbes de dimensionnement étant présentées, intéressons-nous maintenant au système optimum.

III. 2. 3. Etude détaillée du système optimum

Le tableau III-2 récapitule tous les paramètres (puissance des composants, énergie absorbée, fournie ou transitante par les composants, taille des réservoirs, taux de couverture, temps de fonctionnement) pour le système optimal calculé.

Compte tenu des résultats, on observe un rendement global du système (rapport de l'énergie PV disponible avec la consommation de la charge) de 23,7 % avec un rendement de la chaîne H₂ (rapport de l'énergie fournie par la PAC avec l'énergie électrolysée) de 40,2 %. L'énergie non valorisée est de 19,6 % (rapport de l'énergie dégradée et de l'énergie PV utilisable). Si au lieu de dégrader le MPPT, on valorisait cette énergie, on aurait un rendement global du système de 29,4 %, soit une augmentation de 5,7 %.

Champ PV avec le convertisseur associé		$P_{N_PAC_C}$ (kW)	10,6
E_{MPPT} sans dégradation du MPPT (MWh)	240,7	L_{PAC_C} (MWh)	2,9
Energie dégradée (dégradation du MPPT) (MWh)	47,2	$\eta_{PAC_C_Moy}$ (%)	93,6
P_{MPPT_C} (kW)	146,5	$100 * E_{PAC_A} / E_{PAC}$ (%)	20,6
L_{MPPT_C} (MWh)	16,1	TF_{PAC} (h et %)	5266 ; 60.1
$\eta_{PV_C_Moy}$ (%)	84,0	$\sum Q_{H_2}^C$ (kg)	2052,5
Electrolyseur avec le convertisseur associé		$\sum Q_{O_2}^C$ (kg)	8210,1
P_{N_EL} (kW)	100,6	$\sum Q_{H_2O}^P$ (m ³)	18,5
E_{EL} (MWh)	116,6	Taille des réservoirs nécessaire à l'autonomie du système sur le temps de la simulation	
$P_{N_EL_C}$ (kW)	108,2	Q_{H_2} (kg)	398,2
L_{EL_C} (MWh)	7,3	Q_{O_2} (kg)	1592,9
$\eta_{EL_C_Moy}$ (%)	94,1	Q_{H_2O} (m ³)	4,1
$\sum Q_{H_2}^P$ (kg)	2050,3	Charge avec le convertisseur associé	
$\sum Q_{O_2}^P$ (kg)	8201,4	E_{CH} (MWh)	57,0
$\sum Q_{H_2O}^C$ (m ³)	19,4	P_{N_C} (kW)	20,0
$100 * E_{EL_A} / E_{EL}$ (%)	20,8	η_{C_Moy} (%)	94,0
TF_{EL} (h et %)	2017 ; 43.3	Taux de couverture	
PAC avec le convertisseur associé		TC_{PV} (%)	44,35
P_{N_PAC} (kW)	10,6	TC_{PAC} (%)	55,64
E_{PAC} (MWh)	46,8	TC_{BAT} (%)	0,01

Tab. III-2 : Récapitulatif des résultats pour le système optimal installé

III. 2. 4. Conclusions

En conclusion nous pouvons dire que l'alimentation en continu du pylône météorologique par le système EnR/H₂ engendre des puissances de composants importantes, et des tailles de réservoirs énormes au vue de la faible puissance à fournir à la charge (6,5 kW). En effet, le système optimum à installer pour que la charge soit alimentée sans discontinuité est : une puissance PV de 131,4 kWc pour une quantité d'hydrogène de 398,2 kg.

Bien que la chaîne hydrogène est un rendement de 40,2 %, celui-ci reste deux fois plus faible que celui des stockages type batteries. Néanmoins, une amélioration du rendement de la chaîne H₂ est envisageable, notamment avec une optimisation de la taille de leurs auxiliaires, ce qui aura pour effet de diminuer leurs consommations.

Si l'on compare le système optimum pour ce cas d'étude, avec celui qui sera installé en réalité sur le site, on note un rapport 10 au niveau de la puissance du champ PV. On se trouve donc sous le cas A de la figure III-9. On en déduit que la quantité de gaz dans les réservoirs ne ferait que chuter au cours du temps. Le profil de charge 24/24 n'est donc pas adapté compte tenu de la taille des composants qui doivent être installés sur le site.

III.3. Impact des profils météorologiques ; du temps de la simulation et du profil de charge

III. 3. 1. Profils météorologiques et de charge

Nous cherchons dans ce cas d'étude à montrer l'influence des données météorologiques, du temps de la simulation et des profils de charge sur un système EnR/H₂ (où seule la taille des réservoirs n'est pas fixée). Pour montrer cette influence, il est nécessaire de posséder un nombre d'années météorologiques importants. Ne possédant que peu de données sur Cadarache, nous utiliserons des données mesurées par Météo-France depuis la station de Campo Del'Oro à Ajaccio (latitude : 41°55' N, longitude : 8°48' E, altitude : 6 m). En effet, nous pouvons choisir des données d'Ajaccio alors que le projet sera installé à Cadarache, car nous ne cherchons pas ici à connaître la taille optimum du système qui sera

installé, mais seulement à regarder l'impact qu'engendre les données d'entrées d'ORIENTE sur les paramètres de sorties.

L'irradiation globale solaire horaire et la température ambiante horaire ont été mesurées (en TU) du 1^{er} janvier 1998 au 31 décembre 2008 (Fig. III-14). L'ensoleillement étant mesuré, par Météo-France pour une inclinaison de 0°, nous avons utilisé le modèle de Hay et Davies afin d'incliner les données à 30 ° [69-71].

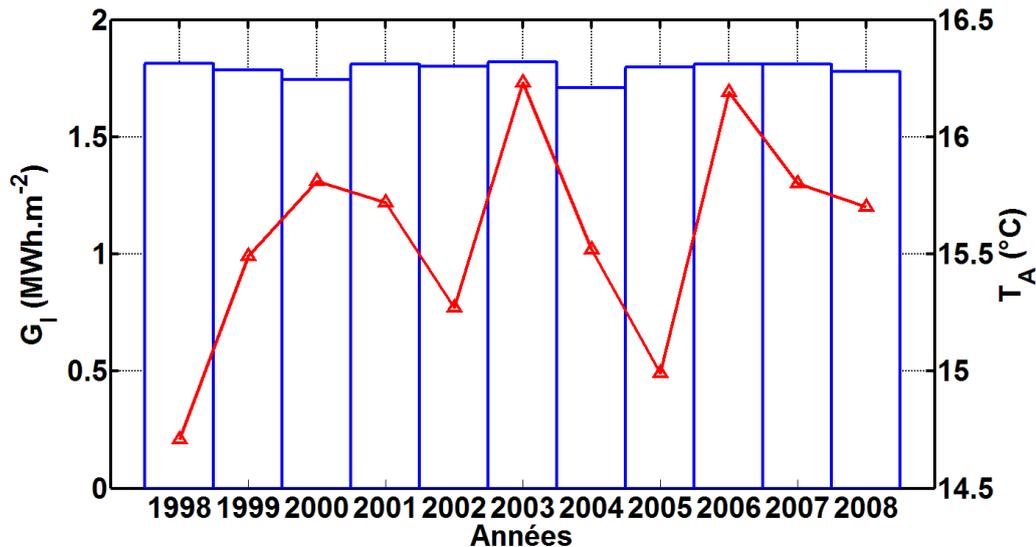


Fig. III-14 : Profils météorologiques

‘□’ : Ensoleillement global annuel (30° d’inclinaison); ‘-Δ-’ : Température ambiante annuelle moyenne

L'ensoleillement global annuel varie de 1,71 à 1,82 MWh.m⁻² avec pour valeur moyenne de 1,79 MWh.m⁻², ce qui représente un potentiel solaire journalier de 4,9 kWh.(m².jr)⁻¹. Quant à la température ambiante moyenne annuelle, elle évolue entre 14,7 et 16,2 °C avec 15,6 °C pour valeur moyenne.

Nous avons considéré 3 profils de charge dont la consommation se fait la journée et un profil dont la consommation se fait la nuit (Fig. III-15). Ces profils sont également donnés en TU. Chacun des 4 profils à une consommation journalière identique (26 kWh) mais les heures de consommation sont réparties différemment. Le 1^{er} profil (P1 : 8h-12h) et le 2^{ème} (P2 : 12h-16h) sont deux profils symétriques par rapport à 12h. Le 3^{ème} (P3 : 10h-14h) est situé autour de midi et le 4^{ème} (P4 : 22h-2h), est situé autour de minuit (profil nocturne). Chaque profil a une durée de 4 heures avec une consommation constante de 6500 W.

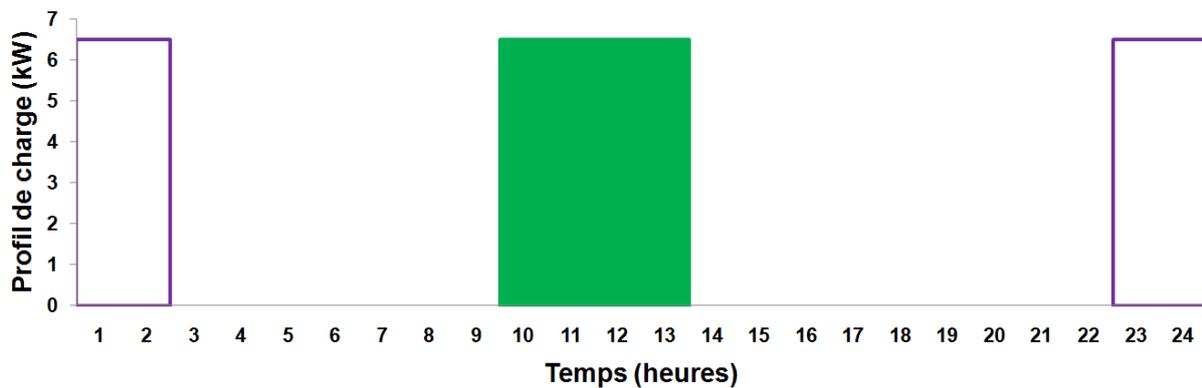
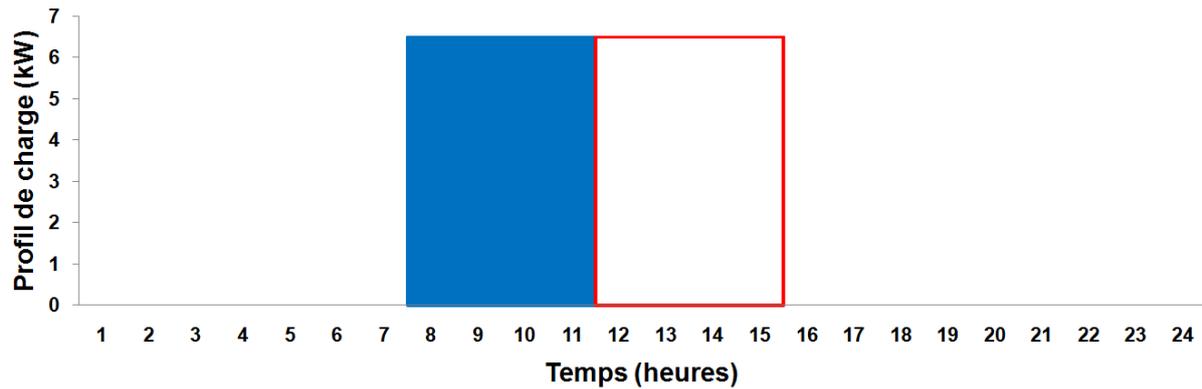


Fig. III-15 : Consommation de la charge pour les différents profils

■ : P1 ; □ : P2 ; ■ : P3 ; □ : P4;

Les intrants et les 4 extrants énergétiques d'ORIENTE étant présentés, intéressons-nous maintenant aux hypothèses de ce 2nd cas d'étude.

III. 3. 2. Hypothèses

Les hypothèses que nous avons choisies, pour les différents composants de notre système, pour ce cas d'étude sont données ci-dessous. Ces hypothèses sont celles envisagées au début de la rédaction de la publication du 2^{ème} cas d'étude. Les tailles du champ photovoltaïque, de l'électrolyseur, de la pile à combustible et des convertisseurs sont celles issues du pré-dimensionnement du projet, donc celles qui seront installées à terme. Seules les tailles des réservoirs ne sont pas fixées au départ de la simulation.

- Le champ PV : Il aura une puissance crête de 14,85 kWc. Les caractéristiques des modules envisagés sont les suivantes (les modules existant sur le site ne sont pas utilisés):

- $P_{Max} = 450 \text{ Wc}$
- $\mu_{P_{Max}} = -0,3 \% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$
- $NOCT = 40 \text{ }^\circ\text{C}$
- $N_{PV} = 33$

- L'électrolyseur : Identique au cas d'étude 1, excepté que le nombre de cellules en série est ici fixé à 17 cellules. Le point nominal de fonctionnement étant pour $J_{N_EL} = 0,99 \text{ A.cm}^{-2}$ et $V_{N_EL} = 2,15 \text{ V}$, on a donc une puissance nominale pour l'électrolyseur de 10,8 kW (Eq. II-10).

- La pile à combustible :

Identique au cas d'étude 1, excepté que le nombre de cellules en série est ici fixé à 88 cellules. Le point nominal de fonctionnement étant pour $J_{N_PAC} = 0,45 \text{ A.cm}^{-2}$ et $V_{N_PAC} = 0,8 \text{ V}$, on a donc une puissance nominale pour la PAC de 12,6 kW (Eq. II-4).

- Les réservoirs : Identiques au cas d'étude 1.
- Les convertisseurs : Les rendements à 10 et à 100 % de la puissance nominale ainsi que la puissance nominale, des différents convertisseurs sont les suivants :

- $\eta_{PV_C_10} = 0,96$
- $\eta_{EL_C_10} = 0,90$
- $\eta_{PAC_C_10} = 0,90$
- $\eta_{C_10} = 0,88$
- $\eta_{PV_C_100} = 0,98$
- $\eta_{EL_C_100} = 0,98$
- $\eta_{PAC_C_100} = 0,98$
- $\eta_{C_100} = 0,95$
- $P_{N_PV_C} = 16 \text{ kW}$
- $P_{N_EL_C} = 6 \text{ kW}$
- $P_{N_PAC_C} = 9 \text{ kW}$
- $P_{N_C} = 9 \text{ kW}$

Tous les paramètres en entrée d'ORIENTE étant connus, nous allons pouvoir présenter les différents résultats issus de la simulation.

III. 3. 3. Etude des résultats

III. 3. 3. 1. Influence des années météorologiques et du profil de charge

Cette première série de résultats correspond à la comparaison des 11 années météorologiques, pour les différents profils de charge, sur les paramètres de sortie d'ORIENTE (Production PV, énergie électrolysée, énergie fournie par la PAC, taux de couverture, temps de fonctionnement et taille des réservoirs). Le tableau III-3 montre la production PV annuelle selon les années météorologiques. Cette production varie de 25,21 à 26,79 MWh, et a pour valeur moyenne 26,37 MWh. L'écart type observé est de 0,47 MWh. On note que l'année 2004 est l'année où il y a eu le plus faible ensoleillement, soit 4,4 % plus faible par rapport à la moyenne. Les autres paramètres sont récapitulés dans les Tableaux III-4, III-5, III-6 et III-7.

Années météorologiques	1998	1999	2000	2001	2002	2003
E_{PV} (MWh)	26,75	26,32	25,72	26,70	26,55	26,79
Années météorologiques	2004	2005	2006	2007	2008	
E_{PV} (MWh)	25,21	26,52	26,67	26,66	26,23	

Tab. III-3 : Energie photovoltaïque disponible en fonction de l'année météorologique

L'impact des données météorologiques sur les flux d'énergie est représenté figure III-16, selon le profil de charge. On observe des variations de 3,38 à 4,76 MWh pour P1, de 3,53 à 5,30 MWh pour P2, de 2,02 à 3,19 MWh pour P3 et de 13,42 à 14,72 MWh pour P4, concernant l'énergie électrolysée. De la même manière, pour l'énergie fournie par la PAC, on observe des variations de 2,08 à 2,82 MWh pour P1, de 2,12 à 3,30 MWh pour P2, de 1,28 à 2,00 MWh pour P3 et de 13,05 à 13,09 MWh pour P4. Ces variations ne sont pas négligeables, on remarque un écart maximal de 36,7 et 36,0 % respectivement pour l'énergie électrolysée et celle fournie par la PAC, selon les années.

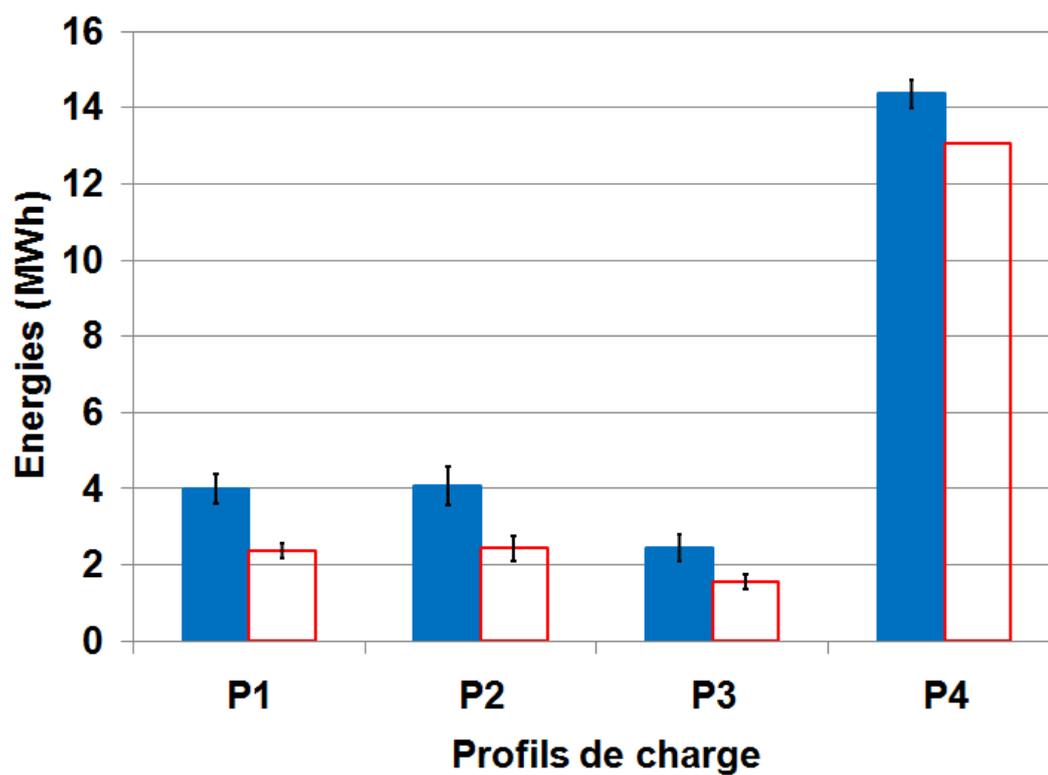


Fig. III-16 : Impact des données météorologiques sur les flux d'énergies, selon le profil de charge

■ : Energie électrolysée (valeur moyenne); □ : Energie fournie par la PAC (valeur moyenne) ; T : Ecart type

Profil de charge	Années météorologiques	E _{EL} (MWh)	E _{PAC} (MWh)	Q _{H₂} (Nm ³)	Q _{O₂} (Nm ³)	Q _{H₂O} (L)	TC _{PV} (%)	TC _{PAC} (%)	TF _{EL} (h)	TF _{PAC} (h)
P1 08h-12h	1998	3.87	2.26	319	160	27	83.0	17.0	754	515
	1999	3.95	2.38	370	185	32	82.1	17.9	778	530
	2000	4.00	2.64	494	247	32	80.0	20.0	793	552
	2001	4.36	2.39	297	149	37	81.9	18.1	834	528
	2002	3.85	2.50	450	225	31	81.2	18.8	728	565
	2003	3.38	2.23	414	207	26	83.1	16.9	675	480
	2004	4.76	2.82	430	215	42	78.7	21.3	926	584
	2005	3.84	2.30	350	175	34	82.7	17.3	738	514
	2006	4.33	2.24	269	135	34	83.1	16.9	842	538
	2007	4.16	2.39	335	168	34	82.0	18.0	808	519
	2008	3.46	2.08	318	159	31	84.3	15.7	719	465
	Moyenne	3.99	2.38	368	184	33	82.0	18.0	781	526
	Écart type	0.38	0.20	67.23	33.45	4.20	1.50	1.50	66.68	32.86
Taux de dispersion (%)	9.5	8.4	18.3	18.2	12.7	1.8	8.3	8.5	6.2	

Tab. III-4 : Récapitulatif des résultats pour le profil P1

Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales

Profil de charge	Années météorologiques	E _{EL} (MWh)	E _{PAC} (MWh)	Q _{H₂} (Nm ³)	Q _{O₂} (Nm ³)	Q _{H₂O} (L)	TC _{PV} (%)	TC _{PAC} (%)	TF _{EL} (h)	TF _{PAC} (h)
P2 12h - 16h	1998	3.73	2.18	313	156	26	83.5	16.5	720	509
	1999	3.58	2.24	376	188	28	83.1	16.9	704	519
	2000	3.89	2.52	451	226	32	81.0	19.0	761	564
	2001	4.13	2.31	293	147	35	82.6	17.4	812	531
	2002	3.53	2.34	431	215	28	82.4	17.6	691	539
	2003	3.56	2.27	395	198	29	82.9	17.1	696	495
	2004	4.64	2.78	429	214	39	79.0	21.0	902	592
	2005	4.12	2.42	357	178	37	81.7	18.3	799	531
	2006	4.11	2.12	253	126	36	84.0	16.0	819	512
	2007	4.15	2.35	311	156	34	82.3	17.7	798	528
	2008	5.30	3.30	566	283	44	75.1	24.9	957	676
	Moyenne	4.07	2.44	380	190	33	81.6	18.4	787	545
	Écart type	0.50	0.32	84.40	42.25	5.23	2.43	2.43	81.79	48.63
Taux de dispersion (%)	12.3	13.1	22.2	22.2	15.8	3.0	13.2	10.4	8.9	

Tab. III-5 : Récapitulatif des résultats pour le profil P2

Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales

Profil de charge	Années météorologiques	E _{EL} (MWh)	E _{PAC} (MWh)	Q _{H₂} (Nm ³)	Q _{O₂} (Nm ³)	Q _{H₂O} (L)	TC _{PV} (%)	TC _{PAC} (%)	TF _{EL} (h)	TF _{PAC} (h)
P3 10h - 14h	1998	2.21	1.32	184	92	20	90.0	10.0	548	320
	1999	2.13	1.43	265	133	18	89.2	10.8	527	335
	2000	2.38	1.74	361	181	20	86.8	13.2	589	391
	2001	2.70	1.52	211	105	25	88.5	11.5	660	333
	2002	2.02	1.52	323	162	19	88.5	11.5	496	370
	2003	2.04	1.45	285	142	17	89.0	11.0	511	313
	2004	3.19	2.00	321	161	30	84.9	15.1	761	427
	2005	2.34	1.49	247	123	22	88.7	11.3	557	340
	2006	2.49	1.28	182	91	23	90.4	9.6	619	318
	2007	2.63	1.54	206	103	24	88.4	11.6	636	340
	2008	2.83	1.84	318	159	25	86.2	13.8	649	408
	Moyenne	2.45	1.56	264	132	22	88.2	11.8	596	354
	Écart type	0.35	0.21	59.61	30.01	3.63	1.57	1.57	75.15	37.17
Taux de dispersion (%)	14.3	13.5	22.6	22.7	16.5	1.8	13.3	12.6	10.5	

Tab. III-6 : Récapitulatif des résultats pour le profil P3

Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales

Profil de charge	Années météorologiques	E _{EL} (MWh)	E _{PAC} (MWh)	Q _{H₂} (Nm ³)	Q _{O₂} (Nm ³)	Q _{H₂O} (L)	TC _{PV} (%)	TC _{PAC} (%)	TF _{EL} (h)	TF _{PAC} (h)
P4 22h - 02h	1998	14.59	13.05	3791	1896	4	0	100	2446	1460
	1999	14.32	13.05	3839	1919	3	0	100	2444	1460
	2000	13.88	13.09	3946	1973	4	0	100	2375	1464
	2001	14.71	13.05	3775	1888	4	0	100	2426	1460
	2002	14.45	13.05	3829	1914	2	0	100	2372	1460
	2003	14.72	13.05	3761	1880	3	0	100	2495	1460
	2004	13.42	13.09	4039	2020	3	0	100	2278	1464
	2005	14.47	13.05	3817	1908	4	0	100	2422	1460
	2006	14.49	13.05	3806	1903	4	0	100	2466	1460
	2007	14.64	13.05	3788	1894	4	0	100	2407	1460
	2008	14.28	13.09	3877	1938	4	0	100	2372	1464
	Moyenne	14.36	13.06	3843	1921	4	0	100	2409	1461
	Écart type	0.37	0.02	79.49	39.84	0.66	0	0	56.21	1.78
	Taux de dispersion (%)	2.6	0.2	2.1	2.1	16.5	0	0	2.3	0.1

Tab. III-7 : Récapitulatif des résultats pour le profil P4

Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales

Si l'on compare pour chaque année météorologique, la production PV et l'énergie électrolysée, on note que l'augmentation de l'une n'engendre pas forcément celle de l'autre (pour P1, entre 2003 et 2004, on observe une diminution d' E_{PV} de 1,58 MWh et une augmentation d' E_{EL} de 1,38 MWh). En effet, lorsque cette augmentation est significative dans la période estivale, la production PV est souvent perdue (arrêt de système ou dégradation MPPT) car le réservoir d' H_2 oscille autour de sa valeur maximale. Si au contraire, cette augmentation est significative lors la période hivernale, c'est généralement la charge qui en bénéficie, car elle sera alimentée d'avantage par le PV.

D'après les résultats des simulations, on voit que l'augmentation de la production PV ne diminue pas forcément la production de la PAC (pour P1, entre 2007 et 2008, on observe une diminution d' E_{PV} de 0,43 MWh et une diminution d' E_{PAC} de 0,31 MWh). On déduit donc que la taille des réservoirs ne diminue pas non plus. L'explication est analogue à celle faite pour l'électrolyseur.

Concernant le temps de fonctionnement, une dissymétrie est observée. En effet, si l'on prend l'exemple de l'électrolyseur, celui-ci peut consommer la même quantité d'énergie aussi bien sur une journée que sur quelques heures (pour P2, entre 2006 et 2007, on observe une diminution d' E_{EL} de 0,04 MWh et une augmentation de TF_{EL} de 21 heures).

Les profils P1 et P2 ont des résultats très similaires sur toutes les variables. Le plus grand écart observé concerne le temps de fonctionnement de la PAC, où P2 est 3,4 % plus élevé. Cette observation n'est pas surprenante puisque l'énergie solaire moyenne de 8h à 12h et de 12h à 16h est très proche (respectivement 2,14 et 2,11 kWh.m⁻²). Si l'on compare de façon similaire les profils P3 et P4, on note des différences importantes. Il y a respectivement des variations de 82,9 et 88,0 % concernant l'énergie électrolysée et celle produite par la PAC. En ce qui concerne la taille du réservoir d'hydrogène, nous avons une variation de 93,1 %. Pour le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et la pile à combustible, nous avons respectivement une variation de 75,3 et 75,8 %. En effet, P4 favorise l'utilisation de la chaîne H_2 (l'énergie transite nécessairement par l'électrolyseur et/ou la pile à combustible) et P3 favorise l'alimentation de la charge par la source renouvelable.

Le profil P4, qui est caractérisé par une consommation journalière identique comparée aux autres profils, est néanmoins clairement différent au niveau des résultats. Ce profil est en effet non reproductible : la quantité de gaz dans le réservoir pendant la simulation diminue constamment, ce qui engendre une taille de réservoir très importante. Dans le cas où les

simulations sont faites sur des années consécutives, les quantités deviennent importantes et non envisageables pour cette l'application. Ce type de profil doit être abandonné pour cet outil de démonstration.

En choisissant un profil de charge qui « suit la trajectoire solaire » (P1, P2 et P3), cela permet d'avoir des tailles de réservoir de gaz raisonnables. Malheureusement, ce choix à l'inconvénient de dégrader d'avantage la puissance PV et donc d'avoir une énergie non valorisée plus importante. L'utilisation de batteries pour éviter ces pertes pourrait être une solution adaptée.

L'impact des données météorologiques, selon le profil de charge, sur les tailles des réservoirs de gaz et d'eau est représenté à la figure III-17. Pour plus de clarté, le profil P4 n'apparaît pas sur le graphique. En effet celui-ci étant non reconvertible, les tailles de réservoirs de gaz sont énormes comparées à celles des autres profils (pour la taille du réservoir d'H₂, il y a un facteur moyen de 9,7 entre les profils P1 et P4). La taille des réservoirs d'H₂, d'O₂ et d'H₂O variant respectivement de 269 à 494 Nm³, de 135 à 247 Nm³, et de 26 à 42 L pour P1. De même pour P2, on a des variations respectives de 253 à 566 Nm³, de 126 à 283 Nm³, et de 26 à 44 L. Egalement pour P3, on a des variations respectives de 182 à 361 Nm³, de 91 à 181 Nm³, et de 17 à 30 L. Finalement pour P4, on a des variations respectives de 3761 à 4039 Nm³, de 1880 à 2020 Nm³, et de 2 à 4 L. On observe des taux de dispersion allant de 2.1 à 22.6 %, de 2.1 à 22.7 %, et de 12.7 à 16.5 % respectivement pour l'H₂, l'O₂ et l'H₂O selon les profils de charges. Ces résultats montrent l'importance du choix de l'année météorologique.

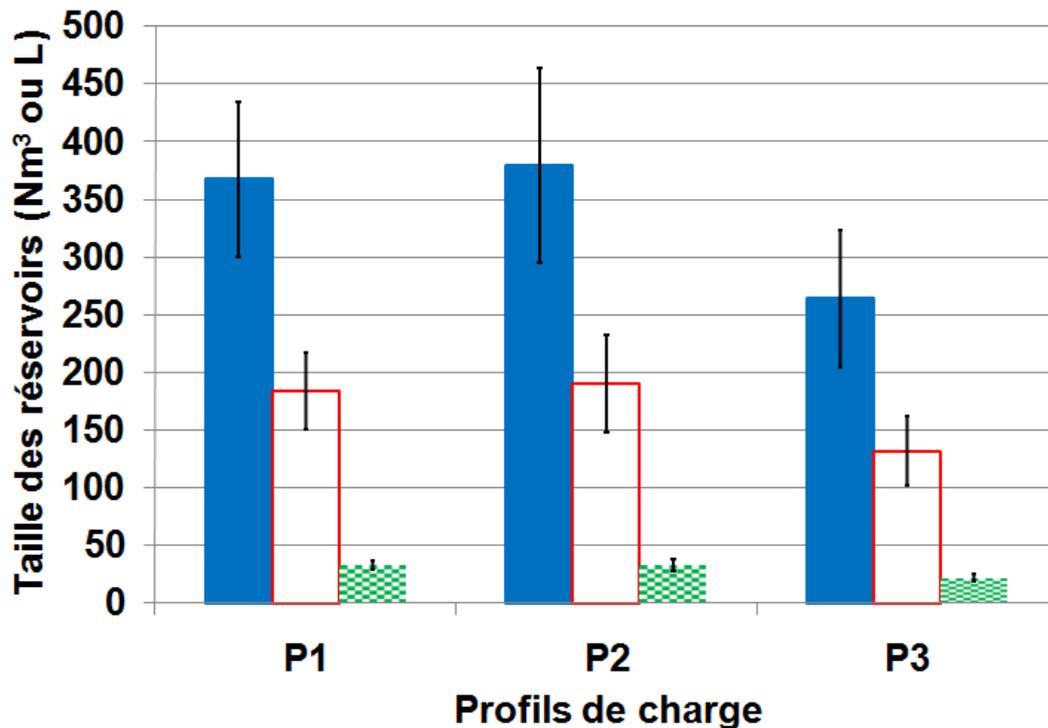


Fig. III-17 : Impact des données météorologiques sur les réservoirs, selon le profil de charge
 ■: H₂ (valeur moyenne en Nm³) ; ■: O₂ (valeur moyenne en Nm³) ; ■: H₂O (valeur moyenne en L) ; 'I': Ecart type

La figure III-18 représente l'impact des données météorologiques sur le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC, selon le profil de charge. Pour l'électrolyseur, les moyennes annuelles sont de 781 h ± 66,7 h, 787 h ± 81,8 h, 596 h ± 75,1 h et 2409 h ± 56,2 h respectivement pour les profils P1, P2, P3 et P4. On observe un taux de dispersion variant de 2,3 (pour P4) à 12,6 % (pour P3). De la même façon, pour la PAC, on a respectivement des moyennes annuelles de 526 h ± 32,9 h, 545 h ± 48,6 h, 354 h ± 37,2 h et 1461 h ± 1,8 h. Les taux de dispersion varient ici de 0,1 (pour P4) à 10,5 % (pour P3).

Comme nous l'avons dit dans la partie économique du chapitre ORIENTE, les durées de vie de l'électrolyseur et de la PAC sont estimées respectivement à 50000 heures et 2500 heures. Compte tenu de ces valeurs, le temps de vie de la PAC devient un paramètre pertinent. On observe que les profils de charges, selon les années météorologiques, peuvent être répétés pendant 4 à 5 ans pour P1, 4 à 5 ans pour P2, 6 à 8 ans pour P3 et 2 ans pour P4 avant de devoir changer la PAC.

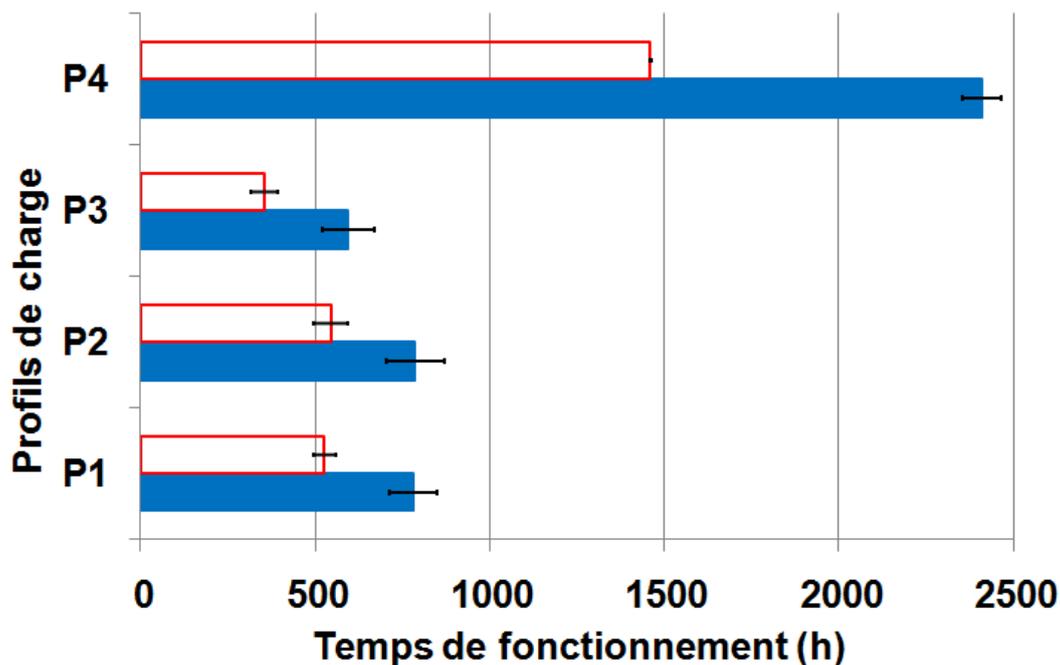


Fig. III-18 : Impact des données météorologiques sur les temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC, selon le profil de charge

■: Electrolyseur (valeur moyenne) ; □: PAC (valeur moyenne) ; T: Ecart type

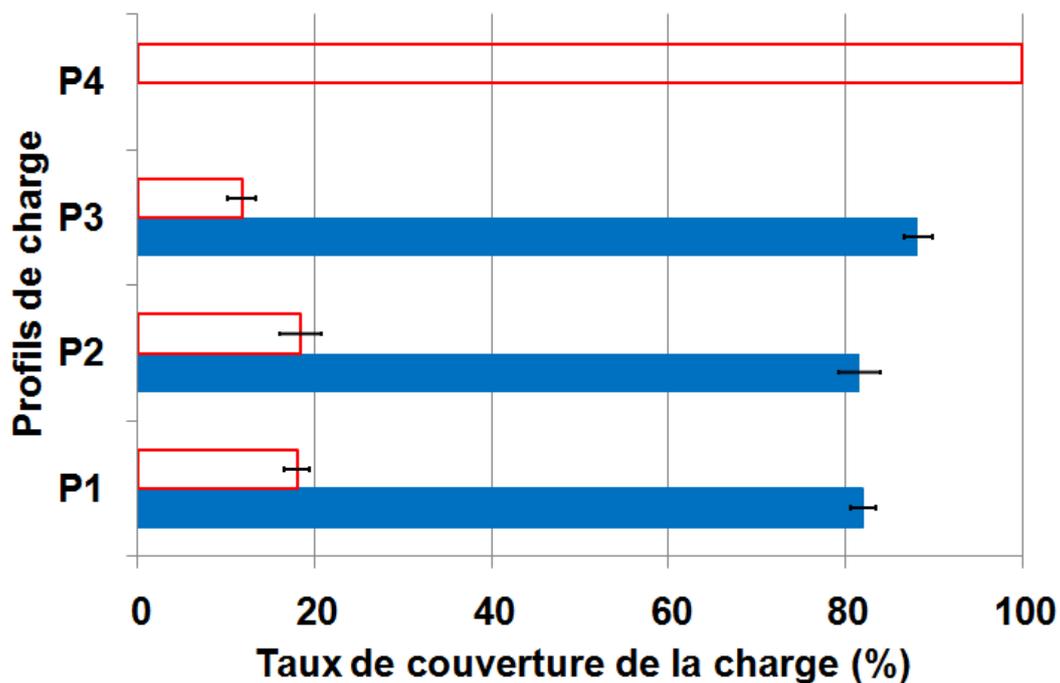


Fig. III-19 : Impact des données météorologiques sur les taux de couverture de la charge, selon le profil de charge

■: PV (valeur moyenne) ; □: PAC (valeur moyenne) ; T: Ecart type

Concernant le taux de couverture de la charge par le PV (celui de la PAC se déduisant), on observe qu'il varie de 75.1 % (pour P2 en 2008) à 90.4 % (pour P3 en 2006)

selon le profil de charge (Fig. III-19). Le profil P4 n'est pas pris en compte dans ces valeurs. En effet, celui-ci étant un profil nocturne, seule la PAC alimente la charge. Comme on pouvait s'y attendre, le profil P3 présente les meilleurs taux de couverture de la charge par le PV. On observe des taux de dispersion allant de 1,8 à 3,0 % selon les profils P1, P2 et P3. Si l'on compare les profils P1 et P2, on observe une similitude puisqu'il y a en moyenne un écart de 0,5 %. Par contre, entre P3 et P4, cet écart est considérable et s'élève en effet à 88,2 %.

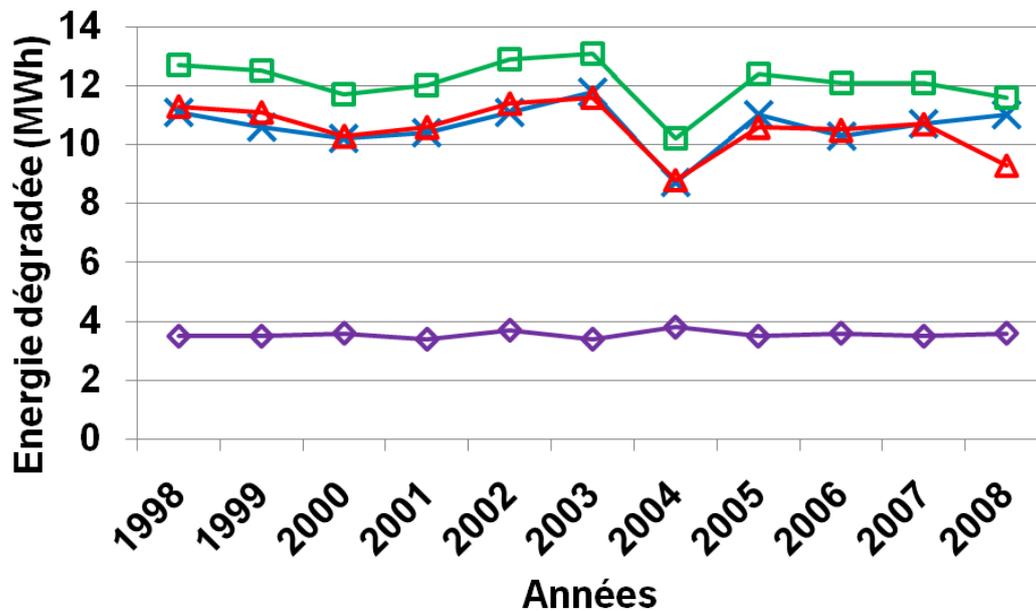


Fig. III-20 : Energie PV dégradée, selon le profil de charge et l'année météorologique :

‘—x—’: P1; ‘—△—’: P2; ‘—□—’: P3; ‘—◇—’: P4

La figure III-20 représente l'énergie non utilisée (dégradation du MPPT ou coupure du champ PV) en fonction du profil de charge et de l'année météorologique. Pour les trois profils de jour, ces énergies sont relativement proches et oscillent respectivement entre 8,7 et 11,8 MWh pour P1 (soit 32,9 à 44,7 % d' E_{PV}), entre 8,8 et 11,6 MWh pour P2 (soit 33,3 à 43,9 % d' E_{PV}), et entre 10,2 et 13,1 MWh pour P3 (soit 38,6 à 49,6 % d' E_{PV}). Pour le profil de nuit, cette énergie est plus faible. Elle varie en effet de 3,4 à 3,8 MWh (soit 12,8 à 14,4 % d' E_{PV}). Il y a donc approximativement un ratio de 3 entre les profils de jour (P1, P2 et P3) et le profil de nuit (P4). On peut expliquer cette différence par les deux raisons suivantes:

- Lors de la période estivale (pour les profils de jour), les quantités de gaz dans les réservoirs oscillent autour de leurs niveaux maximum. A ce moment là, le MPPT est plus régulièrement dégradé, ce qui bien sûr augmente l'énergie non utilisée.

- De même, pour les profils de jour, seul le surplus de puissance PV alimente l'électrolyseur. Or celui-ci possède un seuil de fonctionnement qui est non négligeable (25 % du débit nominal). Lorsque celui-ci n'est pas atteint le surplus de puissance ne peut être utilisé. Ce cas se produit plus rarement pour le profil P4 car la totalité de la puissance PV est envoyée à l'électrolyseur.

III. 3. 3. 2. Impact du temps de la simulation

Les résultats présentés ci-dessous montrent l'influence du temps de la simulation sur la taille des réservoirs d' H_2 (c'est-à-dire lorsque l'on simule le système sur plusieurs années, au lieu d'une jusqu'à présent).

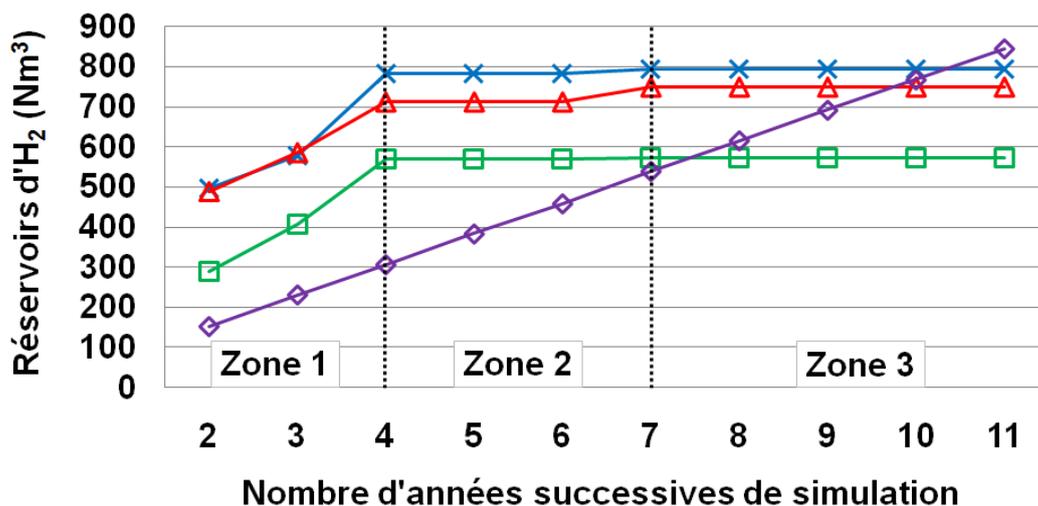


Fig. III-21 : Taille du réservoir d' H_2 en fonction du profil de charge :

‘—X—’: P1; ‘—△—’: P2; ‘—□—’: P3; ‘—◇—’: P4 (pour ce profil, les valeurs ont été multiplié par le coefficient 1/50)

La figure III-21 représente l'évolution de la taille du réservoir d' H_2 selon que l'on simule le système sur 2 ou 11 années successives, et cela, selon le profil de charge. Le profil P4 étant non reconvertible, la taille du réservoir croît linéairement. Pour avoir une meilleure lisibilité de la courbe, nous avons donc utilisé un coefficient multiplicateur de 1/50 pour ce profil. Pour les trois profils reconvertibles, on observe trois zones distinctes:

- Zone 1 : Forte augmentation entre 2 et 4 années consécutives (P1: de 498 à 784 Nm³, P2: de 489 à 712 Nm³, P3: de 288 à 570 Nm³).
- Zone 2 : Faible augmentation de 4 à 7 années consécutives (P1: de 784 à 795 Nm³, P2: de 712 à 749 Nm³, P3: de 570 à 574 Nm³).
- Zone 3 : Comportement asymptotique après la 7ème année consécutive.

Pour P4, la taille du réservoir augmente de façon linéaire de 7630 à 42268 Nm³. Nous pouvons conclure que pour les profils P1, P2 et P3, 7 années consécutives sont nécessaires et suffisantes pour dimensionner la taille des réservoirs, et ainsi assurer une alimentation de la charge 100 % du temps soit avec une probabilité de perte de charge (Loss-of-Load Probability : LLP) de 0 %.

Selon les profils de charge diurne (P1 à P3), les écarts observés dans les tailles de réservoirs H₂ entre l'année météorologique la plus défavorable (celle qui classiquement est utilisée pour dimensionner un système PV) et celles obtenues après les 7 années consécutives sont respectivement selon les profils de 37,9 % (P1), 24,4 % (P2) et 37,1 % (P3).

Ainsi, nous pouvons remarquer deux points très importants :

- L'utilisation de l'année la plus défavorable pour dimensionner la taille du système EnR/H₂ n'est pas la solution la plus pertinente.
- Le choix du profil de charge est critique parce qu'il détermine si le système est reconductible ou non.

La configuration optimale du système EnR/H₂ (pour un LLP = 0 %) pour chaque profil de charge, sur une période de simulation de 11 années successives est récapitulée ci-dessous (avec P_{PV} = 14.85 kWp). Nous rappelons que la consommation journalière de la charge est de 26 kWh.

P1: H₂=795 Nm³ O₂=398 Nm³ H₂O=603 L

P2: H₂=749 Nm³ O₂=375 Nm³ H₂O=602 L

P3: H₂=574 Nm³ O₂=287 Nm³ H₂O=388 L

P4: H₂=42268 Nm³ O₂=21135 Nm³ H₂O=4 L

Pour les 11 années successives de simulation, nous avons respectivement un rendement de la chaîne d'H₂ (rapport de l'énergie fournie par la PAC par l'énergie électrolysée) de 42,2, 43,0 et 44,0 % pour les 3 profils de charge diurne (P1, P2 et P3). Le profil P4 n'est pas évalué en terme de rendement en raison du fait que la quantité de gaz dans le réservoir d'H₂ n'est pas la même à la fin et au début de la simulation. Ces rendements restent faible par rapport à des stockages type batterie (de 70 à plus de 80 %), mais la technologie n'a actuellement pas atteint sa maturité, nous nous attendons donc à des améliorations dans les années à venir.

III. 3. 4. Conclusions

Selon les profils de charge, il y a une variation comprise entre 45,5 % et 55,3 % pour la taille du réservoir d'H₂, entre l'année la plus défavorable et la plus favorable. Nous avons également observé l'importance de considérer plusieurs années successives de données météorologiques pour le dimensionnement des réservoirs d'H₂, d'O₂ et d'H₂O. Dans notre cas, 7 années sont nécessaires afin d'obtenir la taille optimum des réservoirs. En effet, une variation, de 24,4 à 37,9 %, est observée au niveau de la taille des réservoirs, entre l'année météorologique la plus défavorable et celle basée sur sept années consécutives. La répartition horaire du profil de charge est fondamentale. En effet, pour une consommation journalière identique, une variation considérable de la taille des réservoirs est constatée pour obtenir l'autonomie du système.

Pour ce cas d'application, la consommation des auxiliaires de la PAC et de l'électrolyseur représente une partie énergétique importante. Ces consommations sont vouées à diminuer avec l'amélioration technique de ces sous-systèmes.

Ainsi, il est envisagé pour ce projet d'implanter un profil de charge type P3. Celui-ci semble en effet le plus adapté. Il a bien sûr l'avantage de nécessiter une taille de réservoir plus faible, par rapport aux autres profils, ce qui diminuera le coût de l'installation de la démonstration tout en satisfaisant l'objectif de cette application.

Nous avons montré dans ce chapitre qu'actuellement, l'alimentation d'une charge 24h/24h par un système EnR/H₂ ne semble pas adaptée, puisque les puissances des composants et les tailles des réservoirs nécessaires à l'autonomie s'avèrent très importantes.

Toutefois, lorsque l'on diminue le temps de fonctionnement de la charge, et que l'on choisit de façon judicieuse les moments de la consommation, notre système est tout à fait envisageable. Il faut néanmoins simuler le système sur plusieurs années pour obtenir des tailles de réservoirs adaptées pour l'autonomie de notre système.

Chapitre 4

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-12 : MYRTE

IV. 1. Introduction	126
IV. 2. Mode écrêtage	128
IV. 2. 1. Introduction et explications.....	128
IV. 2. 2. Création et étude du profil de charge	131
IV. 2. 3. Résultats de simulations	137
IV. 2. 4. Conclusions.....	140
IV. 3. Mode lissage du réseau électrique.....	141
IV. 3. 1. Introduction	141
IV. 3. 2. Explications détaillées sur un cas simplifié.....	143
IV. 3. 3. Etude de l'application lissage pour le projet MYRTE.....	148
IV. 3. 4. Conclusions.....	154
IV. 4. Mode prédictif.....	154
IV. 4. 1. Introduction	154
IV. 4. 2. Prétraitement des données	156
IV. 4. 3. Comparaison des deux modèles de prédictions.....	158
IV. 4. 4. Conclusions.....	166

Chapitre 4

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-12 : MYRTE

Les réseaux électriques présentent un taux de pénétration des énergies renouvelables en constante augmentation. En contrepartie, les réseaux ont besoin d'un dispositif permettant de gérer l'intermittence de ces sources. Une gestion intelligente de l'énergie produite et consommée doit être développée. La capacité du réseau et la diversité des sources qui l'alimentent compensent le manque de stabilité des EnR. Aussi, pour l'industrie électrique, le problème de stockage de cette électricité d'origine renouvelable n'est pas inquiétant tant que les sources d'alimentation sont diverses et en grande partie maîtrisable (centrale nucléaire, barrage hydraulique). A terme cependant, un taux de pénétration plus important des EnR, tel celui que l'on attend d'un bouquet énergétique durable, peut se révéler problématique étant donné l'incapacité qu'aura le gestionnaire du réseau à prévoir et agir sur la production d'origine renouvelable. Les premiers réseaux concernés par la gestion d'un fort taux de pénétration des EnR pourraient être les réseaux insulaires. Le stockage des EnR est donc une problématique importante. L'hydrogène, qui peut être utilisé comme stockage à long terme, est une solution envisagée pour parer à ce problème.

IV. 1. Introduction

La plateforme MYRTE, qui sera installée sur le site de Vignola – Ajaccio (Fig. IV-1), est une plateforme de R&D (Recherche et Développement) dédiée à l'étude du couplage EnR/H₂ dont le but est d'éprouver la technologie « hydrogène » en situation réelle, et de développer une stratégie optimale de fonctionnement entre un champ PV et une chaîne hydrogène. Cette plateforme s'inscrit dans le projet global de la Plateforme Solaire et Stockage de Vignola, projet labellisé en Janvier 2007 par le pôle de compétitivité CAPENERGIES.



Fig. IV-1 : Photographie du site de Vignola

L'objectif de la plateforme MYRTE est, entre autre, de permettre une injection contrôlée d'énergie électrique dans le réseau. La principale mission, fixée dans un premier temps, est de venir en appui au réseau électrique, essentiellement sur une de ces mailles, afin d'écarter une partie des pointes de consommation.

Le système EnR/H₂ qui sera installé sur le site comportera un champ PV, un sous-système électrolyseur, un stockage d'H₂, d'O₂ et d'H₂O, un sous-système pile à combustible, les différents organes de contrôle et les convertisseurs électriques. Un système de

cogénération, utilisant des matériaux à changement de phase, pour la récupération de la chaleur thermique libérée par la PAC et l'électrolyseur, sera également installé sur le site. Celui-ci pourrait notamment servir de chauffage aux bâtiments situés au voisinage du système installé.

Le projet MYRTE a été initié par l'UDC, le Groupe Raffalli, HELION et le CEA et il a été labélisé par le Pôle de Compétitivité CAPENERGIES en février 2007. Le budget prévisionnel de la plateforme technologique ; qui est financée par la région, l'Etat et l'Europe (FEDER) ; est estimé à 24 M€ et s'inscrit dans le CPER (Contrat de Plan Etats-Régions) 2007-2013 de septembre 2007. Il a été alloué en juin 2009.

Le début des travaux est prévu en octobre 2010. La 1^{ère} tranche devrait se terminer fin février 2011 (permettant ainsi la mise en opération), et la seconde, durant l'été 2012.

L'architecture du système installé sera la suivante (Fig. IV-2):

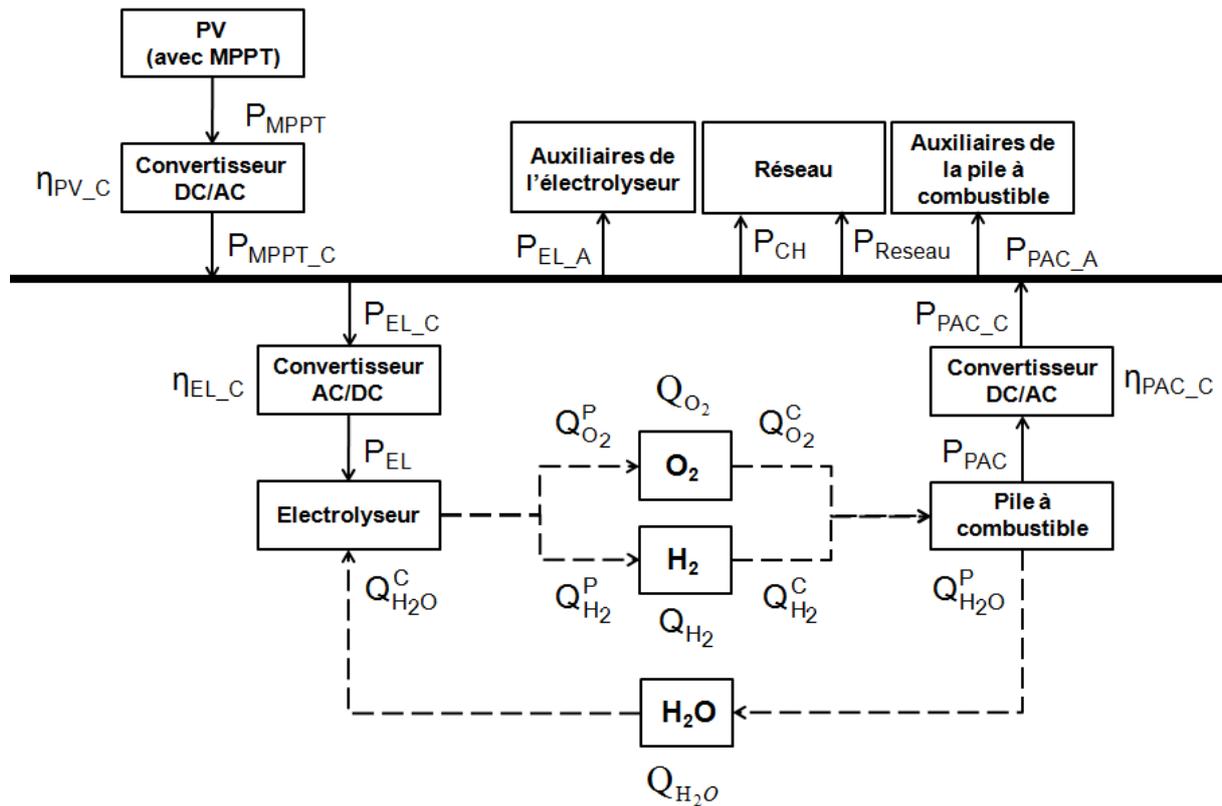


Fig. IV-2 : Architecture du projet MYRTE

La puissance envoyée au réseau est décomposée en deux parties, celle qui est nécessaire pour subvenir aux besoins de la charge (P_{CH}) et celle qui est envoyée en surplus pour ne pas avoir de perte notamment par dégradation du MPPT ($P_{Réseau}$). Les énergies associées à ces puissances, au cours de la simulation, sont respectivement notées E_{CH} et $E_{Réseau}$.

L'installation des composants du système se fera en deux tranches (Tab. IV-1) sur le site. Dans ces deux tranches, seules les tailles de l'électrolyseur, de la PAC et des convertisseurs associés seront modifiées. Nous étudierons ces deux tranches, en tenant compte des hypothèses respectives, via le logiciel ORIENTE.

Tranche	Puissance du champ PV installé	Puissance de l'électrolyseur installé	Puissance de la PAC installée	Puissance de l'ensemble des onduleurs installés	Taille du réservoir d'H ₂ installé
T1	550 kWc	10 Nm ³ .h ⁻¹	100 kW	580 kW	2400 Nm ³
T2	550 kWc	40 Nm ³ .h ⁻¹	200 kW	580 kW	2400 Nm ³

Tab. IV-1 : Tailles des composants selon la tranche installée

Les données météorologiques utilisées sont celles de Campo Dell'Oro (précédemment utilisées dans le chapitre 2). Toutefois, les simulations seront effectuées sur l'année 1998.

IV. 2. Mode écrêtage

IV. 2. 1. Introduction et explications

Les données utilisées pour créer le profil de charge sont issues des données d'EDF de 2007 (disponible au pas de temps de la demi-heure avec 0 % de données manquantes). La figure IV-3 représente la consommation horaire journalière de la Corse pour chaque première journée de chaque saison. On observe deux pics de consommation journalière. Typiquement le premier pic se situe entre 7 et 14h (zone 1), et le deuxième entre 17 et 00h (zone 2).

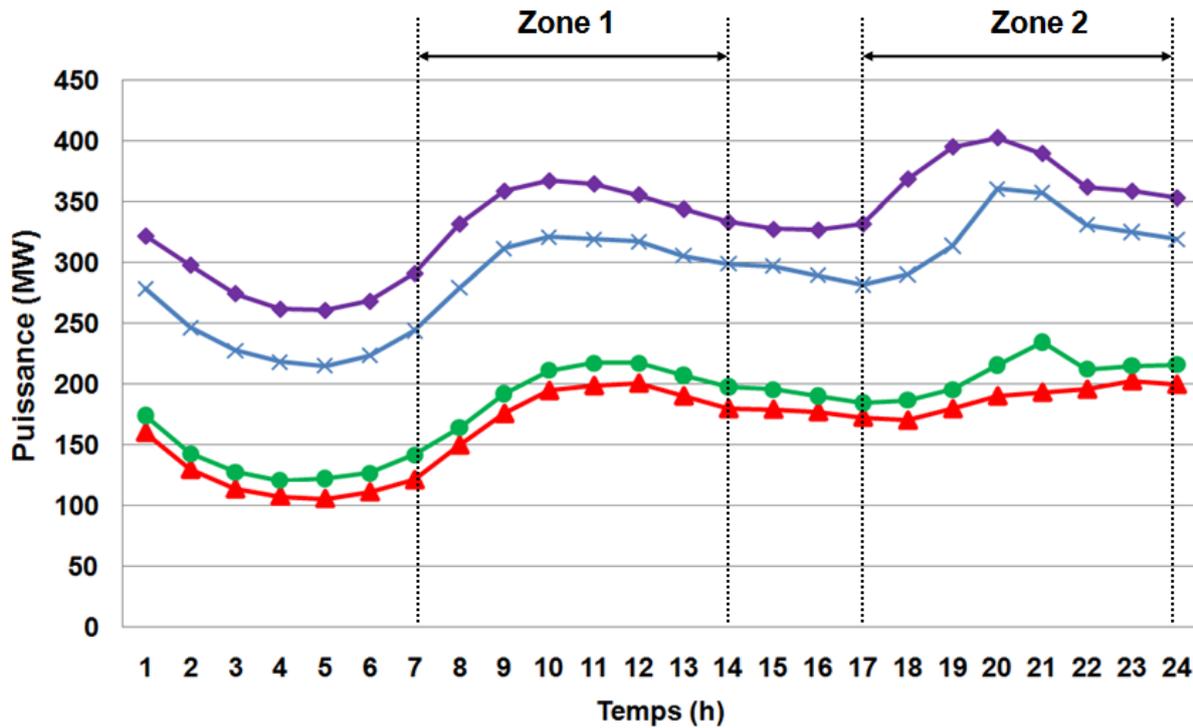


Fig. IV-3 : Profil de charge pour chaque 1^{ère} journée de chaque saison

‘—X—’ : Printemps ; ‘—▲—’ : Automne ; ‘—●—’ : Été ; ‘—◆—’ : Hiver

Le but de cette partie est d’écarter le profil de charge pour que celui-ci soit alimenté par le système EnR/H₂ qui sera installé pour le projet MYRTE. La démarche pour créer le profil de charge est la suivante :

- Pour chaque journée, on note le plus haut pic de consommation de chaque zone. Par exemple (Fig. IV-4), le plus haut pic de la zone 1 est de 91,2 MW, et celui de la zone 2 est de 100 MW.
- On fixe un pourcentage d’écarterage (segment horizontal sous le plus haut pic de chaque zone, celui au niveau du plus haut pic pouvant être considéré comme un écarterage à 0 %). Par exemple (Fig. IV-4), si l’on écartere à 5 %, on trace un segment horizontal à 86,6 MW pour la zone 1 et à 95 MW pour la zone 2. On regarde ensuite la partie comprise entre le plus haut pic et le segment horizontal. On conserve la valeur de chaque point (qui représente la consommation horaire) compris dans cette partie ainsi que l’heure associée. Les valeurs des autres heures sont mises à 0. Pour notre exemple, on garde les valeurs des heures comprises entre 9 et 12h pour la zone 1 (Intervalle 1 : soient les valeurs 89,1 ; 91,2 ; 90,6 et

88,3), et celles comprises entre 19 et 21h pour la zone 2 (Intervalle 2 : soient les valeurs 98,1 ; 100 et 96,8).

- On soustrait ensuite aux valeurs des 2 zones la valeur au niveau du segment horizontal (86,6 MW pour la zone 1 et 95 MW pour la zone 2). Les nouvelles valeurs pour la zone 1 sont donc de 2,5 ; 4,6 ; 4 ; et 1,7 MW, ceux de la zone 2 sont de 3,1 ; 5 ; et 1,8 MW.
- Il suffit enfin de faire un produit en croix, en faisant correspondre la plus grande valeur journalière trouvée ci-dessus (soit 5 MW) à la valeur maximale souhaitée pour le profil de charge (correspond au maximum que peut débiter la PAC). Si l'on prend l'exemple de la tranche 1, soit une PAC de puissance nominale 100 kW, on obtient les nouvelles valeurs 50 ; 92 ; 80 et 34 kW pour la zone 1 et de 62, 100, et 36 kW pour la zone 2. La figure IV-5 représente le profil de charge à satisfaire par le système calculé à partir de la figure IV-4.

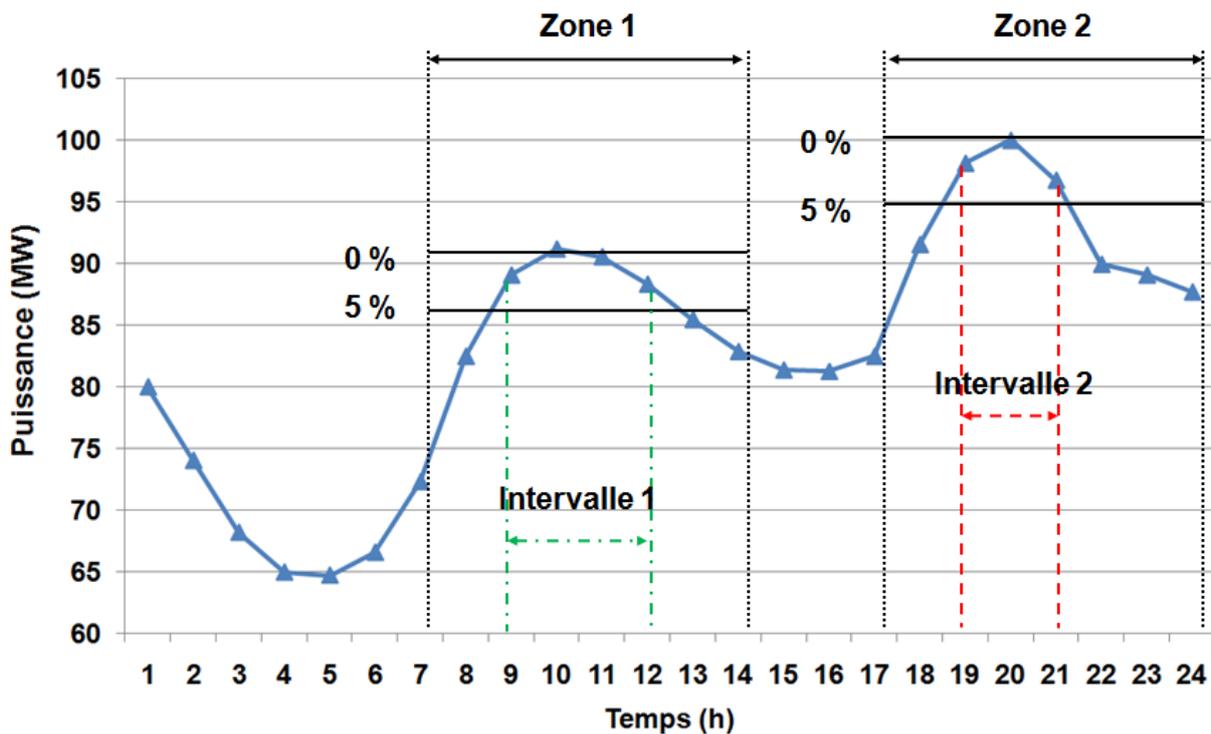


Fig. IV-4 : Exemple de consommation journalière
 '—' : Pourcentage d'écrêtage
 '—●—' : Intervalle 1 de la zone 1 pour l'écrêtage à 5 %
 '—■—' : Intervalle 2 de la zone 2 pour l'écrêtage à 5 %

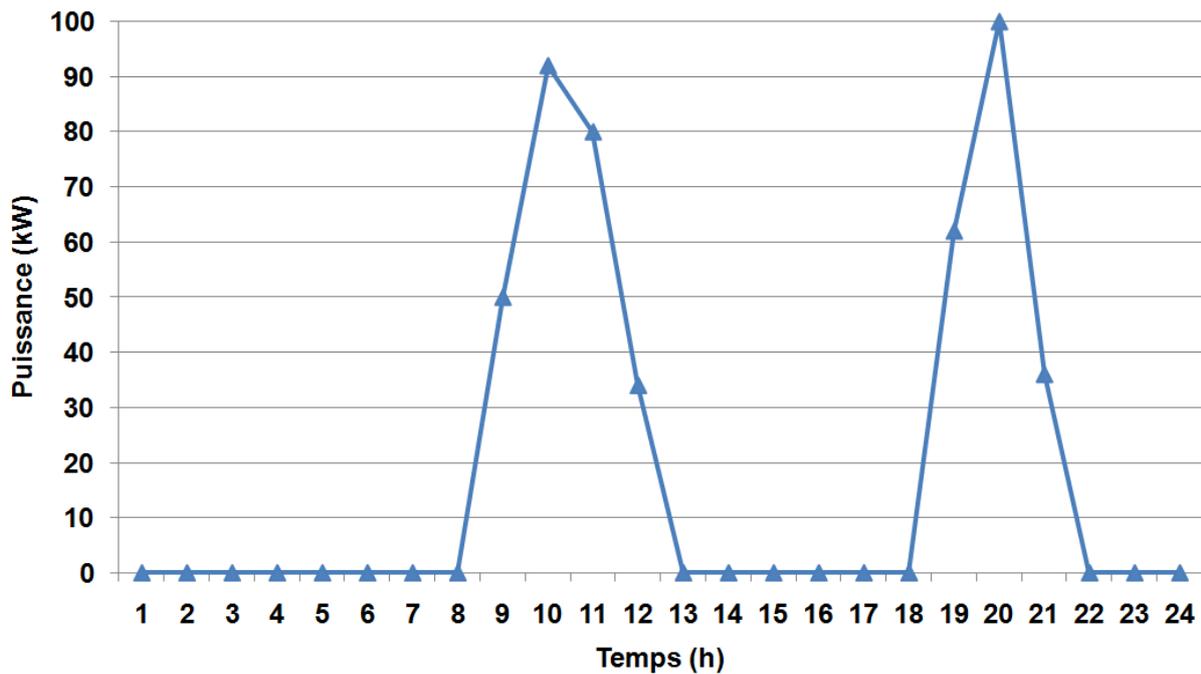


Fig. IV-5 : Profil de charge à satisfaire par le système lorsque le profil de départ est celui de la Fig. IV-4 (les hypothèses étant celles de la tranche 1)

Nous allons à présent créer et étudier le profil de consommation horaire journalière de la Corse pour l'année 2007, lorsque l'on écrête celui-ci à différents pourcentages.

IV. 2. 2. Création et étude du profil de charge

Nous avons écrêté le profil de charge de 1 à 8 % et nous l'avons fait correspondre à la puissance de la PAC des tranches 1 et 2. Nous avons dissocié, la consommation et le nombre d'heures associées, pour les deux pics et pour chaque saison de l'année. Etudier un profil de charge écrêté à plus de 8 % n'est pas intéressant à la vue des hypothèses définies pour les tranches 1 et 2, puisque les réservoirs de gaz seront nettement insuffisants. Les résultats sont présentés dans les tableaux IV-2, IV-3, IV-4 et IV-5.

Pour les tranches 1 et 2, plus le pourcentage d'écrêtage augmente, plus la consommation des pics 1 et 2, et le nombre d'heures associées à cette consommation augmentent. La plus grande quantité d'énergie à fournir à la charge est au printemps, suivi de l'été, de l'hiver et de l'automne.

Lorsque l'on passe de 1 à 2 % d'écrêtage, nous avons en moyenne, une augmentation de l'énergie à fournir pour satisfaire la consommation du 1^{er} pic (que ce soit pour les tranches 1 ou 2) de 21,6 %. Si l'on passe maintenant de 7 à 8 %, on observe en moyenne une augmentation de 6,2 %. De la même manière pour le pic 2, nous avons respectivement 10,8 et 7 % d'augmentation lorsque l'on passe de 1 à 2 puis de 7 à 8 % d'écrêtage.

Tranche	Pourcentage d'écrêtage (%)	Saisons	Energie à fournir pour alimenter le 1 ^{er} pic (MWh/an)	Energie à fournir pour alimenter le 2 nd pic (MWh/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 1 ^{er} pic (h/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 2 nd pic (h/an)
1	1	Hiver	10,4	9,5	152	103
		Printemps	11,5	11,3	160	136
		Eté	11,2	10,3	146	114
		Automne	10,4	9,8	146	107
	2	Hiver	13,4	10,5	218	130
		Printemps	14,8	13,6	223	180
		Eté	13,8	11,4	203	138
		Automne	13,4	10,7	225	128
	3	Hiver	16,0	11,7	266	156
		Printemps	17,5	15,5	259	208
		Eté	16,2	12,5	250	156
		Automne	16,3	11,8	276	159
	4	Hiver	18,3	13,1	307	186
		Printemps	19,6	17,1	295	230
		Eté	18,4	13,7	287	193
		Automne	18,7	13,3	323	199

Tab. IV-2 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 1 (partie 1)

Tranche	Pourcentage d'écrêtage (%)	Saisons	Energie à fournir pour alimenter le 1 ^{er} pic (MWh/an)	Energie à fournir pour alimenter le 2 nd pic (MWh/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 1 ^{er} pic (h/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 2 nd pic (h/an)
1	5	Hiver	20,3	14,4	348	207
		Printemps	21,6	18,6	334	266
		Eté	20,3	15,2	318	235
		Automne	20,9	14,9	357	221
	6	Hiver	22,2	15,6	377	226
		Printemps	23,5	20,1	363	298
		Eté	22,2	17,0	355	282
		Automne	22,9	16,2	393	237
	7	Hiver	23,9	16,7	404	243
		Printemps	25,2	21,7	392	324
		Eté	23,9	18,9	380	315
		Automne	24,6	17,4	414	252
	8	Hiver	25,5	17,8	438	271
		Printemps	26,8	23,2	415	356
		Eté	25,5	20,8	405	362
		Automne	26,3	18,5	451	280

Tab. IV-3 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 1 (partie 2)

Tranche	Pourcentage d'écrêtage (%)	Saisons	Energie à fournir pour alimenter le 1 ^{er} pic (MWh/an)	Energie à fournir pour alimenter le 2 nd pic (MWh/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 1 ^{er} pic (h/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 2 nd pic (h/an)
2	1	Hiver	20,8	19,1	152	103
		Printemps	23,0	22,7	160	136
		Eté	22,3	20,7	146	114
		Automne	20,8	19,7	146	107
	2	Hiver	26,8	20,9	218	130
		Printemps	29,7	27,2	223	180
		Eté	27,5	22,9	203	138
		Automne	26,8	21,4	225	128
	3	Hiver	32,0	23,4	266	156
		Printemps	34,9	31,0	259	208
		Eté	32,4	24,9	250	156
		Automne	32,6	23,7	276	159
	4	Hiver	36,5	26,3	307	186
		Printemps	39,1	34,1	295	230
		Eté	36,9	27,5	287	193
		Automne	37,4	26,7	323	199

Tab. IV-4 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 2 (partie 1)

Tranche	Pourcentage d'écrêtage (%)	Saisons	Energie à fournir pour alimenter le 1 ^{er} pic (MWh/an)	Energie à fournir pour alimenter le 2 nd pic (MWh/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 1 ^{er} pic (h/an)	Nombres d'heures où la charge consomme autour du 2 nd pic (h/an)
2	5	Hiver	40,6	28,9	348	207
		Printemps	43,1	37,2	334	266
		Eté	40,7	30,5	318	235
		Automne	41,8	29,7	357	221
	6	Hiver	44,4	31,2	377	226
		Printemps	46,9	40,3	363	298
		Eté	44,4	34,0	355	282
		Automne	45,7	32,5	393	237
	7	Hiver	47,8	33,4	404	243
		Printemps	50,4	43,4	392	324
		Eté	47,8	37,8	380	315
		Automne	49,3	34,8	414	252
	8	Hiver	51,0	35,6	438	271
		Printemps	53,7	46,5	415	356
		Eté	51,0	41,6	405	362
		Automne	52,6	37,0	451	280

Tab. IV-5 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 2 (partie 2)

A présent que nous avons la totalité des éléments à notre disposition (taille des composants, profils de charge,...), nous allons maintenant simuler ce système suivant les différents pourcentages d'écrtage, et cela pour les deux tranches.

IV. 2. 3. Résultats de simulations

Nous présentons ci-dessous l'évolution de la quantité d'H₂ dans les réservoirs pour les différents pourcentages d'écrtage et pour les tranches 1 (Fig. IV-6) et 2 (Fig. IV-7).

On remarque que quelque soit le pourcentage d'écrtage, le système n'est pas reconductible. En effet, pendant les 1000 dernières heures, l'ensoleillement est trop faible pour permettre au réservoir de gaz de se remplir. Il faudra certainement diminuer ou délester la charge durant cette période, ou encore, avoir un pourcentage d'écrtage variable dans le temps.

Pour choisir le pourcentage d'écrtage envisageable pour le système (pour les tranches 1 et 2), nous regarderons la quantité d'H₂ dans les réservoirs avant que celle-ci ne chute pendant les dernières heures de la simulation. L'écrtage le plus adapté sera celui qui sera le plus élevé tout en ne dépassant pas la taille des réservoirs qui seront installés (2400 Nm³ pour l'H₂).

Selon les figures IV-6 et IV-7, on remarque que pour les tranches 1 et 2, l'écrtage le plus adapté est celui de 4 %. Les résultats de ces deux cas sont étudiés plus précisément dans le tableau IV-6. Les écrtages de 1 à 3 % sont tout à fait envisageables dans le cas où l'on souhaite ne pas trop utiliser les réservoirs de gaz, ou encore lorsque l'on souhaite coupler ce mode avec un autre (écrtage, prédictif). Les écrtages au-delà de 4 % engendrent des tailles de stockage d'H₂ supérieures à 2400 Nm³. La seule possibilité d'utiliser cette valeur d'écrtage et de le faire sur une période restreinte (un à quelques mois).

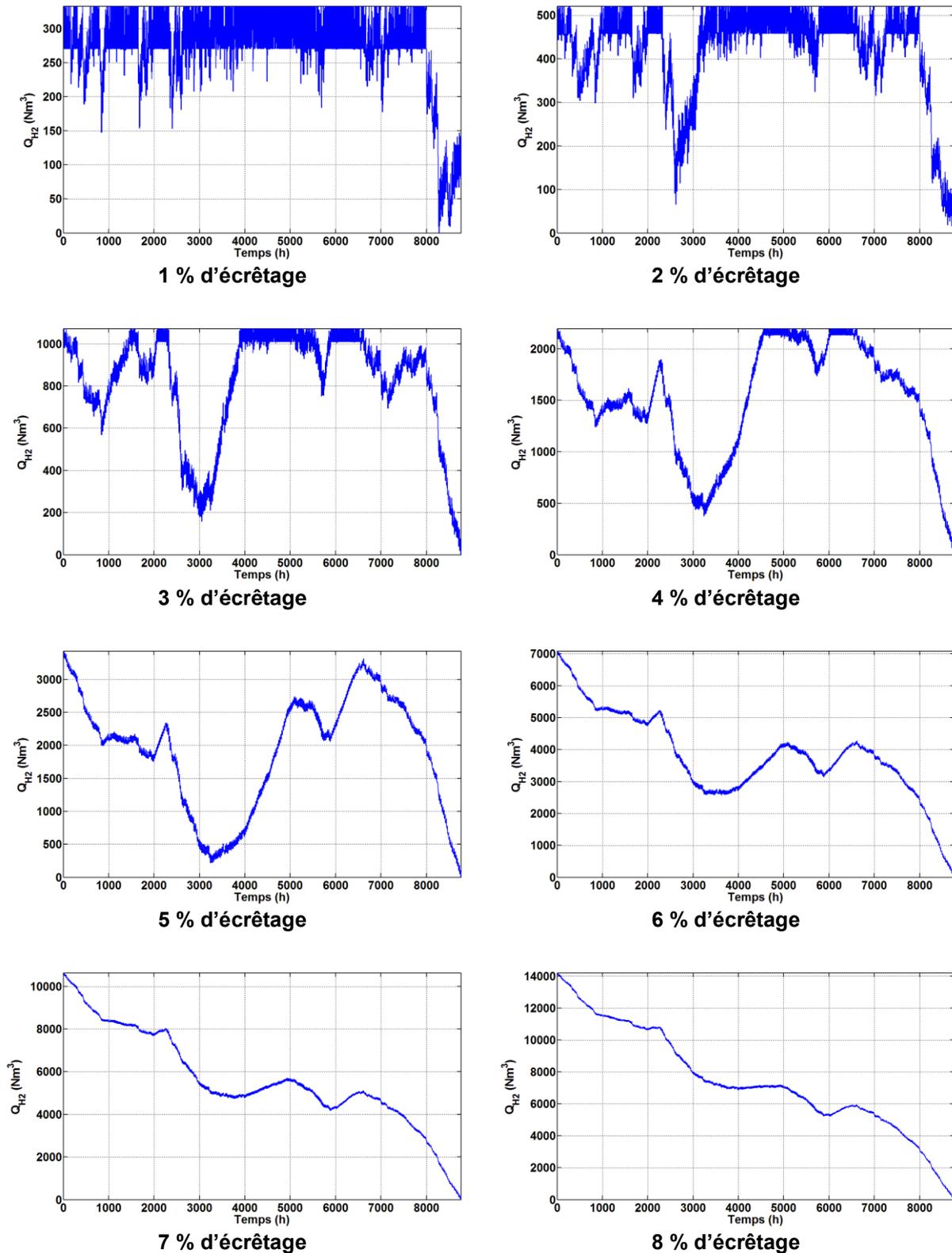


Fig. IV-6 : Evolution de la quantité d' H_2 au cours du temps dans les réservoirs, en fonction du pourcentage de charge écrêtée, pour la tranche 1

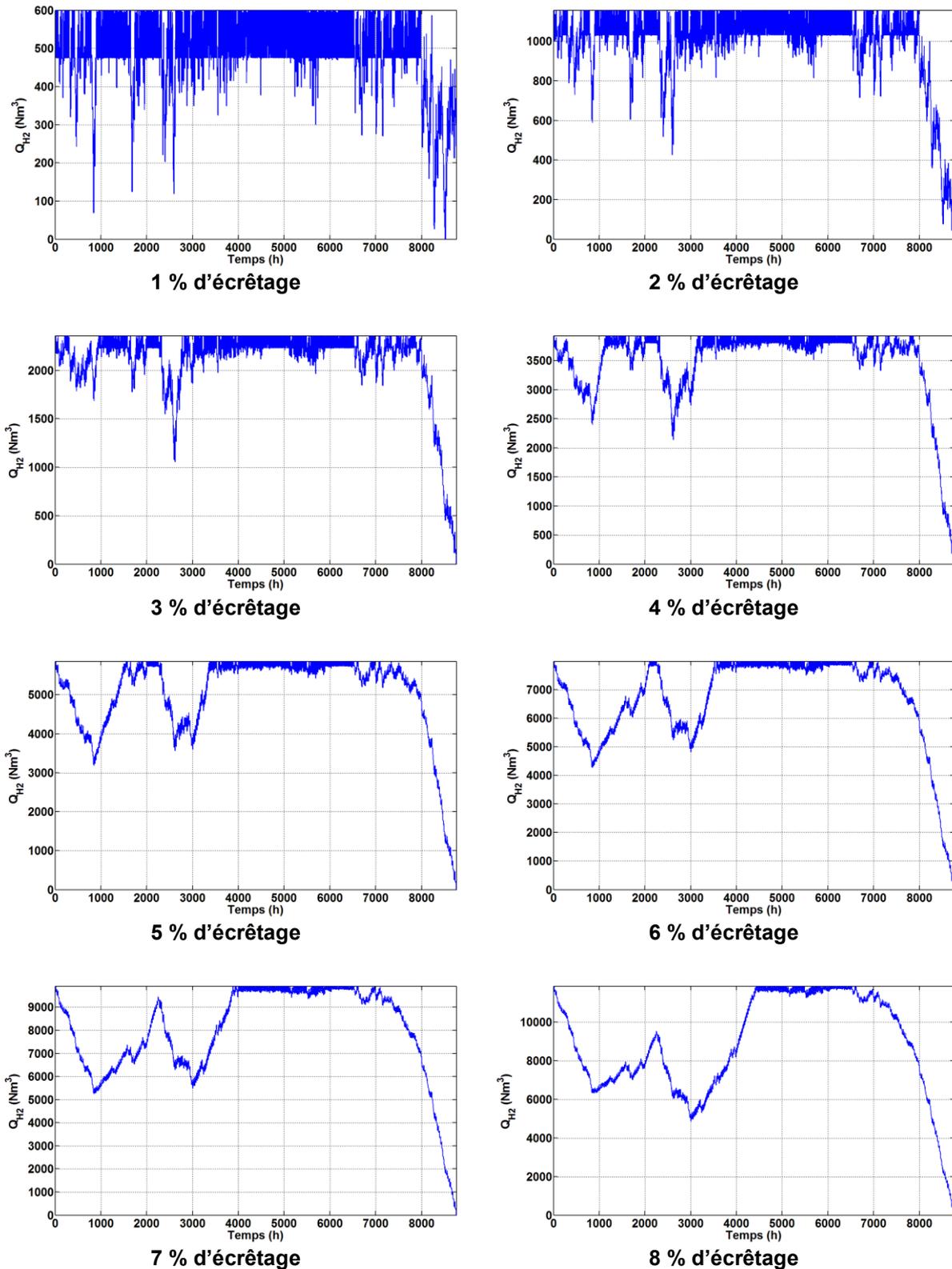


Fig. IV-7 : Evolution de la quantité d'H₂ au cours du temps dans les réservoirs, en fonction du pourcentage de charge écrêtée, pour la tranche 2

Ecrêtage à 4 %	T1	T2
E_{MPPT} sans dégradation du MPPT (MWh)	967,1	
E_{EL} (MWh)	181,3	376,0
E_{EL_TH} (MWh)	55,6	108,5
TF_{EL} (h)	3721	2553
E_{PAC} (MWh)	69,7	147,1
E_{PAC_TH} (MWh)	56,7	119,0
TF_{PAC} (h)	874	962
Q_{H₂} (Nm³)		
Avant chute	1824	1790
Après chute	2195	3926
E_{CH} (MWh)	132,2	264,5
E_{Reseau} (MWh) (hors profil de charge)	639,2	360,7
TC_{PV} (%)	55,3	52,7
TC_{PAC} (%)	44,7	47,3

Tab. IV-6 : Synthèse des résultats des systèmes optimum pour chaque tranche

On observe un rapport oscillant entre 1,8 et 2,1 pour E_{EL} , E_{EL_TH} , E_{PAC} , E_{PAC_TH} , E_{CH} et E_{Reseau} lorsque l'on compare les tranches 1 et 2. E_{MPPT} est bien sûr identique puisque la taille du champ PV est la même pour les 2 tranches. Les taux de couverture sont très proches pour les 2 tranches, on observe en effet une différence de 2,6 %. Les temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC ont un écart respectif de - 31,4 et + 9,1 % entre les tranches 1 et 2. Concernant les stockages, ils sont assez proches avant la chute (- 1,9 % d'écart), mais s'éloignent considérablement après celle-ci (+ 44,1 %).

IV. 2. 4. Conclusions

Nous pouvons conclure, concernant cette application, qu'écarter la charge à 4 %, pour les tranches 1 ou 2, est envisageable avec la taille des composants du système qui doivent être

installés pour le projet MYRTE. Toutefois, la charge devra être délestée ou modifiée pour les dernières heures de l'année car l'ensoleillement à cette période ne permet pas d'avoir un système reconductible.

IV. 3. Mode lissage du réseau électrique

IV. 3. 1. Introduction

L'installation d'un système de production électrique basé sur les énergies renouvelables (l'énergie photovoltaïque dans notre cas) peut engendrer des problèmes au niveau du réseau électrique. En effet, le caractère intermittent de ces sources de production peut générer des fortes variations énergétiques, d'un instant à un autre, sur celui-ci. Le phénomène s'accroît d'autant plus que l'installation est de grande puissance. Une des solutions possibles, afin de limiter ces variations, est d'effectuer un lissage de l'énergie envoyée sur le réseau électrique. C'est-à-dire de fixer un paramètre, que nous nommerons : « pourcentage du lissage », et que nous noterons L_{Reseau} , qui limite les variations, positives ou négatives de $P_{\text{MPPT_C}}(t)$, à un certain pourcentage. Ce dernier est intrinsèquement lié à la puissance crête de l'installation. Cette solution, proposée par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie), fixe le paramètre L_{Reseau} à 15 % [83]. En considérant cette valeur pour le projet MYRTE qui sera composé d'un champ photovoltaïque de 550 kWc, on peut garantir la stabilité du réseau (en limitant les variations) en satisfaisant l'équation IV-1. Cette équation s'interprète de la façon suivante : la différence (en valeur absolue) entre la puissance reçue par le réseau électrique à l'instant t ($P_{\text{Reseau}}(t)$) et la production du champ PV (en tenant compte des convertisseurs associés) à l'instant $t+1$ ($P_{\text{MPPT_C}}(t+1)$), doit être inférieure à 15 % de la puissance crête du champ PV installé (P_{PV}).

$$\left| P_{\text{MPPT_C}}(t+1) - P_{\text{Reseau}}(t) \right| \leq 15\% \text{ de } P_{\text{PV}} \quad \text{Eq. IV-1}$$

Lorsque la condition est respectée, la production du champ photovoltaïque (en tenant compte des convertisseurs associés) est envoyée en totalité au réseau électrique ($P_{\text{Reseau}}(t+1) = P_{\text{MPPT_C}}(t+1)$), et aucun lissage n'est à effectuer. Par contre, si ce n'est pas le cas, il semble évident que pour effectuer le lissage, il est impératif de posséder un moyen de stockage, capable d'absorber le surplus ou de fournir le défaut d'énergie. Cette fonction sera attribuée à

la chaîne hydrogène, qui est composée d'un électrolyseur, d'une pile à combustible, de convertisseurs associés aux deux précédents éléments, et d'un stockage de gaz.

Le but de cette partie est de correctement dimensionner les réservoirs de gaz à l'aide du code numérique ORIENTE, pour que le système puisse lisser l'énergie envoyée sur le réseau électrique. L'algorithme de gestion d'énergie en temps réel sera développé et implémenté ultérieurement dans le sous-système contrôle-commande.

Nous étudierons dans cette partie, le comportement du système installé pour MYRTE, dans le cadre d'un lissage, en faisant varier L_{Reseau} ainsi qu'un second paramètre nommé : « complément électrolyseur », et noté $L_{\text{C_Elect}}$. Ce paramètre interviendra uniquement lorsque la variation sera strictement supérieure à L_{Reseau} . En effet, lorsque ce dernier est grand, il est fort probable que l'électrolyseur ne reçoive que très peu d'énergie et donc que le stockage de gaz ne puisse se remplir. C'est donc pour parer à cette éventualité, que nous avons introduit ce nouveau paramètre. Celui-ci alloue à l'électrolyseur un complément d'énergie qui aurait dû être attribué au réseau. Il ne peut en aucun cas être supérieur à ce dernier, en effet cela reviendrait à avoir une variation négative ($0 \leq L_{\text{C_Elect}} \leq L_{\text{Reseau}}$). La figure IV-8 montre le fonctionnement de ce deuxième paramètre.

Cette étude permettra de connaître si le système prochainement installé, sera capable d'assurer le lissage (sans défaillance sur le temps de simulation) pour les différents couples (L_{Reseau} ; $L_{\text{C_Elect}}$) étudiés.

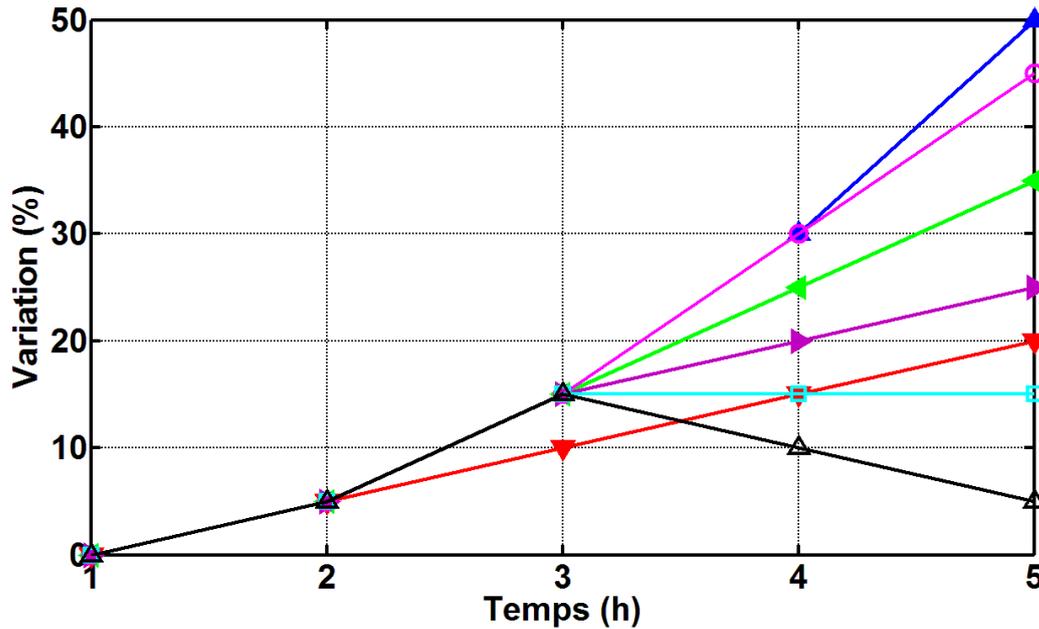


Fig. IV-8 : Explications du paramètre L_{C_Elect}

- ‘▲’ : P_{Reseau} s’il n’y avait pas de lissage
- ‘▼’ : P_{Reseau} dans le cas où : $L_{Reseau} = 5\%$ et $L_{C_Elect} = 0\%$
- ‘◀’ : P_{Reseau} dans le cas où : $L_{Reseau} = 10\%$ et $L_{C_Elect} = 0\%$
- ‘▶’ : P_{Reseau} dans le cas où : $L_{Reseau} = 10\%$ et $L_{C_Elect} = 5\%$
- ‘○’ : P_{Reseau} dans le cas où : $L_{Reseau} = 15\%$ et $L_{C_Elect} = 0\%$
- ‘□’ : P_{Reseau} dans le cas où : $L_{Reseau} = 10\%$ et $L_{C_Elect} = 10\%$
- ‘Δ’ : Cas absurde : P_{Reseau} dans le cas où : $L_{Reseau} = 10\%$ et $L_{C_Elect} = 15\%$

Au vue de la précédente figure, on remarque que les couples (10 ; 5) et (5 ; 0) sont différents. Donc mettre une valeur non nulle au paramètre L_{C_Elect} , ne revient pas simplement à changer la valeur de L_{Reseau} .

Afin d’éclaircir le rôle de ces deux paramètres, nous allons prendre un exemple concret. Cela nous permettra d’expliquer de façon détaillée la gestion des flux transitant dans notre système.

IV. 3. 2. Explications détaillées sur un cas simplifié

IV. 3. 2. 1. Hypothèses

Afin d’expliquer le plus simplement possible la gestion des flux énergétiques, pour notre système EnR/H₂ dans le cadre du lissage, nous avons pris les hypothèses suivantes :

- Nous avons choisi un profil de production du champ photovoltaïque, englobant une multitude de cas possibles sur une période de 24 heures.
- Nous avons négligé l'influence des convertisseurs associés à chaque élément composant notre système. On considère qu'ils ont un rendement de 100%.
- Les auxiliaires de l'électrolyseur et de la pile à combustible sont alimentés par le réseau électrique, ils sont donc transparents pour cette étude.
- Nous considérons que l'électrolyseur et la pile à combustible peuvent respectivement absorber ou fournir l'énergie qu'ils leur sont demandés, on ne considère donc pas de seuil de fonctionnement ou de débit nominal.
- Nous avons choisi une puissance photovoltaïque installée, de 100 Wc afin qu'une variation de 1% de celle-ci corresponde à une énergie de 1 Wh.
- Nous avons arbitrairement fixé L_{Reseau} à 15 %.
- Nous étudierons deux cas : $L_{\text{C_Elect}} = 0 \%$ et $L_{\text{C_Elect}} = 10 \%$. Ces deux pourcentages ont été choisis pour que les exemples soient représentatifs.

IV. 3. 2. 2. Cas où $L_{\text{C_Elect}} = 0 \%$

Nous avons tracé l'évolution (Fig. IV-9), pour une durée de 24h, de la production photovoltaïque, de l'énergie fournie par la pile à combustible, de l'énergie absorbée par l'électrolyseur et de l'énergie envoyée au réseau électrique. Les valeurs de $P_{\text{MPPT_C}}(t)$ ne sont pas issues d'une journée réelle mais d'une journée créée pour cet exemple. La figure est composée de trois zones distinctes. Dans chacune d'entre elles, le comportement des sous-systèmes diffère.

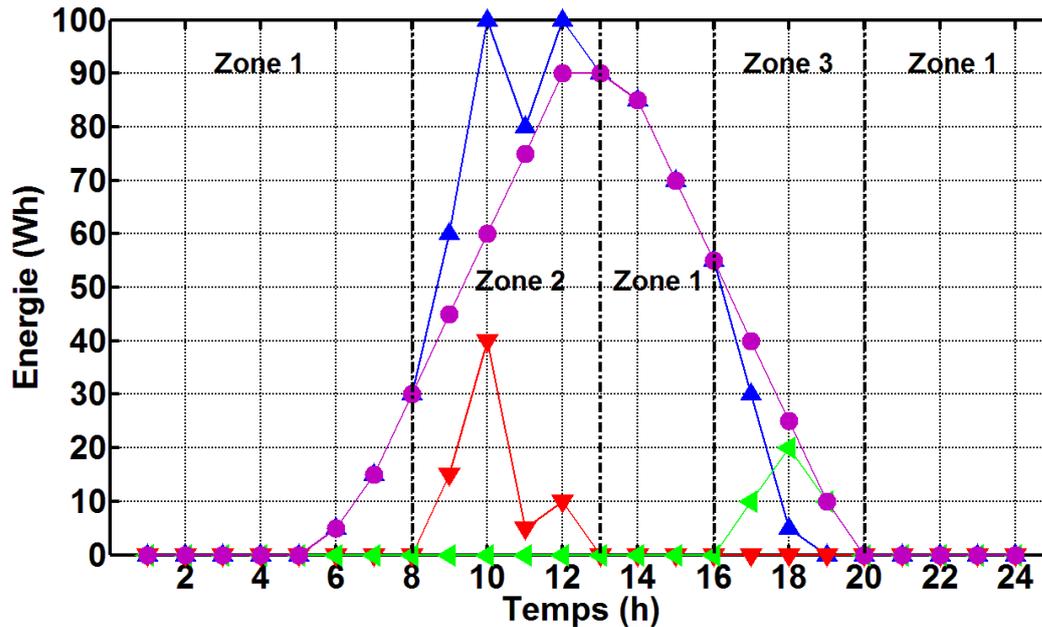


Fig. IV-9 : Gestion des flux énergétiques

'▲' : P_{MPPT_C} ; '▼' : P_{EL} ; '◀' : P_{PAC_C} ; '●' : P_{Reseau}

- **Zone 1 :**

A tout instant, on peut vérifier que $P_{Reseau}(t) = P_{MPPT_C}(t)$.

Dans la zone 1 (de 1h à 5h et de 20h à 24h), la production photovoltaïque est nulle, le réseau électrique ne reçoit donc aucune énergie. Dans le reste de cette zone (de 6h à 8h et de 13h à 16h) la totalité de la production photovoltaïque est envoyée au réseau électrique, en effet on n'observe aucune variation strictement supérieure à plus de 15 %. Pour cette zone, l'électrolyseur et la pile à combustible ne fonctionnent pas.

- **Zone 2 :**

A tout instant, on peut vérifier que $P_{Reseau}(t) + P_{EL}(t) = P_{MPPT_C}(t)$.

Dans la deuxième zone, il y a des variations strictement supérieures à plus 15 %. Le réseau électrique reçoit donc la variation maximale qu'il peut supporter, c'est-à-dire les 15 %, et le surplus sont envoyés à l'électrolyseur. La pile à combustible ne fonctionne toujours pas.

De 8h à 9h, la production PV passe de 30 Wh à 60 Wh, le réseau ne pouvant accepter qu'une variation de 15 Wh, celui-ci reçoit donc 45 Wh et les 15 Wh en surplus vont à l'électrolyseur.

De 9h à 10h, la production PV passe de 60 Wh à 100 Wh, hors le réseau a reçu 45 Wh à 9h, donc il y a une variation de 55 Wh. Le réseau et l'électrolyseur reçoivent donc respectivement 60 Wh et 40 Wh.

De 10h à 11h, la production PV chute et passe de 100 Wh à 80 Wh. Le réseau ayant reçu 60 Wh à 10h, il y a tout de même une variation de plus 20 Wh. Le réseau absorbe 75 Wh et les 5 Wh restant vont à l'électrolyseur.

De 11h à 12h, la production PV augmente de nouveau et passe de 80 Wh à 100 Wh, le réseau reçoit une nouvelle fois la variation maximale qu'il peut supporter, et les 10 Wh en surplus sont absorbés par l'électrolyseur.

- **Zone 3 :**

A tout instant, on peut vérifier que $P_{MPPT_C}(t) + P_{PAC_C}(t) = P_{Reseau}(t)$.

Dans la zone 3 (de 16h à 20h), les variations sont maintenant strictement supérieures à moins 15 %. La puissance reçue par le réseau électrique ne pouvant pas chuter aussi fortement, la pile à combustible fournit la puissance nécessaire pour maintenir la variation à 15 %. Cette fois-ci l'électrolyseur ne fonctionne pas.

De 16h à 17h, la production PV chute de 25 Wh, le réseau électrique reçoit donc la totalité de l'énergie PV et un complément de 10 Wh fournit par la pile à combustible pour maintenir la variation à 15%.

De 17h à 18h, la production PV chute et passe de 30 Wh à 5 Wh, le réseau ayant reçu 40 Wh à 17h, il reçoit maintenant 25 Wh dont 20 Wh fournit par la pile à combustible.

De 18h à 19h, la production PV chute et tombe à 0 Wh, hors le réseau a reçu 25 Wh à 18h, donc la pile à combustible doit à elle seule maintenir la variation autorisée en fournissant 10 Wh au réseau électrique.

IV. 3. 2. 3. Cas où $L_{C_Elect} = 10 \%$

La figure IV-10 est l'analogue à la figure IV-9, lorsque le paramètre $L_{C_Elect} = 10 \%$.

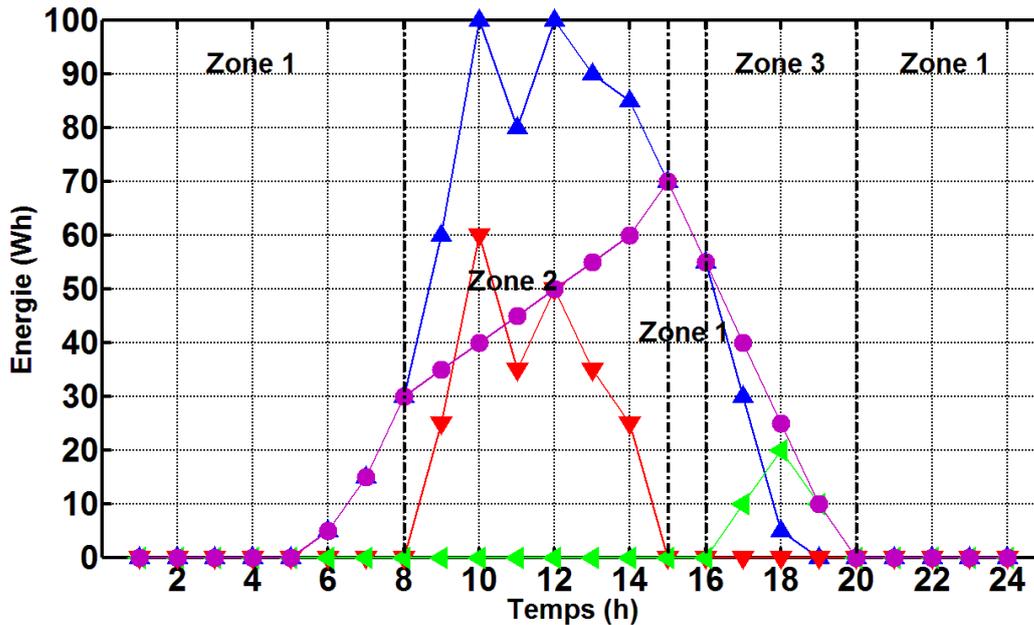


Fig. IV-10 : Gestion des flux énergétiques

'▲' : P_{MPPT_C} ; '▼' : P_{EL} ; '◀' : P_{PAC_C} ; '●' : P_{Reseau}

- **Zone 1 :**

Tout à fait similaire au premier cas étudié, si ce n'est que la deuxième partie de la zone 1 s'est réduite. Elle est maintenant située de 15h à 16h, alors qu'elle l'était de 13h à 16h.

- **Zone 2 :**

C'est dans cette zone, que le paramètre L_{C_Elect} prend un sens.

De 8h à 9h, la production PV passe de 30 Wh à 60 Wh, le réseau ne pouvant accepter qu'une variation de 15 Wh, celui-ci reçoit donc 45 Wh auxquels viennent se soustraire les 10 Wh provenant du paramètre complément de l'électrolyseur, soit un total de 35 Wh. L'électrolyseur absorbe les 15 Wh dû au dépassement du pourcentage de lissage plus les 10 Wh du complément électrolyseur soit 25 Wh. L_{C_Elect} permet à l'électrolyseur d'absorber plus d'énergie est donc de produire plus de gaz.

Pour le reste de la zone 2, le raisonnement est similaire à l'autre cas étudié, si ce n'est que l'on prend en compte le paramètre L_{C_Elect} .

L'ajout du second paramètre permet à l'électrolyseur d'absorber plus d'énergie mais cela au détriment de l'énergie envoyée au réseau. Cela se constate très aisément sur la figure IV-10.

- **Zone 3 :**

Parfaitement similaire au premier cas étudié. Néanmoins, cette similitude est propre au profil de production PV. En effet, comme nous le verrons plus tard, modifier le pourcentage du paramètre complément électrolyseur, engendre également des différences sur la quantité d'énergie produite par la pile à combustible qui est envoyée au réseau.

Maintenant que nous avons expliqué les différents phénomènes, liés aux paramètres L_{Reseau} et $L_{\text{C_Elect}}$, pour un cas simple, nous allons nous atteler à la compréhension de ces mêmes phénomènes, mais pour un cas d'application réelle qui est l'une des applications du projet MYRTE.

IV. 3. 3. Etude de l'application lissage pour le projet MYRTE

Nous avons effectué plusieurs simulations avec des couples (L_{Reseau} ; $L_{\text{C_Elect}}$) différents. Celles-ci ont été faites avec les hypothèses de la tranche 2 qui sera installée (la taille du réservoir d' H_2 n'est pas fixée mais elle est prise en compte dans la discussion). Les données météorologiques sont celles d'Ajaccio pour l'année 1998. Les résultats sont récapitulés dans les tableaux IV-7 et IV-8. Nous avons présenté les paramètres suivants :

- $\%_{\text{PV} \rightarrow \text{Reseau}}$: Pourcentage de l'énergie PV envoyée au réseau (par rapport à la production totale PV).
- $\%_{\text{PV} \rightarrow \text{EL}}$: Pourcentage de l'énergie PV envoyée à l'électrolyseur (par rapport à la production totale PV).
- $\%_{\text{PV_Degrade}}$: Pourcentage de l'énergie PV dégradée (par rapport à la production totale PV).
- $\%_{\text{PV_Reseau}}$: Pourcentage de l'énergie PV envoyée au réseau (par rapport à l'énergie totale reçue par le réseau).
- $\%_{\text{PAC_Reseau}}$: Pourcentage de l'énergie envoyée au réseau provenant de la PAC (par rapport à l'énergie totale reçue par le réseau).

On peut noter que $\%_{\text{PV} \rightarrow \text{Reseau}} + \%_{\text{PV} \rightarrow \text{EL}} + \%_{\text{PV_Degrade}}$ et $\%_{\text{PAC_Reseau}} + \%_{\text{PV_Reseau}} = 100$ %. Nous avons fait varier L_{Reseau} entre 5 et 20 % (par pas de 5 %). Les variations au-delà de 20 % sont rares, ce qui limite l'intérêt du lissage. Pour chaque valeur de L_{Reseau} , nous avons incrémenté la valeur du paramètre $L_{\text{C_Elect}}$ afin d'atteindre un système reconvertible.

L_{Reseau}	$L_{\text{C_Elect}}$	%PV->Reseau	%PV->EL	%PV_Degrade	%PV_Reseau	%PAC_Reseau	Q_{H_2}
5	0	55,7 %	40,7 %	3,6 %	68,7 %	31,3 %	52352 Nm ³
	1	47,5 %	45,2 %	7,3 %	74,1 %	25,9 %	3013 Nm ³
	2	40,5 %	31,0 %	28,5 %	78,7	21, 3 %	410 Nm ³
10	0	83,3 %	16,2 %	0,5 %	86,0 %	14,0 %	35629 Nm ³
	1	79,3 %	20,2 %	0,5 %	86,2 %	13,8 %	24607 Nm ³
	2	74,8 %	24,6 %	0,6 %	86,3 %	13,7 %	13053 Nm ³
	3	69,9 %	29,0 %	1,1 %	86,6 %	13,4 %	1208 Nm ³
	4	64,4 %	24,0 %	11,6 %	87,8 %	12,2 %	512 Nm ³

Tab. IV-7 : Tableau de synthèse des résultats pour les différents couples

L_{Reseau}	$L_{\text{C_Elect}}$	%PV->Reseau	%PV->EL	%pV_Degrade	%pV_Reseau	%pAC_Reseau	Q_{H_2}
15	0	95,5 %	3,7 %	0,8 %	96, 2 %	3,8 %	11236 Nm ³
	1	94,0 %	5,2 %	0,8 %	96, 2 %	3,8 %	8043 Nm ³
	2	92,2 %	7,2 %	0,6 %	96, 2 %	3,8 %	3866 Nm ³
	3	90,1 %	8,8 %	1,1 %	96, 2 %	3,8 %	1400 Nm ³
	4	87,4%	8,7 %	3,9 %	96, 2 %	3,8 %	541 Nm ³
20	0	99,0 %	0,7 %	0,3 %	99,0 %	1,0 %	3500 Nm ³
	1	98,7 %	0,9 %	0,4 %	99,0 %	1,0 %	3057 Nm ³
	2	98,3 %	1,3 %	0,4 %	99,0 %	1,0 %	2287 Nm ³
	3	97,9 %	1,7 %	0,4 %	99,0 %	1,0 %	1533 Nm ³
	4	97,3 %	2,3 %	0,4 %	99,0 %	1,0 %	992 Nm ³
	5	96,7 %	2,4 %	0,9 %	99,0 %	1,0 %	520 Nm ³

Tab. IV-8 : Tableau de synthèse des résultats pour les différents couples

Nous pouvons tout d'abord noter que le lissage tel qu'il a été décrit par la CRE, ne stipule pas l'existence du paramètre L_{C_Elect} , ce qui pour notre étude, impose sa valeur à 0.

Commençons par analyser l'influence du paramètre L_{C_Elect} . On observe lorsque ce dernier augmente, les choses suivantes :

- $\%_{PV \rightarrow Reseau}$ diminue. En effet, par définition, le paramètre L_{C_Elect} attribue une partie de la puissance, qui devrait être envoyée au réseau, à l'électrolyseur.
- $\%_{PV \rightarrow EL}$ augmente puis diminue lorsque L_{Reseau} vaut 5 et 10 %, et ne fait qu'augmenter lorsque L_{Reseau} vaut 15 et 20 %. En effet, dans le premier cas, L_{Reseau} étant relativement faible, de fortes variations doivent donc être absorbées par l'électrolyseur. Ce dernier étant de taille finie, il ne peut absorber toute la puissance qu'il lui est demandé, ce qui implique également une forte augmentation de $\%_{PV_Degrade}$. Pour le second cas, l'électrolyseur peut absorber la quasi-totalité des variations, et on observe donc de faible valeur pour $\%_{PV_Degrade}$.
- $\%_{PV_Reseau}$ augmente lorsque L_{Reseau} vaut 5 et 10 %, et stagne lorsque L_{Reseau} vaut 15 et 20 % ($\%_{PAC_Reseau}$ se déduit puisque ces deux éléments sont intrinsèquement liés). En effet, dans le premier cas, le fait d'augmenter L_{C_Elect} limite les fortes variations, ce qui implique que la PAC fournie moins au réseau. Dans le deuxième cas, L_{Reseau} étant grand, les variations supérieures à celui-ci sont moins fréquentes, c'est pourquoi les valeurs pour $\%_{PV_Reseau}$ (et donc pour $\%_{PAC_Reseau}$) stagnent.
- Q_{H_2} diminue. En effet, puisque l'électrolyseur reçoit plus d'énergie, il produit plus d' H_2 . Pour une certaine valeur de L_{C_Elect} , la production et la consommation d' H_2 se compensent.

Analysons maintenant l'influence du paramètre L_{Reseau} lorsque celui-ci augmente. On observe que la valeur moyenne (en considérant les différentes valeurs de L_{C_Elect}) de $\%_{PV \rightarrow Reseau}$ augmente. En effet, puisque l'on autorise des variations plus grandes, on lisse le signal moins souvent. Les conséquences sont que les valeurs moyennes de $\%_{PV \rightarrow EL}$ et $\%_{PV_Degrade}$ diminuent. Par contre la valeur moyenne de $\%_{PV_Reseau}$ augmente (et donc, par voie de conséquence, $\%_{PAC_Reseau}$ diminue) puisque la PAC doit fournir moins d'énergie, pour limiter les variations supérieures à L_{Reseau} qui se produisent moins souvent.

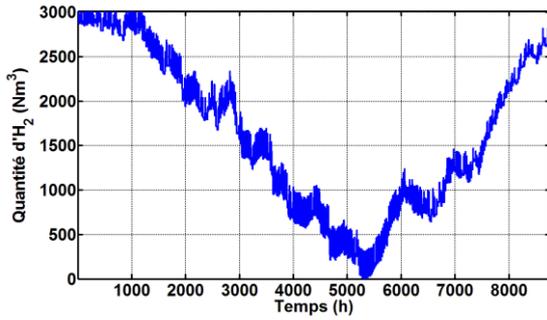
A la vue des résultats des précédents tableaux, on remarque que lorsque le coefficient $L_{C_Elect} = 0$, les quantités de gaz sont importantes (de 52352 Nm^3 pour $L_{Reseau} = 5 \%$ à 3500 Nm^3 pour $L_{Reseau} = 20 \%$). Il est donc indispensable d'augmenter L_{C_Elect} pour avoir un système reconvertible. Nous avons représenté sur la figure IV-11, les couples permettant un système reconvertible, et également ceux qui en sont proches.

Le couple (5 ; 2) est reconvertible, et le couple (5 ; 1) l'est quasiment. On observe un rapport de 7,3 entre la taille des réservoirs d' H_2 pour ces deux couples et également une chute de 7 % de l'énergie envoyée au réseau. La taille du réservoir pour la tranche 2 de MYRTE étant de 2400 Nm^3 pour l' H_2 , seul le couple (5 ; 2) est envisageable. Toutefois, on pourrait imaginer une partie de l'année avec L_{C_Elect} égale à 1 % et une autre où il est égal à 2 %, ce qui permettrait de limiter l'énergie non envoyée au réseau.

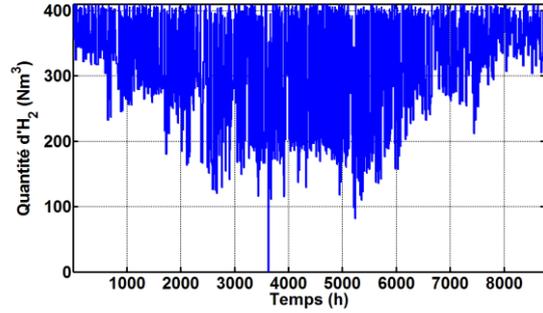
Les couples (10 ; 3) et (10 ; 4) sont reconvertibles. Passer de l'un à l'autre diminue le paramètre Q_{H_2} d'un facteur 2,3 mais diminue également le paramètre $\%_{PV \rightarrow \text{Reseau}}$ de 5,5 %. Le premier couple, qui est envisageable pour MYRTE, est donc plus intéressant.

Le couple (15 ; 4) est reconvertible, et le couple (15 ; 3) l'est quasiment. Il y a respectivement un rapport 2,6 et une chute de 2,7 % entre la taille du réservoir d' H_2 et l'énergie envoyée au réseau. Une combinaison des deux couples semble pertinente.

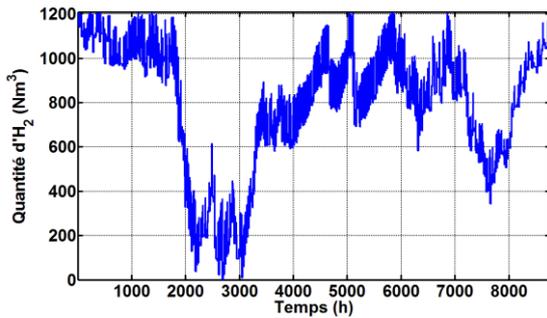
Le couple (20 ; 5) est reconvertible, et le couple (20 ; 4) l'est presque. On observe un rapport de 1,9 entre le paramètre Q_{H_2} pour ces deux couples et également une chute de 0,6 % du paramètre $\%_{PV \rightarrow \text{Reseau}}$. Le couple (20 ; 5) est donc le plus intéressant.



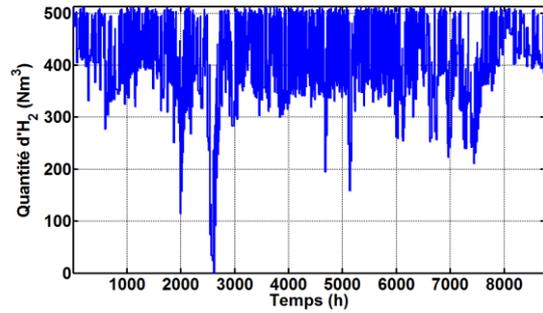
(5 ; 1)



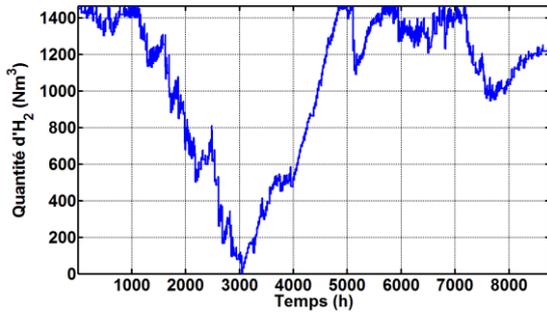
(5 ; 2)



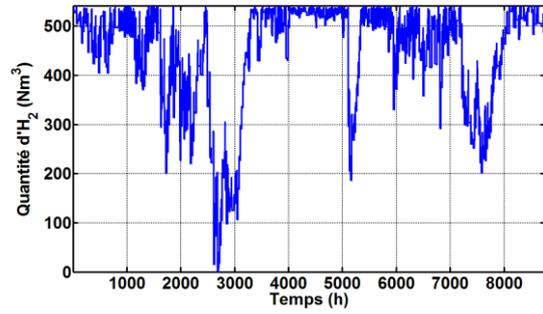
(10 ; 3)



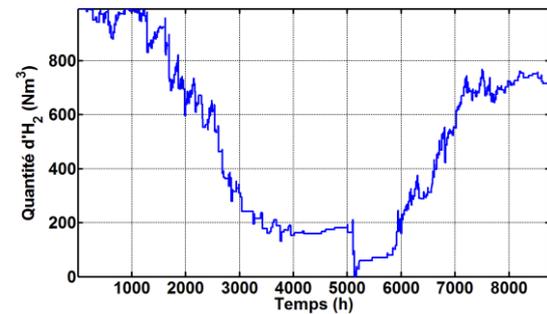
(10 ; 4)



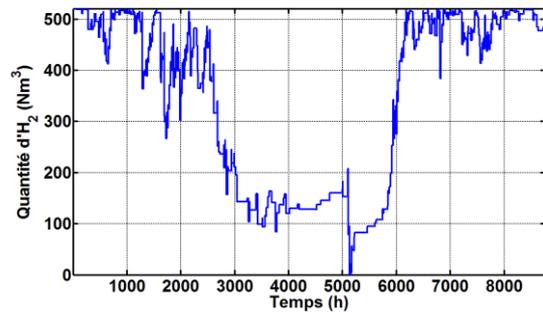
(15 ; 3)



(15 ; 4)



(20 ; 4)



(20 ; 5)

Fig. IV-11 : Evolution de la quantité d'H₂ dans les réservoirs pour les différents couples

IV. 3. 4. Conclusions

Les simulations effectuées pour le lissage de la tranche 2 du projet MYRTE, montrent que la solution proposée par la CRE n'est pas envisageable, puisque le système n'est pas reconvertible avec les quantités de gaz prévues pour cette tranche du projet. Par contre, lorsque l'on intègre le paramètre L_{C_Elect} plusieurs couples sont possibles. Lorsque le paramètre L_{Reseau} vaut 15 %, on observe qu'un mixte des couples (15 ; 3) et (15 ; 4), permet d'avoir un système reconvertible tout en satisfaisant les contraintes engendrées par le lissage. L'utilisation de L_{C_Elect} est donc indispensable pour la réalisation d'un lissage tel que nous l'envisageons.

IV. 4. Mode prédictif

IV. 4. 1. Introduction

Le caractère intermittent des sources renouvelables d'énergie pose également des difficultés de gestion aux opérateurs de systèmes électriques. Le problème s'aggrave d'autant plus lorsque le niveau de pénétration des EnR est important sur le réseau électrique. Une solution envisagée pour maîtriser le caractère intermittent de ces sources d'énergies, est la prédiction de leurs productions (soit des données météorologiques de rayonnement ou de vitesse de vent). En termes de prédiction de production électrique, les recherches au sein du projet EnR de l'UDC, via la thèse de C. Voyant, se focalisent sur la prédiction du rayonnement solaire. Ces recherches sont en partenariat avec EDF SEI (Système Energétique Insulaire) et EDF R&D, et concernent la méthode ANN (Artificial Neural Networks) [84-88]. Plusieurs applications sont envisageables concernant la prédiction du rayonnement solaire global horizontal à l'horizon H+1 (consiste à prédire le rayonnement une heure à l'avance). Permettre notamment une meilleure gestion du couplage entre les systèmes de production PV et ceux basés sur les énergies fossiles (au niveau des démarrages,...), ou une meilleure intégration du PV au mix énergétique. Les techniques de prédiction du rayonnement solaire regroupent plusieurs types de modèles :

- Les 'naïfs' (persistance et moyenne) [89]

- Les modèles physiques (SOLIS,...) [90-91]
- Les statistiques (ARMA : Auto Regressive Moving Average, inférences Bayésiennes, chaînes de Markov et k-Nearest-Neighbors) [92-99]
- Les réseaux de neurones type ‘boîte noire’ (aucune interaction avec le modèle de prédiction) [84-87] et ‘boîte grise’ (combinaison de l’ANN avec une modélisation physique) [88]

Tous ces modèles intègrent à la fois des données météorologiques et/ou géographiques. Les réseaux de neurones type ‘boîte noire’ ont l’avantage de ne pas nécessiter de modèle(s) déterminé(s) pour réaliser une prédiction fiable dans le cas où ils disposent d’un set de données assez large et significatif. La littérature en rapport avec ces prédictions est très abondante [84-99]. Elle montre régulièrement les meilleures performances des ANN devant les méthodes conventionnelles pour la prédiction du rayonnement solaire journalier et horaire sur une surface horizontale [89 ; 100]. Cette technique est inspirée des réseaux de neurones biologiques. De nombreux chercheurs dans différentes disciplines utilisent les ANN pour résoudre un large panel de problèmes (décision, optimisation, contrôle,...) dont notamment la prédiction de séries temporelles (TS : Time Series). Cette dernière est une collection de mesures ordonnées chronologiquement (X_t), dont chacune est enregistrée à un temps spécifique t (périodicité du relevé). Un modèle TS préconise que la connaissance du passé peut permettre de prédire le futur. Le but étant de découvrir les liens entre les variables et ainsi permettre cette prédiction. Suivant la méthode utilisée (ANN, ARMA,...) la régression (linéaire ou pas) entre les événements du passé va différer. Il est aussi possible d’intégrer des variables non-endogènes (exogènes) de natures météorologiques pour accroître la qualité de la prédiction (analyse multivariée), mais cela complexifie les modèles.

Nous allons à présent comparer les résultats des simulations, effectués à l’aide du code numérique ORIENTE, en utilisant des données météorologiques mesurées pour l’année 2007 et d’autres prédites (pour la même année) à partir d’un modèle ARMA (prédicteur de référence) [92-99] et d’ANN. Les données météorologiques simulées par ces deux modèles ont été obtenues dans le cadre des travaux de recherche de Cyril Voyant [89 ; 101].

IV. 4. 2. Prétraitement des données

La prédiction de l'énergie solaire à la surface de la Terre via une série temporelle peut être perturbée par la non-stationnarité du signal et par la périodicité du phénomène. Avant d'entamer la prédiction, il est important de corriger ce problème. Nous avons donc utilisé des modélisations physiques afin de nous affranchir de ces problèmes purement déterministes (saisonnalité annuelle et journalière). Une des méthodes retenue est d'utiliser une modélisation ciel clair (modèle mathématique décrivant le rayonnement en l'absence de nuages) de la zone étudiée afin d'obtenir une meilleure prédiction (signal stationnarisé). Le modèle Solis [90-91] qui est basé sur le calcul du transfert radiatif et des relations de Lambert-Beer est une possibilité. Sa formulation mathématique est la suivante :

$$H_{gh,clearsky} = H_0 \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{\sin^b(h)}\right)} \cdot \sin(h) \quad \text{Eq. IV-2}$$

Avec

- $H_{gh,clearsky}$: Rayonnement solaire global horizontal en ciel clair ($W.m^{-2}$)
- H_0 : Rayonnement solaire hors atmosphère ($W.m^{-2}$)
- τ : Profondeur optique (-)
- b : Paramètre d'optimisation (-)
- h : Hauteur solaire (rad)

Certaines expériences menées par l'équipe EnR de l'UDC [101] ont permis de conclure que $\tau = -0,37$ et $b = 0,35$ correspondaient à la région d'Ajaccio.

La stationnarisation par une modélisation ciel clair, va permettre de transformer la série originale en une nouvelle désaisonnalisée S .

$$S_{d,y} = \frac{X_{d,y}}{H_{gh,clearsky}} \quad \text{Eq. IV-3}$$

En effet, lorsque l'on divise la série chronologique de radiation globale par une modélisation ciel clair, on obtient un signal de 'nébulosité' très proche de 1 quand il n'y a pas de nuage et inférieure à 1 en présence d'une couverture nuageuse.

Intéressons nous maintenant aux modèles prédictifs. Nous faisons une présentation sommaire des modèle ARMA et ANN.

IV. 4. 2. 1. Modèle ARMA

C'est un modèle de prédiction de référence dans la littérature. Il est constitué de deux méthodologies distinctes. La première est une auto-régression (AR) et la seconde une moyenne mobile (MA). Sa notation habituelle est du type ARMA (p, q) où p est l'ordre de l'autorégression et q celui de la moyenne mobile. La combinaison ARMA (p, q) peut être représentée par la formule suivante :

$$(1 - \sum_{i=1}^p \varphi_i L^i). X_t = (1 + \sum_{i=1}^q \theta_i L^i). \varepsilon_t \quad \text{Eq. IV-4}$$

Avec

- L : Opérateur retard (permet de passer à une mesure antérieure)
- φ : Coefficients de régression propres à AR et à MA (-)
- θ : Coefficients de régression propres à AR et à MA (-)
- ε : Résidu de prédiction (-)

IV. 4. 2. 2. Modèle ANN

Il y a de nombreux types d'ANN qui sont chacun spécialisés dans un ou plusieurs domaines. Concernant la prédiction de séries temporelles, on fait souvent référence au PMC (Perceptron MultiCouche) [84 ; 87]. C'est un prédicteur relativement simple mais dont l'optimisation peut s'avérer fastidieuse. Dans un PMC, les neurones sont regroupés dans des couches et la direction de l'information est unidirectionnelle. Un PMC typique est formé d'une couche d'entrée, d'une ou plusieurs couches cachées et d'une couche de sortie. Un neurone est caractérisé par son poids, son biais et sa fonction de transfert. Une entrée x_j est

transmise à travers une connexion vers un autre neurone (poids de connexion w_{ij}) en donnant le produit $x_j w_{ij}$, puis ce dernier devient l'argument de la fonction de transfert F du neurone et donne la sortie y_i représentée par :

$$y_i = F\left(\sum_{j=1}^n x_j w_{ij}\right) \quad \text{Eq. IV-5}$$

La sortie n'est autre qu'une régression non linéaire faite sur les neurones d'entrées (contrairement à ARMA ou la régression est linéaire).

IV. 4. 3. Comparaison des deux modèles de prédictions

Dans cette partie, nous comparerons les deux modèles de prédictions (ARMA et ANN) aux données d'ensoleillement mesurées, et cela via certains paramètres de sorties d'ORIENTE (Tab. IV-9). Nous considérerons, dans cette étude, les hypothèses associées à la deuxième tranche de MYRTE pour la taille des sous-systèmes et un profil de charge correspondant à un écrêtage de 4 %. La seule différence entre les simulations effectuées repose sur les profils d'ensoleillement en entrée. Pour des raisons de lisibilité sur les courbes, nous comparerons les résultats pour la 1^{ère} semaine d'été et d'hiver, et cela au pas de temps horaire (soient 6 simulations).

Lorsque l'on compare les résultats pour une semaine d'été, on observe que seule l'énergie produite par le champ PV et l'énergie envoyée au réseau diffèrent (hors profil de charge), les autres résultats étant très proches. On comprend aisément qu' E_{PV} est différent puisque la production du champ PV dépend directement des conditions météorologiques. Pour E_{PV} , nous avons respectivement un écart de + 11,9 % entre ARMA et la mesure, et de - 4,1 % entre l'ANN et la mesure. De même pour $E_{Réseau}$, nous avons un écart de + 15,6 % (ARMA / mesure) et de - 5,6 % (ANN / mesure). L'énergie électrolysée, le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et la quantité d' H_2 produite ne changent pas, car en été, l'ensoleillement est important, or la taille de l'électrolyseur est fixée, donc celui-ci fonctionne quasiment toujours à son débit nominal. C'est la raison pour laquelle $E_{Réseau}$ diffère, en effet le surplus non absorbé par l'électrolyseur est envoyé au réseau. L'énergie fournie par la PAC, le temps de fonctionnement de la PAC et la quantité d' H_2 consommée ne changent pas, car la PAC ne fonctionne que lorsqu'il n'y a pas suffisamment de puissance PV, et cela ne se produit qu'en début

de soirée. Lorsque l'on regarde ces résultats, mais de façon horaires, avec l'aide des indicateurs statistiques (Tab. IV-10), on remarque de très bons résultats excepté pour E_{PV} et E_{Reseau} où les valeurs sont plus disparates. L'évolution horaire de ces paramètres est représentée par les figures IV-12, IV-13 et IV-16. A la vue de ces résultats, nous pouvons déduire que l'été, le modèle ANN est plus proche de la réalité que le modèle ARMA. La prédiction ANN de données météorologiques, pour l'application MYRTE est donc plus adaptée en été que par ARMA, puisqu'un faible écart est observé au niveau des paramètres en sortie d'ORIENTE.

Comparons à présent les résultats pour la semaine d'hiver (Tabs. IV-9 et IV-10). La prédiction est cette fois-ci plus délicate, car les données météorologiques sont plus difficiles à prédire. On remarque que contrairement à la semaine d'été, tous les paramètres sont affectés par la prédiction des données météorologiques et que les résultats des indicateurs statistiques montrent des erreurs non négligeables. L'évolution horaire des paramètres est représentée sur les figures IV-14, IV-15 et IV-16.

	Eté			Hiver		
	Mesurées	ANN	ARMA	Mesurées	ANN	ARMA
E_{PV} (MWh)	24,4	23,4	27,7	8,2	8,7	7,7
E_{EL} (MWh)	4,8	4,8	4,8	2,7	3,4	1,7
$Q_{H_2}^P$ (mole)	40470	40470	40470	25514	32086	17245
TF_{EL} (h)	24	24	24	40	48	46
E_{PAC} (MWh)	1,7	1,7	1,7	3,9	3,9	3,9
$Q_{H_2}^C$ (mole)	40470	40470	40470	90315	88550	88909
TF_{PAC} (h)	18	18	18	31	30	29
Q_{H_2} (Nm ³)	151	151	151	1451	1265	1605
E_{Reseau} (MWh) (hors profil de charge)	17,9	16,9	21,2	4,0	3,6	4,5

Tab. IV-9 : Comparaison des modèles de prédiction avec les données réelles (sur les semaines proposées)

			P_{MPPT}	P_{EL}	P_{PAC}	P_{Reseau}	Q_{H_2}
ANN / Mesure	Eté	RMBE (%)	- 4,13	0,26	0	-8,73	0,02
		RRMSE (%)	7,96	6,38	0	18,19	1,66
		CC	0,96	0,85	1	0,99	0,99
	Hiver	RMBE (%)	47,94	13,64	- 4,33	32,41	- 13,99
		RRMSE (%)	122,97	29,67	16,81	128,24	14,62
		CC	0,92	0,63	0,99	0,9	0,99
ARMA / Mesure	Eté	RMBE (%)	14,56	0,02	0	51,66	0,25
		RRMSE (%)	18,73	6,17	0	132,22	1,68
		CC	0,9	0,88	1	0,97	0,99
	Hiver	RMBE (%)	40,28	- 41,52	- 0,2	8,03	6,86
		RRMSE (%)	116,18	43,66	1,11	71,14	8,74
		CC	0,83	0,3	0,99	0,83	0,99

Tab. IV-10 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles à l'aide des indicateurs statistiques (sur les semaines proposées)

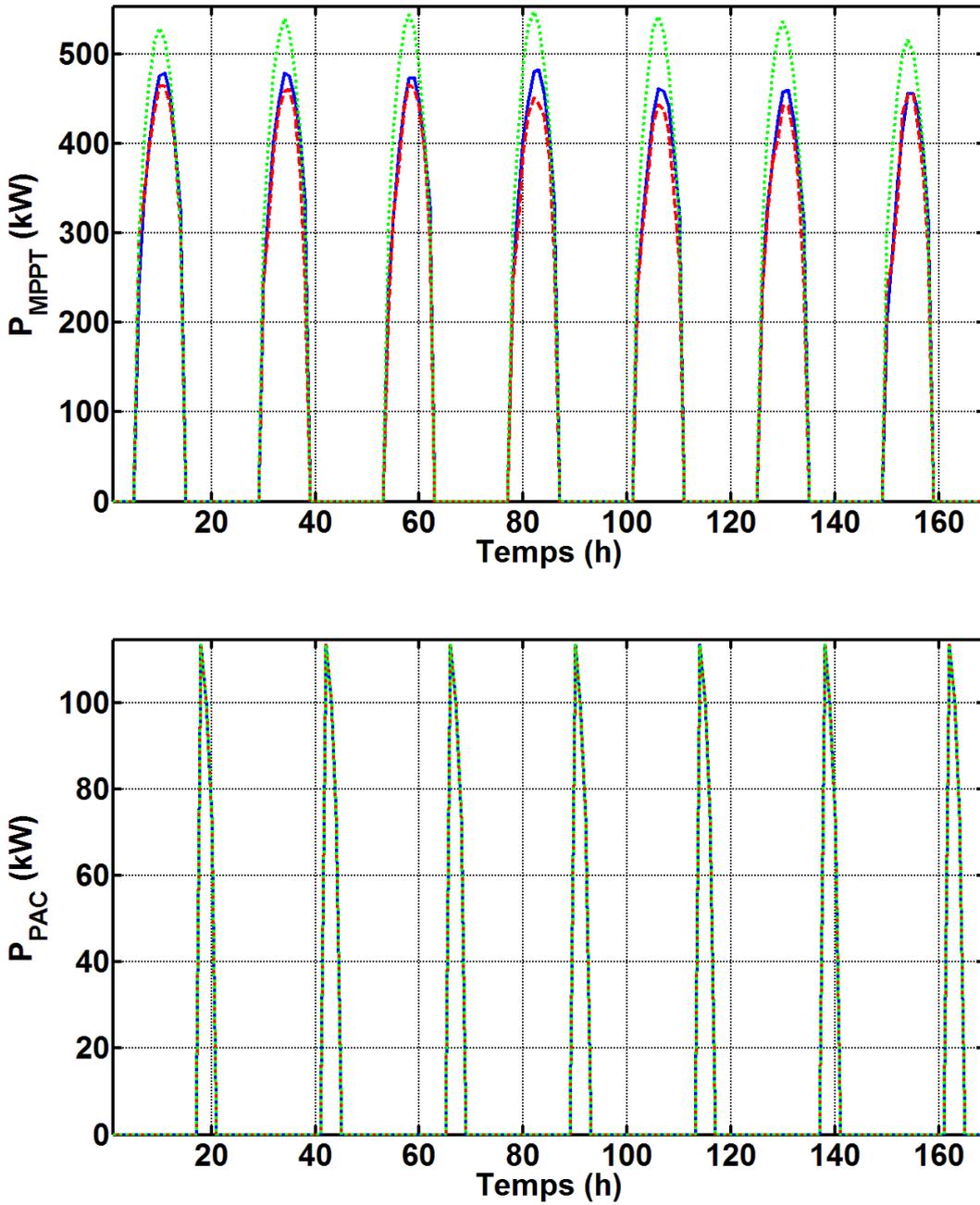


Fig. IV-12 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d'été, partie 1)

- '—' : Simulation avec les données mesurées ;
- '- -' : Simulation avec les données prédites par ANN ;
- '...' : Simulation avec les données prédites par ARMA

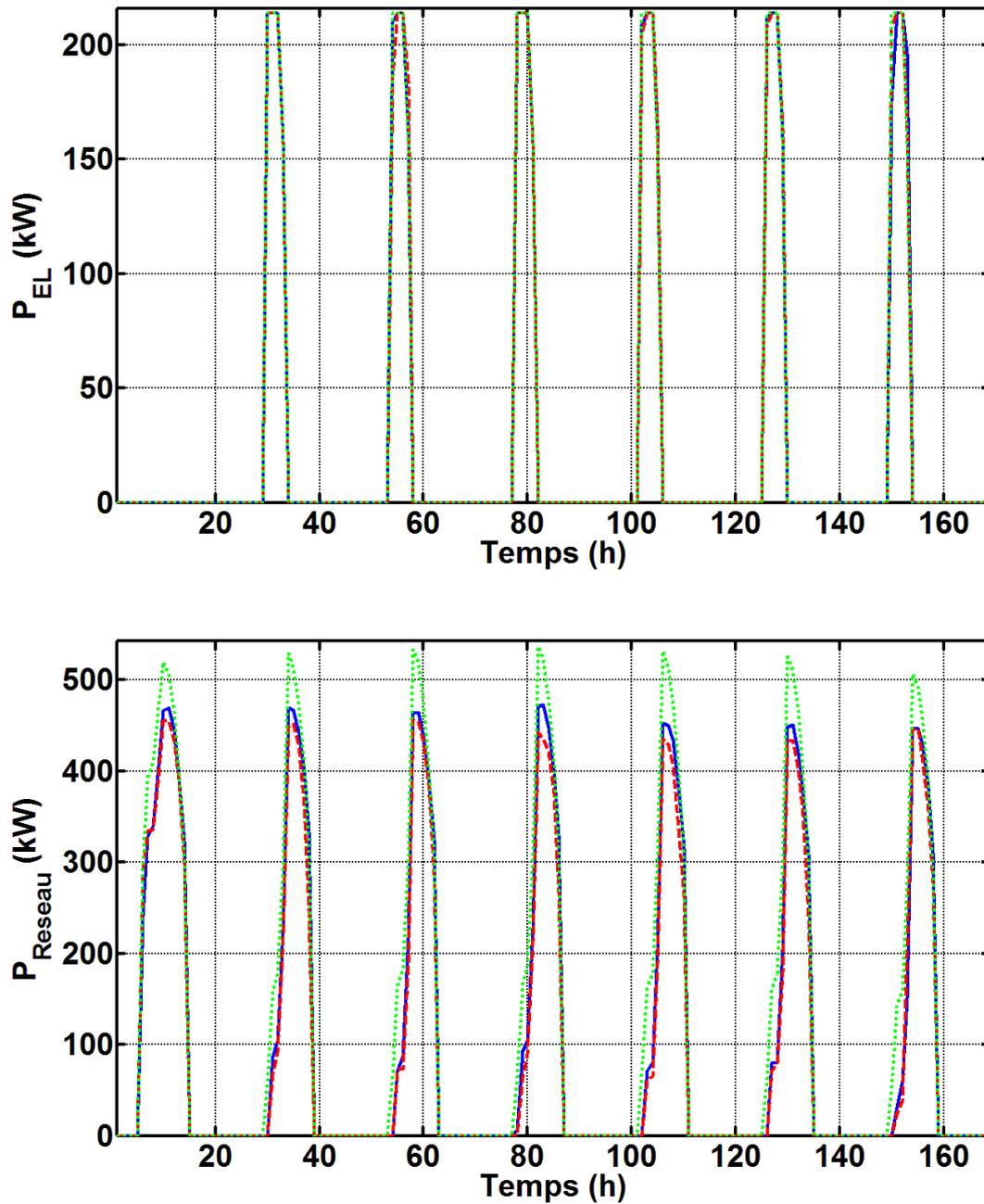


Fig. IV-13 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d'été, partie 2)

- : Simulation avec les données mesurées ;
- - : Simulation avec les données prédites par ANN ;
- ... : Simulation avec les données prédites par ARMA

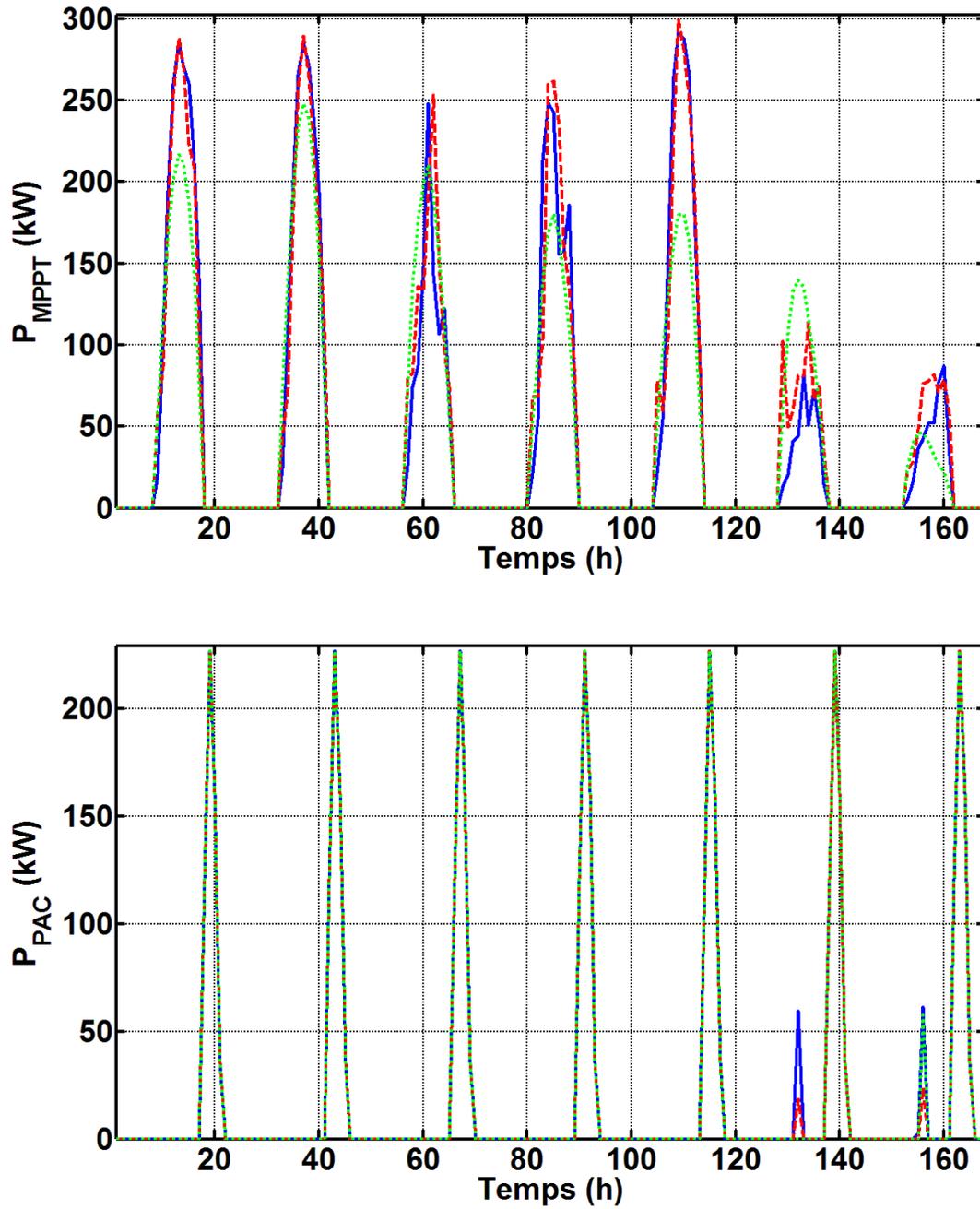


Fig. IV-14 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d'hiver, partie 1)

- ‘—’ : Simulation avec les données mesurées ;
- ‘- -’ : Simulation avec les données prédites par ANN ;
- ‘...’ : Simulation avec les données prédites par ARMA

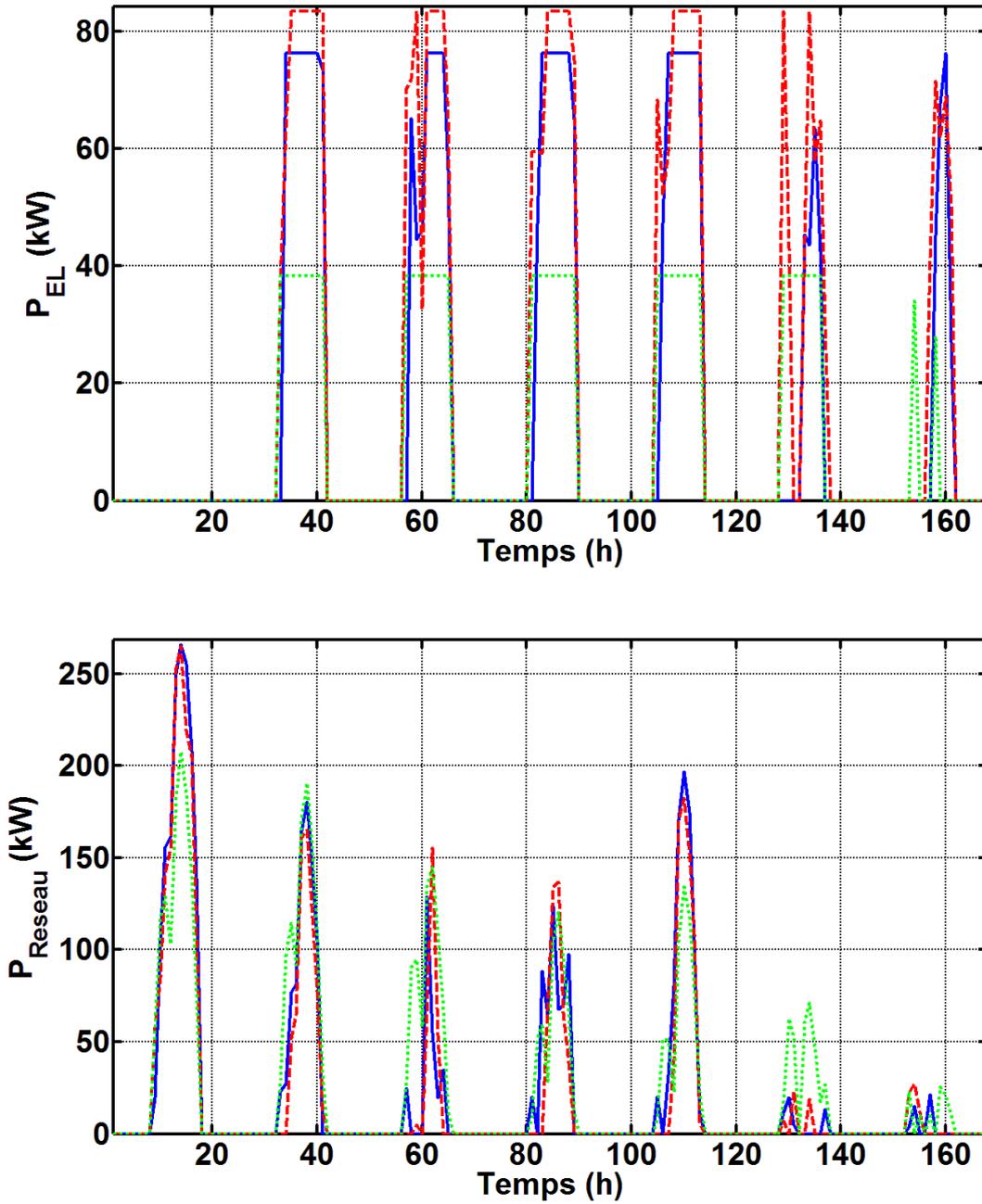


Fig. IV-15 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d'hiver, partie 2)

- '—' : Simulation avec les données mesurées ;
- '- - -' : Simulation avec les données prédites par ANN ;
- '...' : Simulation avec les données prédites par ARMA

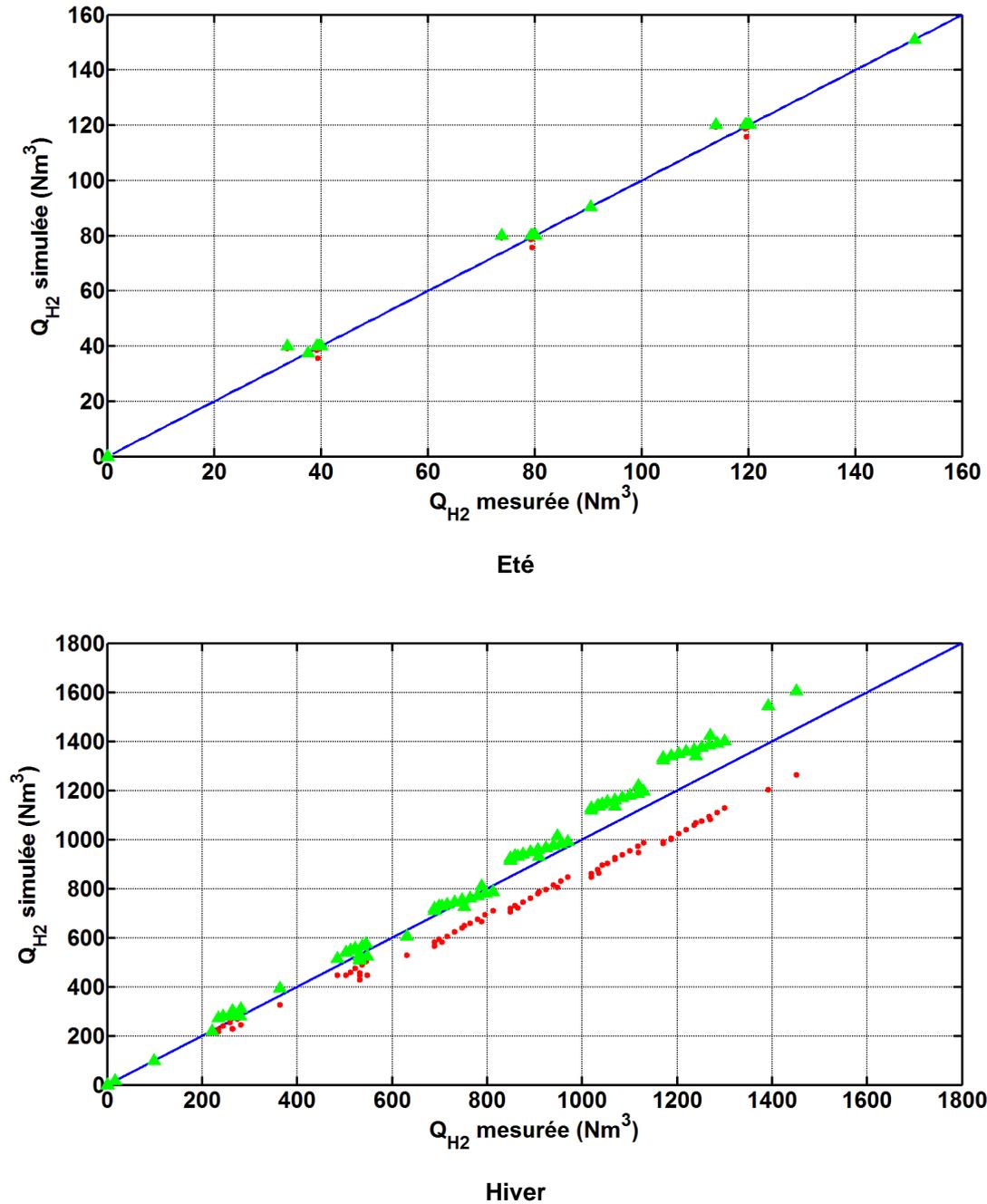


Fig. IV-16 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles pour la quantité d' H_2 (semaines d'été et d'hiver)

'—' : Droite $Y=X$; '•' : ANN ; '▲' : ARMA

IV. 4. 4. Conclusions

Le but de cette partie était de définir un outil de prédiction pour la gestion énergétique de l'instrument MYRTE. Le principal objectif est de pouvoir maîtriser l'évolution des gaz

dans les réservoirs et donc l'énergie potentiellement disponible. A la vue de cette étude nous pouvons affirmer que la prédiction en période estivale est relativement bonne (excepté pour P_{Reseau} avec le prédicteur ARMA). Lorsque l'on compare les différents paramètres de sortie d'ORIENTE en utilisant des données météorologiques mesurées et d'autres simulées par les prédicteurs (ANN et ARMA), nous avons les résultats suivants :

- Un RMBE qui oscille entre - 8,73 et + 0,26 % pour ANN et entre 0 et 51,66 % (14,56 % si l'on ne tient pas compte de P_{Reseau}) pour ARMA.
- Un RRMSE qui oscille entre 0 et 18,19 % pour ANN et entre 0 et 132,22 % (18,73 % si l'on ne tient pas compte de P_{Reseau}) pour ARMA.
- Un CC qui oscille entre 0,85 et 1 pour ANN et entre 0,88 et 1 pour ARMA.

Malheureusement, pour la période hivernale, les indicateurs statistiques RMBE et RRMSE sont plus élevés ce qui implique que la prédiction via ANN et ARMA est moins performante.

Pour cette période, nous observons les résultats suivants :

- Un RMBE qui oscille entre - 4,33 et + 47,94 % pour ANN et entre - 0,2 et 40,28 % pour ARMA.
- Un RRMSE qui oscille entre 16,81 et 128,24 % pour ANN et entre 1,11 et 116,18 % pour ARMA.
- Un CC qui oscille entre 0,63 et 0,99 pour ANN et entre 0,3 et 0,99 pour ARMA.

Une combinaison des deux modèles pourrait résoudre ce problème ; celle-ci est en cours d'étude pour être insérée dans le contrôle-commande de la plateforme technologique MYRTE.

Chapitre 5

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Le micro-réseau de La Nouvelle

V.1. Introduction	170
V. 1. 1. Contexte.....	170
V. 1. 2. Potentiel énergétique de La Nouvelle	173
V. 1. 3. Architecture électrique et contrôle commande	174
V. 1. 4. Données météorologiques et profils de charge	178
V.2. Dimensionnement du système.....	181
V. 2. 1. Caractéristiques de dimensionnement	181
V. 2. 2. Courbes de dimensionnement	182
V. 2. 3. Etude détaillée des systèmes optimum	187
V. 2. 4. Comparaison avec le logiciel HOMER	191
V. 2. 5. Impact du taux de défaillance sur le système.....	194
V.3. Etude économique	195
V.4. Conclusions.....	196

Chapitre 5

Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Le micro-réseau de La Nouvelle

Sur les vingt dernières années, le développement économique de l'île de la Réunion s'est accompagné d'une croissance soutenue des consommations d'énergie. Entre 1980 et 2000 celle-ci a été multipliée par 2,5. Cette évolution a été encore plus marquée pour l'électricité puisque sur la même période la demande pour cette forme d'énergie a quadruplé. Il était donc urgent de mettre en œuvre une politique régionale de maîtrise de l'énergie et de recours aux EnR pour la production d'électricité : c'est ce que propose le PRERURE [102]. Celui-ci privilégie une politique de demande et d'offre énergétique autour de deux éléments-clé. Ces derniers sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et la valorisation des EnR à l'île de la Réunion. Les principaux objectifs sont notamment l'autonomie de la production électrique à l'horizon 2025, et apporter une contribution à la limitation des émissions des GES [103-104]. Le développement de la filière H₂ à l'île de la Réunion, en accord avec les objectifs du PRERURE, est donc actuellement en plein essor.

Dans ce chapitre, nous présenterons le projet de micro-réseau électrique envisagé sur l'îlet de La Nouvelle (situé à la Réunion dans le cirque de MAFATE) qui a pour objectif l'autonomie énergétique de l'îlet tout en étant en accord avec le PRERURE. En effet, celui-ci sera composé de sources énergétiques renouvelables (PV et micro-hydraulique) ainsi que d'un système de stockage basé sur l'H₂ (électrolyseur, réservoirs de gaz et d'eau, et PAC).

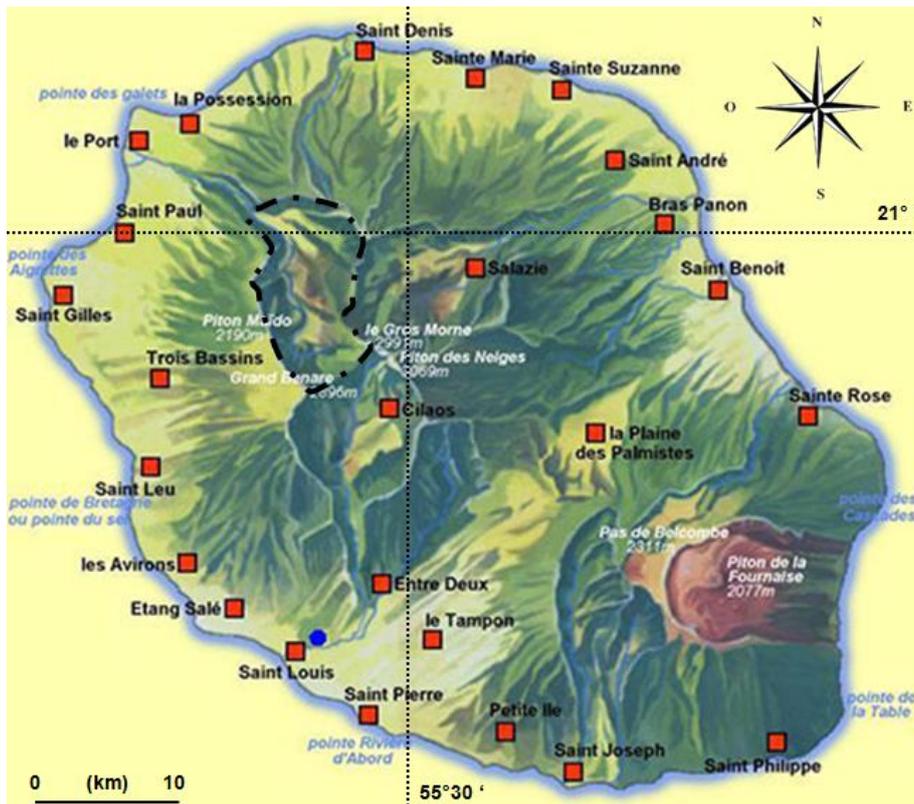
Le but de ce chapitre est de définir le système EnR/H₂ optimal à installer sur le site de La Nouvelle afin que le micro-réseau électrique puisse fonctionner correctement. Nous regarderons le cas où l'alimentation de la charge se fait avec LLP ≥ 0 %.

V.1. Introduction

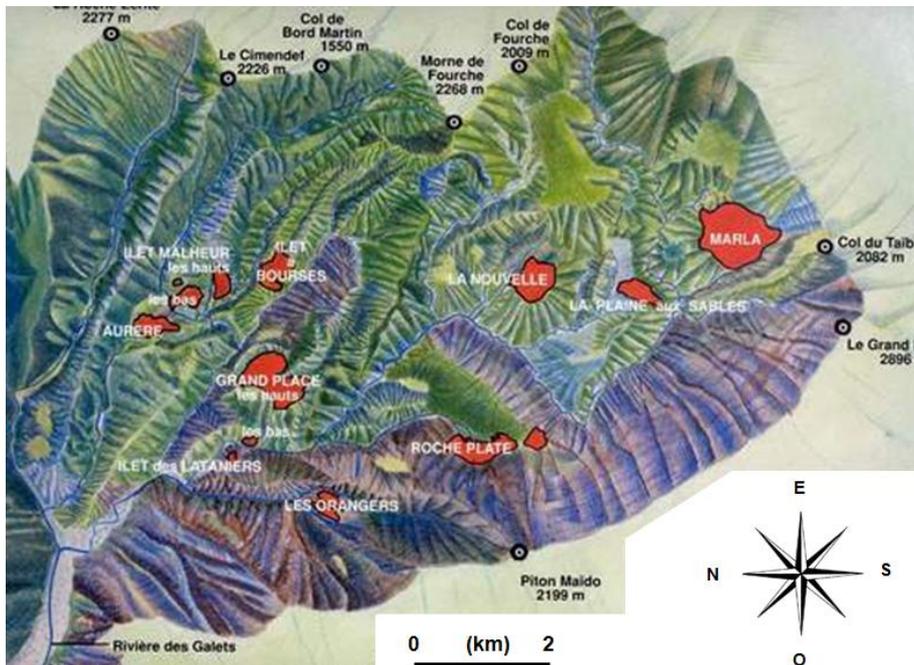
V. 1. 1. Contexte

Le cirque de Mafate (Fig. V-1) est le cirque le plus enclavé de l'île de la Réunion, il n'est en effet connecté à aucun réseau d'approvisionnement en eau ou électrique. Il est depuis toujours, synonyme d'isolement et d'inaccessibilité. Pour s'y rendre, il n'existe que deux voies, celle des airs (rotations d'hélicoptères permettant l'acheminement du matériel, de l'alimentation, du carburant pour les GE,...) et celle des sentiers de randonnée. En effet, la difficulté de son accès, due à son relief tourmenté et chaotique (résultat de l'ancien volcan de l'île), empêche la route de pénétrer au cœur de ce sanctuaire naturel. Le cirque, d'une superficie de 104 km², s'étend sur le territoire de deux communes (1/3 sur Saint-Paul et 2/3 sur La Possession) séparées par la Rivière des Galets. La population de ce cirque, environ 750 personnes, est principalement répartie sur 10 îlets (La Nouvelle, Grande Place, îlet à Malheur, îlet à Bourses, Aurère, îlet des Lataniers, îlet aux Orangers, Marla, Roche Plate et la Plaine aux Sables).

Depuis 1997, ce site électriquement isolé, a été le siège de projets annuels d'électrification rurale décentralisée [105], avec des panneaux photovoltaïques, s'appuyant sur le programme de défiscalisation. Avant cela, quelques actions ponctuelles d'électrification avaient été menées, mais sans systématiquement proposer une exploitation efficace et pérenne des systèmes installés. Toutefois ces plans de financements ont montré leurs limites. Un rapport sous-traité par l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) [106], faisant un état des lieux de la situation en 2006 révèle plusieurs problèmes alarmants sur l'îlet de La Nouvelle (similaires dans les autres îlets). En effet, on observe notamment une recrudescence de l'utilisation des groupes électrogènes diesel pour palier l'augmentation de la consommation et les défauts des systèmes PV installés (intermittences, maintenances,...). En effet, entre 2004 et 2006, on note un accroissement de puissance de 16 % des GE contre 0 % pour les systèmes PV.



(A)



(B)

Fig. V-1 : Plans

(A) : Île de la Réunion, '—' : Cirque de Mafate ; (B) : Cirque de Mafate (zoom)

Actuellement pour l'îlet de La Nouvelle [105], la répartition en puissance des productions électriques est de 19 % pour les panneaux photovoltaïques et 81 % pour les groupes électrogènes. Pour la répartition en énergie des systèmes de production d'électriques, on a 20 % pour les systèmes PV et 80 % pour les GE. On dénombre en effet respectivement 84 installations solaires pour une puissance totale installée de 70 kWc et 20 GE pour une puissance totale installée de 260 kVA. Ces chiffres ne prennent pas en compte les parcs de batteries présents sur le site, en effet, le nombre d'installations n'étant pas connu exactement, il est difficile de faire une estimation. Néanmoins, on sait que les parcs de batteries arrivent en fin de vie (leurs installations datant de 2000), ce qui laisse supposer une faible influence sur les répartitions données ci-dessus.

Il y a donc une problématique environnementale prégnante pour le cirque. En effet, on constate non seulement une augmentation des rotations d'hélicoptères (pour l'acheminement du carburant) mais aussi des nuisances sonores et surtout de la pollution de l'air avec le rejet de gaz à effets de serre. Il existe donc actuellement une réflexion régionale sur la mise en œuvre d'une nouvelle politique énergétique pour le cirque de Mafate qui permettrait de limiter l'utilisation de ces groupes électrogènes. Parmi les pistes étudiées figure la possibilité de créer des micro-réseaux électriques pour chaque îlet, alimentés par des sources renouvelables d'énergies. L'installation de ces micro-réseaux implique nécessairement la mise en œuvre de systèmes de stockage énergétiques comme par exemple l'hydrogène.

La création d'un micro-réseau a plusieurs avantages, il permet notamment une optimisation des moyens de production par la mutualisation des équipements (diminution des coupures), ainsi que la pérennisation des installations actuelles (mutualisation des consommations, de l'entretien,...) pour subvenir aux besoins énergétiques tout en diminuant les coûts pour les utilisateurs.

L'îlet de La Nouvelle (1420 m d'altitude) a été choisi comme cas d'étude, car en plus d'être l'îlet le plus peuplé (approximativement 150 habitants), il est également le plus touristique et le plus rapide d'accès (depuis le cirque de Salazie par le col des Bœufs, soit 2 heures de marche).

Afin de définir les éléments pouvant composer ce micro-réseau, nous avons effectué un bilan du potentiel énergétique de La Nouvelle.

V. 1. 2. Potentiel énergétique de La Nouvelle

Le potentiel de surface des toitures pour accueillir des panneaux PV est quasiment atteint avec les installations actuelles car les toits ne sont généralement pas suffisamment solides pour accueillir de nouvelles installations. L'ARER a donc mis en évidence une zone adaptée où l'on pourrait implanter un champ PV (Fig. V-2) de puissance 180 à 200 kWc. Cette puissance pourrait donc venir en complément de celle déjà installée en toiture.



Fig. V-2 : Plan de La Nouvelle

— : Zone adaptée pour implanter un nouveau champ PV d'environ 200 kWc

De plus, il existe d'après le Parc National des Hauts un potentiel micro-hydraulique considérable sur La Nouvelle. Cette énergie est d'autant plus intéressante qu'elle est mobilisable à tout instant. Il existe dans la ravine Cimendal une canalisation abandonnée d'un dénivelé de 150 m entre le captage et la turbine potentielle, qui a été réalisée pour amener de l'eau dans l'îlet. En tenant compte de la pluviométrie du site, l'ARER a estimé une puissance inexploitée de 24,3 kW utilisable à tout instant de l'année [106-107].

Par contre, l'îlet ne bénéficie pas d'un gisement éolien suffisant pour alimenter des éoliennes. Météo-France a relevé des données montrant que 92,1 % de l'année, le vent ne dépasse pas 4,5 m/s à 10 m du sol [106-107]. De même, le potentiel biogaz (via la méthanisation) ne peut être utilisé, en effet la récupération des déchets organiques semble très

délicate [106-107]. Concernant le potentiel de bois de chauffe, il y aurait d'après l'ONF (Office National des Forêts) des ressources abondantes, mais aucune estimation chiffrée n'est disponible [106-107].

En conclusion, les seules sources disponibles pour l'alimentation électrique de l'îlet sont le photovoltaïque et la micro-hydraulique. C'est donc à l'aide de ces deux sources que nous définirons un dimensionnement du micro-réseau.

Etant données les sources disponibles et la technologie de stockage envisagée, l'architecture électrique du micro-réseau se dessine naturellement.

V. 1. 3. Architecture électrique et contrôle commande

L'architecture électrique envisagée pour cette étude est représentée ci-dessous (Fig. V-3).

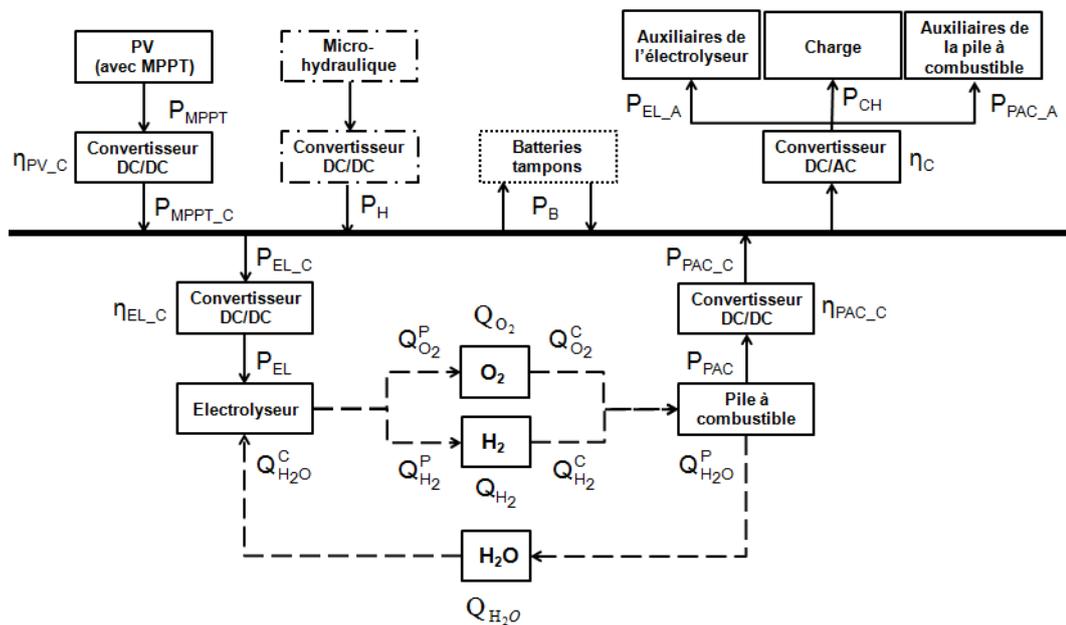


Fig. V-3 : Architecture du micro-réseau

'—' : Élément présent ; '—•' : Élément susceptible d'être présent ; '•••' : Élément tampon ; '—' : BUS ; '→' : Flux électrique ; '— →' : Flux de gaz et d'eau ;

Avec

P_H Puissance fournie par la source micro-hydraulique en tenant compte de son convertisseur (W)

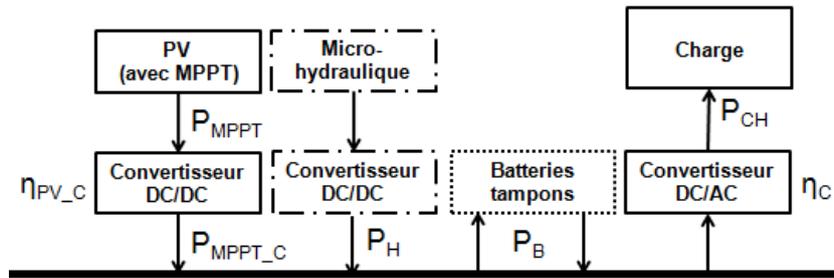
On peut également définir dès à présent E_H , qui correspond à l'énergie fournie par la source micro-hydraulique, en tenant compte de son convertisseur, au cours de la simulation.

Le système comporte un champ photovoltaïque, un électrolyseur, une pile à combustible, les convertisseurs associés, des réservoirs de gaz et d'eau, une possible source micro-hydraulique et des batteries « tampons ». Les hypothèses de fonctionnement concernant ces dernières sont les mêmes que celles utilisées pour l'application site isolé.

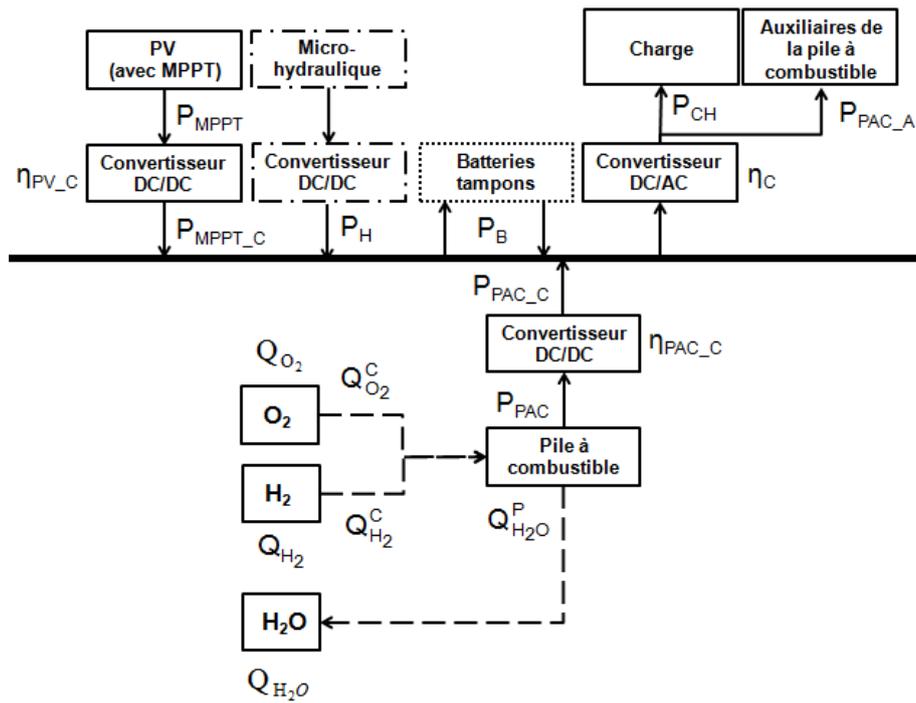
Dans le cas où la source micro-hydraulique est utilisée, elle alimente uniquement la charge. Lorsque sa consommation est plus faible que les 24,3 kW (puissance maximale pouvant être fournie par la source micro-hydraulique), la production de la source est limitée afin de s'ajuster parfaitement à la consommation de la charge (Fig. V-4 – Cas 1 sans le PV et son convertisseur). Dans le cas contraire, le champ photovoltaïque (Fig. V-4 – Cas 1) et/ ou (Fig. V-4 – Cas 2 ou Cas 3) la pile à combustible viennent apporter le complément. Lorsqu'il y a un supplément de puissance PV, celui-ci est envoyé à l'électrolyseur (Fig. V-4 – Cas 4) dans la mesure où celui-ci peut l'accepter. Dans le cas contraire, la production PV est dégradée.

Dans le cas où il n'y a pas de source micro-hydraulique, le champ PV alimente en priorité la charge (Fig. V-4 – Cas 1), si la production de celui-ci n'est pas suffisante ou est nulle, la PAC vient en complément (Fig. V-4 – Cas 2 ou Cas 3). Le fonctionnement de l'électrolyseur reste identique au cas précédent (Fig. V-4 – Cas 4).

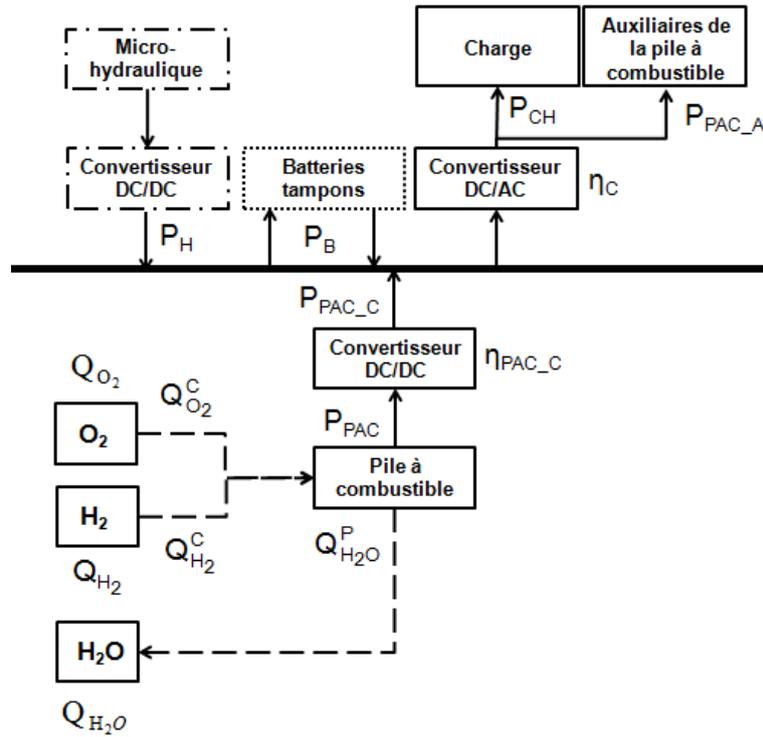
Il est à noter que lorsque l'électrolyseur ou la pile à combustible sont en fonctionnement, leurs auxiliaires le sont également, et que les batteries sont toujours présentes de part leurs fonctions. La charge et les auxiliaires sont alimentés via un convertisseur.



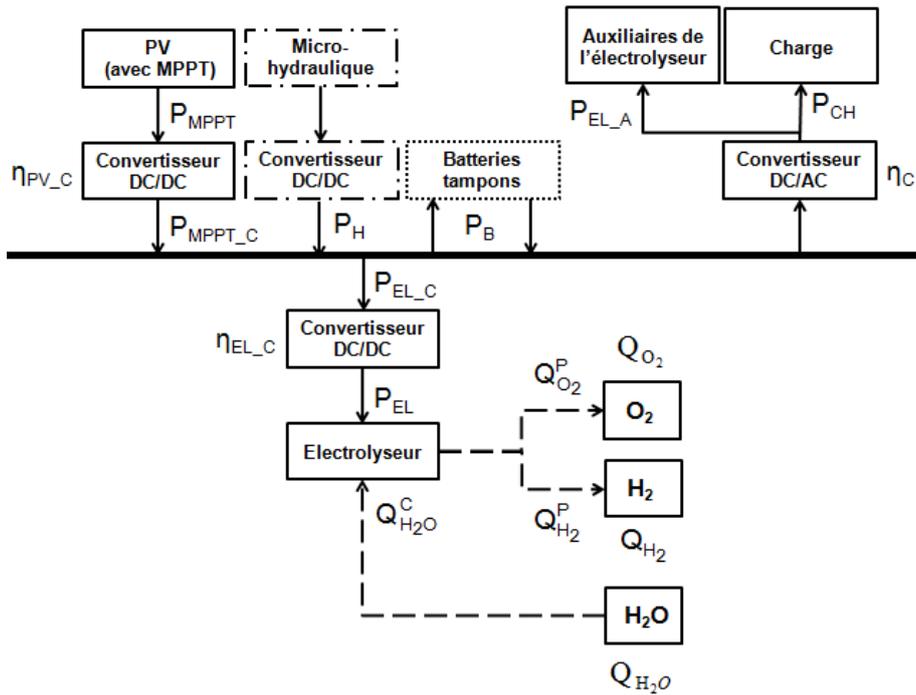
Cas 1



Cas 2



Cas 3



Cas 4

Fig. V-4 : Contrôle commande

‘—’ : Élément présent ; ‘-•-’ : Élément susceptible d’être présent ; ‘...’ : Élément tampon ; ‘—’ : BUS ; ‘→’ : Flux électrique ; ‘— →’ : Flux de gaz et d’eau ;

L'architecture électrique et le contrôle commande étant à présent définis, il est nécessaire de connaître les données météorologiques et les profils de charge, puisqu'ils représentent les données d'entrées du code numérique.

V. 1. 4. Données météorologiques et profils de charge

Nous avons actuellement à notre disposition le rayonnement horaire (pour une inclinaison de 0°) et la température ambiante horaire de l'îlet de La Nouvelle pour une année moyenne (Fig. V-5). Les données de celle-ci correspondent à des moyennes effectuées sur la base des relevés de la station météorologique in situ sur la période de 1991 à 2006.

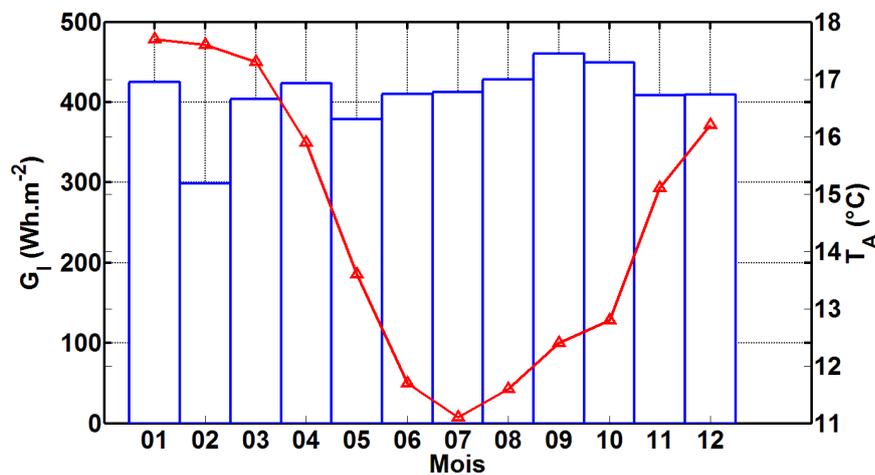


Fig. V-5 : Profils météorologiques

‘ \square ’ : Ensoleillement global (pour une inclinaison de 0°) mensuel moyen ; ‘ $\text{---}\triangle\text{---}$ ’ : Température ambiante mensuelle moyenne

Le site de La Nouvelle dispose d'un ensoleillement important et d'une température ambiante relativement agréable. Nous observons en effet en moyenne sur l'année, respectivement 409 Wh/m^2 et $14,4 \text{ }^\circ\text{C}$. On remarque sur la figure précédente que l'ensoleillement et la température ambiante moyenne mensuelle varient respectivement de $298,9$ à $460,6 \text{ Wh/m}^2$ et de $11,1$ à $17,7 \text{ }^\circ\text{C}$. Il y a néanmoins le mois de février qui est un peu particulier d'un point de vue ensoleillement. En effet il est $26,9 \%$ plus faible que la moyenne annuelle alors que le 2^{ème} mois le plus éloigné de celle-ci l'est de $12,6 \%$.

Une étude de diagnostic énergétique, dont la consommation actuelle de l'îlet, a été menée par l'ARER [106-107]. Compte tenu de la consommation importante, des solutions

techniques et économiques sur la MDE ont été proposées afin de diminuer l'impact économique et environnemental des dimensionnements des systèmes qui doivent être effectués. En effet, certaines consommations, telles que les chauffages et/ou les systèmes d'ECS (Eau chaude Sanitaire) ne sont pas adaptées à ce type de site. C'est pourquoi une réflexion sur les besoins en consommation s'avère nécessaire.

Nous étudierons ainsi 2 profils de charge, celui qui est en vigueur actuellement et celui qui tient compte de la MDE. Ils ont été tous les deux fournis par l'ARER. A ces profils viendront s'en ajouter deux autres : en effet l'hypothèse de l'utilisation de la source micro-hydraulique (disponibilité totale sur l'année) revient à créer une base énergétique garantie de puissance 24,3 kW qui permet de réduire les deux précédents profils. La figure V-6 représente le bilan énergétique sur l'année de chacun des profils de charge étudiés.

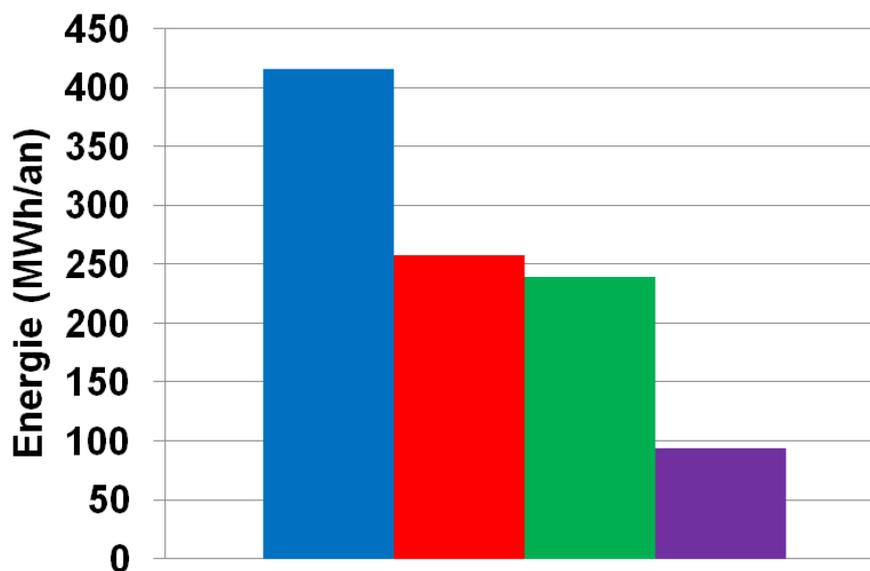


Fig. V-6 : Profils de charge

- : Profil de consommation actuelle sans la ressource micro-hydraulique (P1) ;
- : Profil de consommation actuelle avec la ressource micro-hydraulique (P2) ;
- : Profil de consommation MDE sans la ressource micro-hydraulique (P3) ;
- : Profil de consommation MDE avec la ressource micro-hydraulique (P4) ;

On observe un rapport de 1,6 entre le profil P1 et P2, et un rapport de 2,5 entre le profil P3 et P4. On note également un rapport de 1,7 entre le profil P1 et P3. Si l'on regarde maintenant le rapport entre le profil le plus contraignant (P1) et le profil le plus avantageux (P4), nous avons un rapport de 4,4.

En moyenne, nous avons une énergie journalière consommée, pour les profils P1 et P3, qui est respectivement de 1,14 et 0,65 MWh/jour. Sachant le nombre d'habitants de l'îlet, on obtient une consommation journalière par habitant de respectivement 7,58 et 4,36 kWh/(jour.habitant).

Les deux figures suivantes (Figs. V-7 et V-8) représentent respectivement les journées types (journées creuses et pleines en hiver ainsi qu'en été) pour les profils de charge P1 et P3. Pour P3, sa construction a été telle qu'il n'y a plus de distinction entre l'hiver et l'été, mais seulement entre les journées creuses et pleines. Pour P1, les journées creuses sont identiques en hiver et en été, excepté de 19 h à 21 h. Il en est de même pour les journées pleines. Durant ces trois heures, il y a une majoration de la puissance de 52 à 59 % entre les journées pleines, et de 61 à 72 % pour les journées creuses. Les puissances sont, pendant ces heures, plus élevées en hiver. On observe respectivement, une diminution de 25 et de 57 % entre les hauts pics de consommation en matinée et en journée pour les profils P1 et P3.

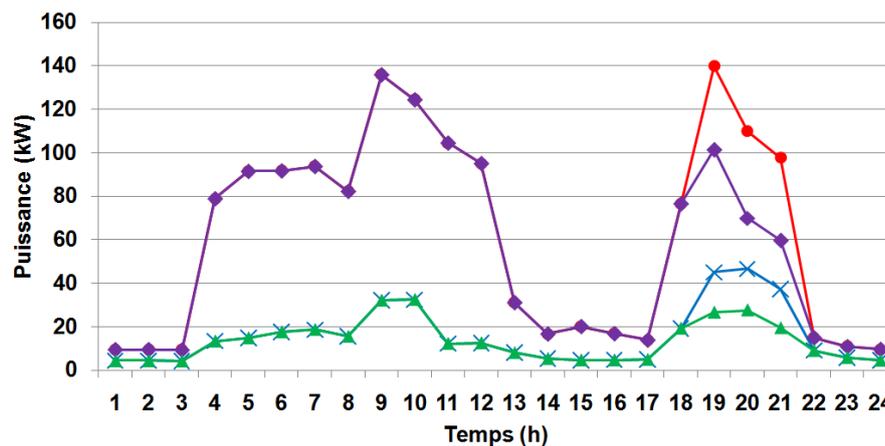


Fig. V-7 : Profil de charge P1 pour les journées types

'—X—' : journée creuse en hiver ; '—●—' : journée pleine en hiver ; '—▲—' : journée creuse en été ; '—◆—' : journée pleine en été

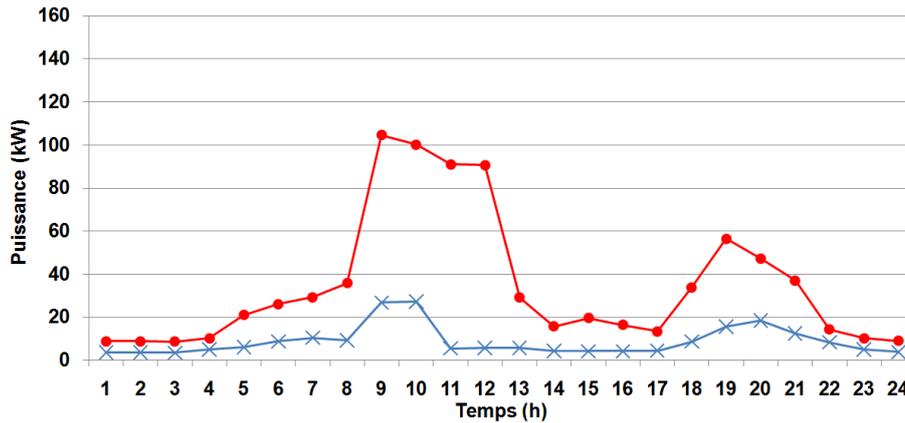


Fig. V-8 : Profil de charge P3 pour les journées types

'-X-': journée creuse en hiver et en été ; '-●-': journée pleine en hiver et en été

La comparaison entre les profils P2 et P4 est tout à fait similaire (les puissances sont plus faibles, mais les rapports identiques), puisque le passage entre P1 et P2, et entre P3 et P4, se fait de façon identique.

A présent que les profils d'entrée du programme sont définis, nous allons pouvoir passer à l'étude de dimensionnement du système afin d'obtenir le système optimal pour chacun des 4 profils de charge.

V.2. Dimensionnement du système

V. 2. 1. Caractéristiques de dimensionnement

Le type de panneaux PV utilisé, par le logiciel ORIENTE pour ce projet, est le même que pour l'application MYRTE (confère chapitre 4). Il en sera de même pour les caractéristiques de l'électrolyseur, de la pile à combustible et de leurs auxiliaires (confère chapitre 4). Nous considérerons que les convertisseurs installés ont des courbes de rendement identiques (respectivement 90 % et 98 % de rendement à 10 et 100 % de la puissance nominale du convertisseur).

Maintenant que les paramètres propres à chacun des composants du micro-réseau électrique sont spécifiés, nous allons chercher tous les couples (P_{PV} ; Q_{H_2}) satisfaisant la charge sans engendrer de défaillance. Nous avons choisi, pour cela, un pas d'incrémentation pour P_{PV} de 25 modules soit approximativement 4,6 kWc.

V. 2. 2. Courbes de dimensionnement

Nous avons représenté (Fig. V-9), pour les 4 profils de charge, les quantités d' H_2 produites et consommées ainsi que la taille du réservoir d' H_2 nécessaires à l'autonomie du système sur le temps de la simulation, en fonction de la puissance PV installée.

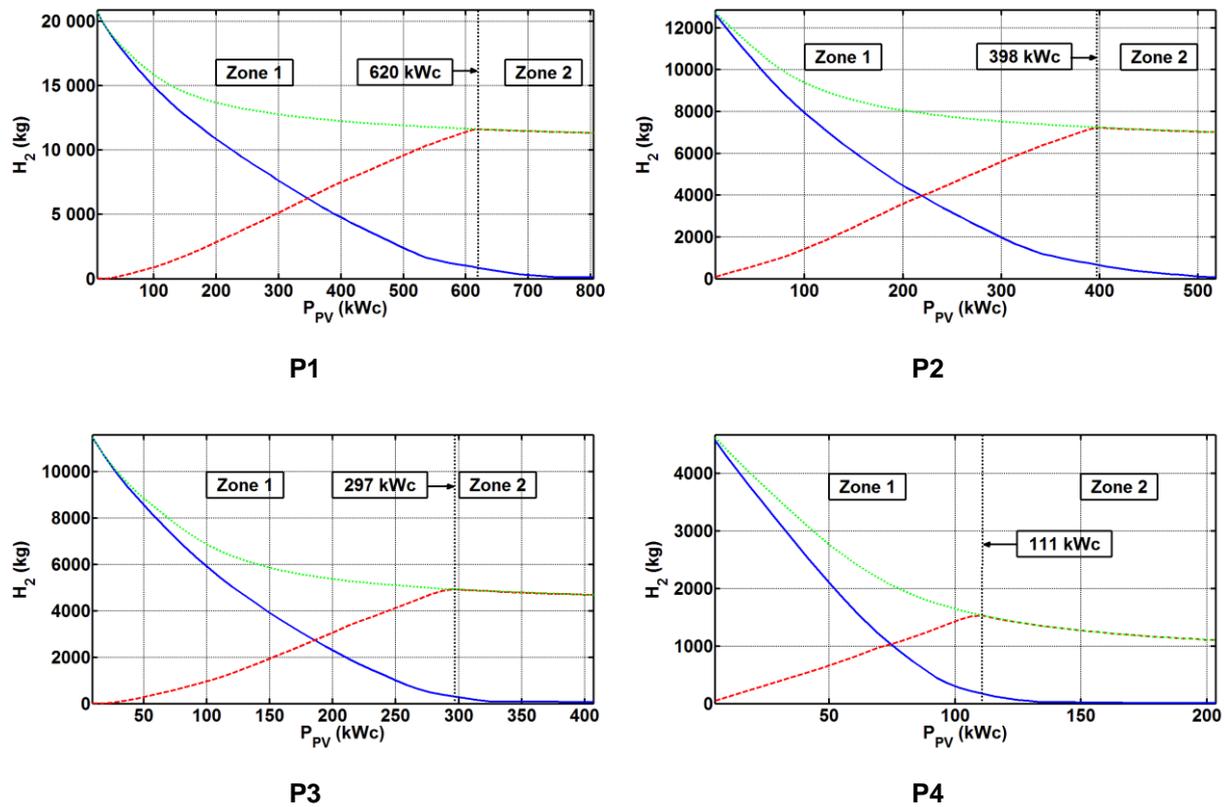


Fig. V-9 : Quantités d' H_2 en fonction de la puissance PV installée

'—' : Taille du réservoir d' H_2 ; '—' : Quantité d' H_2 produite ; '...' : Quantité d' H_2 consommée

Tout comme pour les précédents chapitres, nous avons précisé la frontière de la reproductibilité du système (zones 1 et 2).

De manière générale, on remarque, tout à fait logiquement, sur cette figure que plus la puissance PV installée est grande, plus la taille du réservoir d' H_2 diminue. En effet, lorsque la puissance PV installée est faible (début de la zone 1), il y a peu de surplus de puissance PV pour alimenter l'électrolyseur, donc pour créer de l' H_2 , par contre la PAC doit alimenter très régulièrement la charge, d'où une consommation importante d' H_2 . Lorsque la puissance PV installée augmente (fin de la zone 1 jusqu'au seuil de reproductibilité), il y a beaucoup de surplus de puissance PV, donc une grande production d' H_2 , à l'opposé, la PAC fonctionne moins donc consomme moins d' H_2 (la quantité consommée restant supérieure à la quantité

produite, au moins jusqu'au seuil). Lorsque la puissance PV installée est située après le seuil de reconductibilité, la quantité d' H_2 dans les réservoirs lors de la simulation, évolue régulièrement autour de la taille maximale des réservoirs, ce qui engendre une baisse de la production d' H_2 puisque le système ne peut pas électrolyser lorsque les stockages sont pleins. La consommation d' H_2 continue également de décroître puisque le champ PV alimente plus la charge et par conséquent, la PAC fournit moins de puissance à celle-ci. Néanmoins, on observe une stagnation de la consommation et de la production d' H_2 lorsque la puissance PV installée est très grande (fin de la zone 2), en effet le profil de charge étant diurne et nocturne, quelque soit la puissance PV installée, la PAC devra alimenter la charge la nuit.

La figure V-10 représente, pour les 4 profils de charge, les différents flux énergétiques, c'est-à-dire l'énergie électrolysée, l'énergie fournie par la PAC et l'énergie PV dégradée, en fonction de la puissance PV installée. On observe que l'énergie électrolysée augmente fortement avec la puissance PV installée. Néanmoins, lorsque le seuil de reconductibilité est atteint, l'énergie électrolysée diminue et à l'opposé, l'énergie dégradée, qui jusque là augmentait faiblement, croît très fortement. En effet, après le seuil de reconductibilité, la quantité d' H_2 dans les réservoirs lors de la simulation, évolue plus souvent autour de la taille maximale des réservoirs, ce qui impose une baisse de l'énergie électrolysée puisque celle-ci ne peut pas avoir lieu lorsque les stockages sont pleins. Il est donc nécessaire de dégrader le MPPT, ce qui engendre une augmentation de l'énergie non utilisée. L'énergie fournie par la PAC diminue avec l'augmentation de la puissance PV installée. A ce moment là, le champ PV peut fournir plus de puissance à la charge, et par conséquent, la PAC doit en fournir moins. On remarque également une stagnation de l'énergie fournie par la PAC, lorsque la puissance PV installée est importante (fin de la zone 2), l'explication étant similaire à celle de la consommation d' H_2 dans la même partie de courbe.

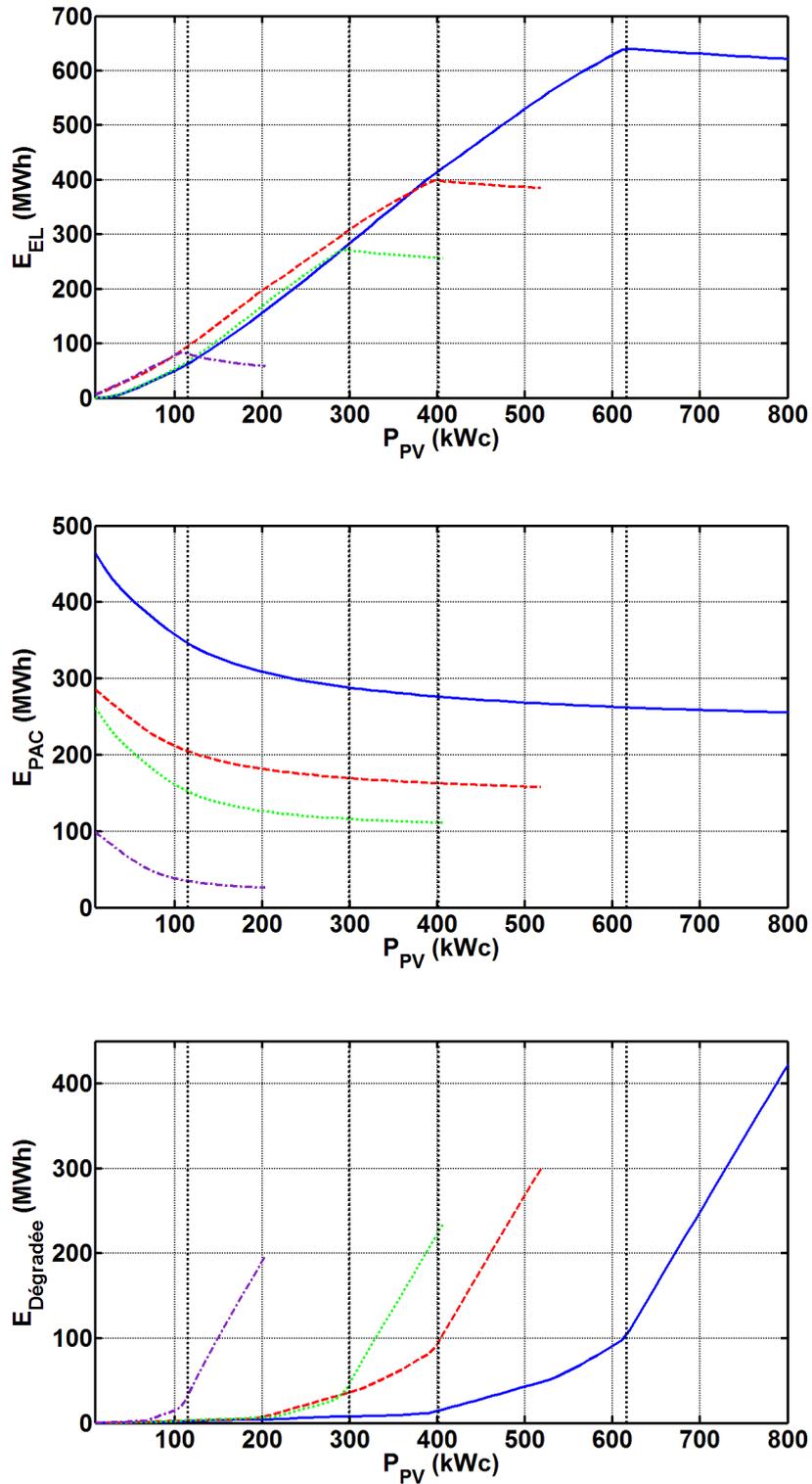


Fig. V-10 : : Flux énergétiques en fonction de la puissance PV installée

‘—’ : P1 ; ‘- - -’ : P2 ; ‘...’ : P3 ; ‘- · -’ : P4

Nous avons représenté (Fig. V-11), pour les 4 profils de charge, le taux de couverture de la charge (pour le PV et la PAC) en fonction de la puissance PV installée. On observe que plus la puissance PV installée augmente, plus le taux de couverture PV augmente et

inversement, plus le taux de couverture de la PAC diminue. Cependant, on observe une stagnation de ces 2 taux (comportement asymptotique) lorsque la puissance PV installée est très grande (fin de la zone 2). A ce moment là, le champ PV est capable de subvenir seul au besoin diurne de la charge et la PAC n'a besoin d'alimenter la charge que la nuit.

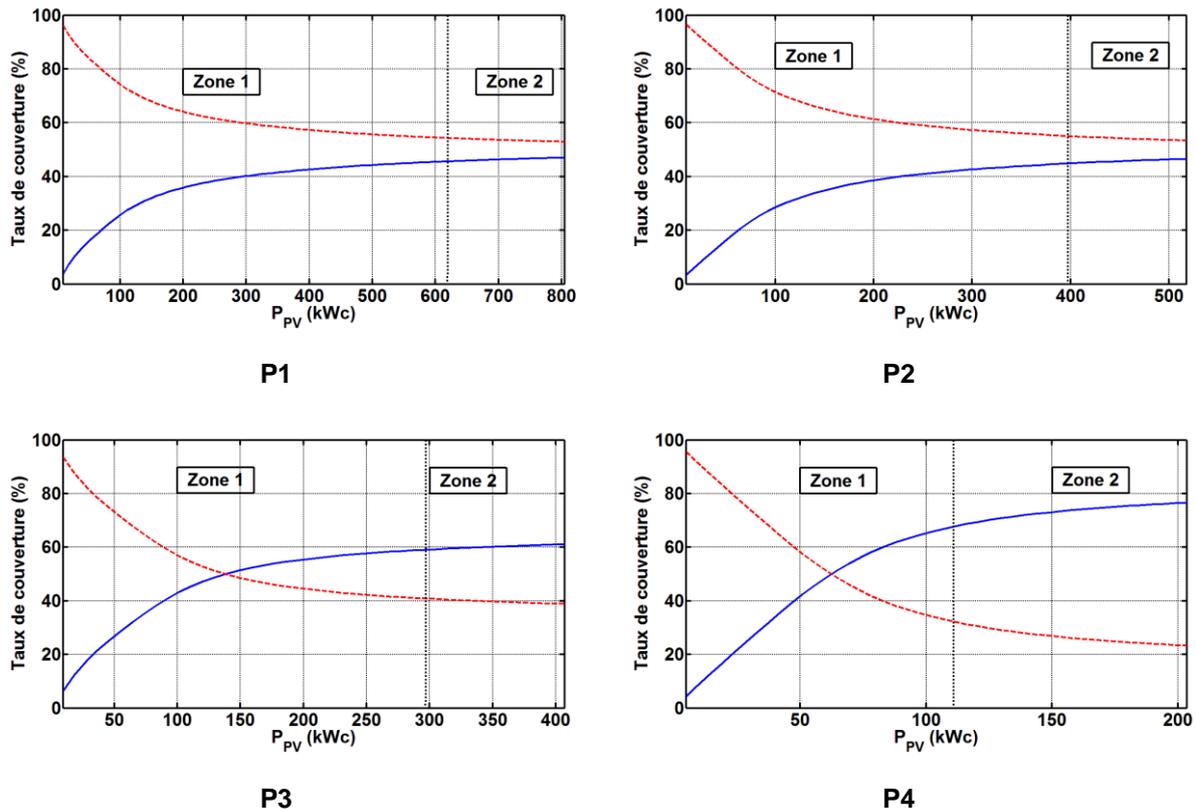


Fig. V-11 : Taux de couverture de la charge en fonction de la puissance PV installée

— : PV ; - - : Pile à combustible

On remarque pour les profils P3 et P4, contrairement à P1 et P2, que les taux de couverture du PV et de la PAC se croisent. En effet, les profils MDE sont tels que lorsque la puissance PV installée est suffisante, celle-ci satisfait les consommations journalières de la charge. La figure V-12 représente, pour les 4 profils de charge, le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC en fonction de la puissance PV installée. On remarque que plus la puissance PV installée est grande, plus le temps de fonctionnement de la PAC diminue, en effet le temps de fonctionnement est corrélé avec l'énergie fournie par la PAC. Il est donc logique qu'elles suivent les mêmes tendances. De la même manière, mais de façon moins évidente, on observe un comportement similaire entre le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et l'énergie électrolysée. Cette différence s'explique par le fait que pour un même temps de fonctionnement l'électrolyseur ou la PAC peuvent respectivement absorber ou fournir une quantité d'énergie plus ou moins grande.

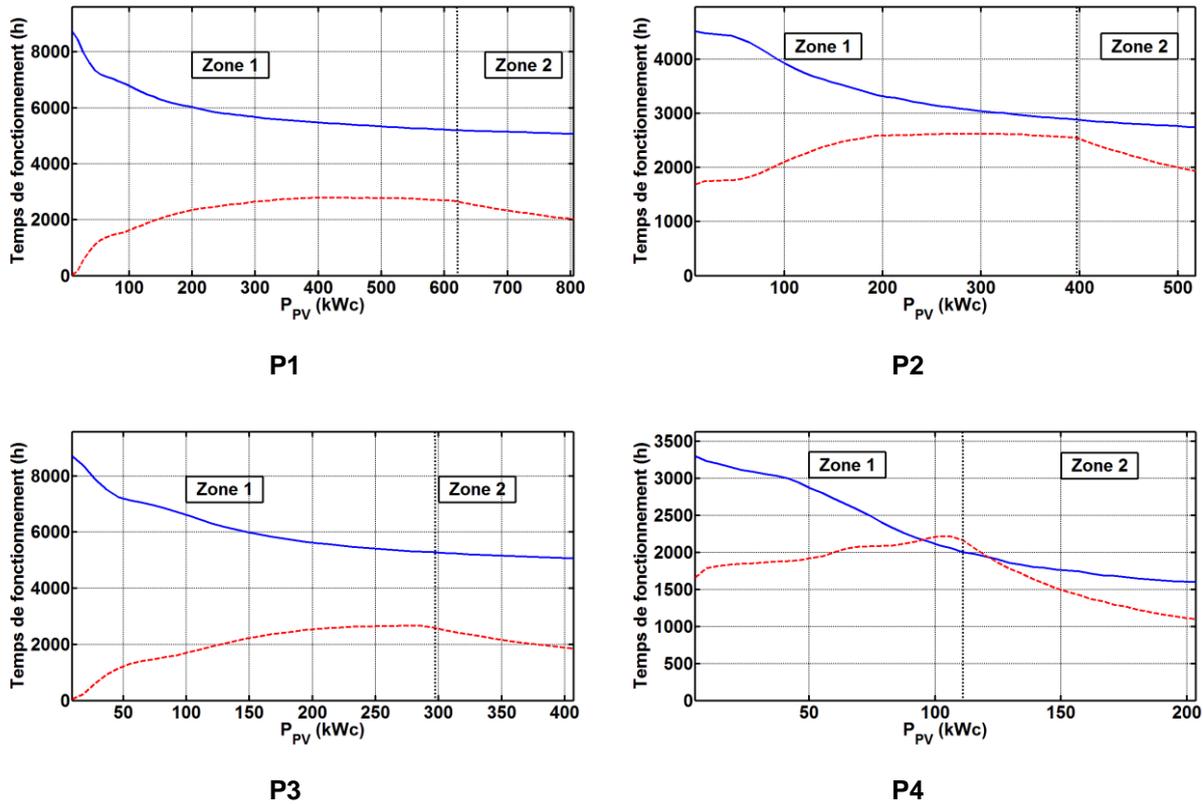
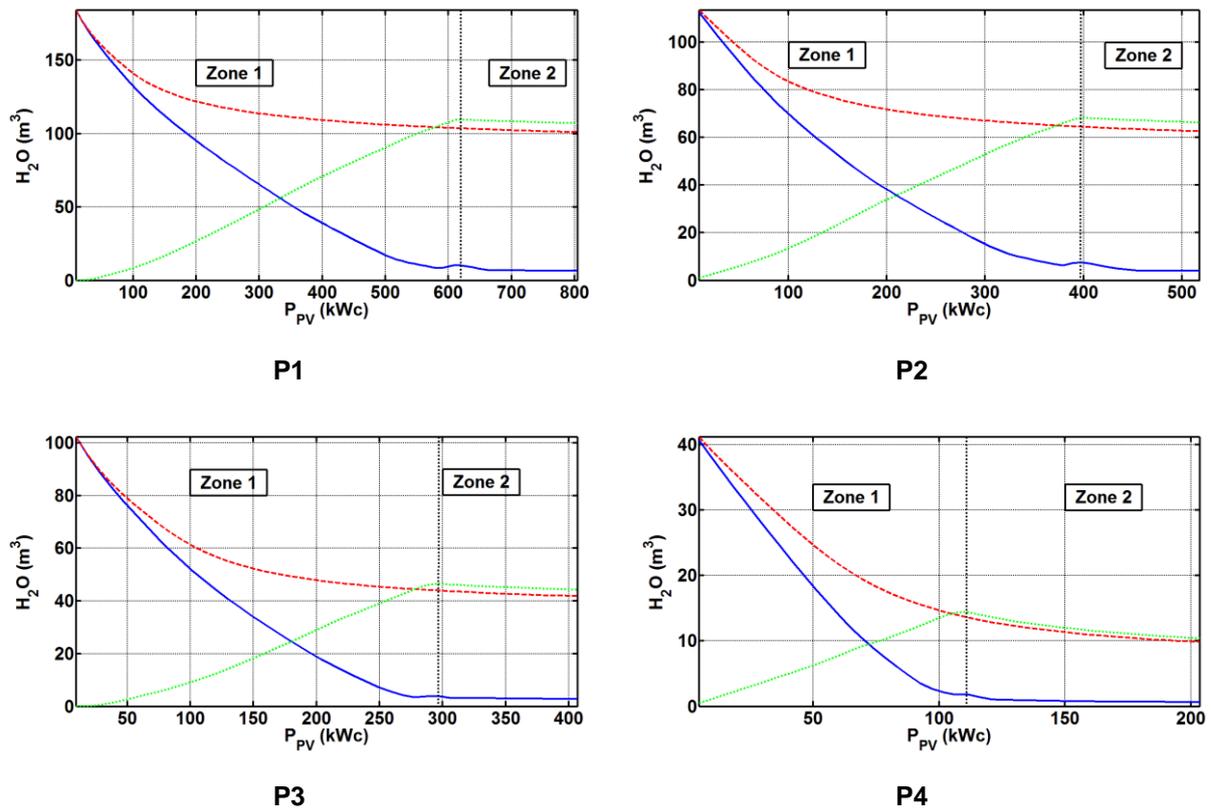


Fig. V-12 : Temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Pile à combustible ; '---' : Electrolyseur

Pour les profils MDE, les temps de fonctionnement de la PAC et de l'électrolyseur sont plus proches car l'aide de la micro-hydraulique permet à la PAC d'alimenter moins souvent la charge, et à l'électrolyseur de recevoir plus régulièrement de la puissance du champ PV.

Nous avons représenté (Fig. V-13), pour les 4 profils de charge, la quantité d'H₂O produite, consommée ainsi que la taille du réservoir d'H₂O nécessaire à l'autonomie du système sur le temps de la simulation, en fonction de la puissance PV installée.

Le comportement de la consommation et de la production d'H₂O est inversé par rapport à celui de l'H₂ et de l'O₂, par contre, il est similaire pour la taille du réservoir. On observe toutefois une légère augmentation de ce dernier lorsque l'on est proche du seuil de reproductibilité car à ce moment là, la consommation d'H₂O devient plus importante que la production.

Fig. V-13 : Quantités d'H₂O en fonction de la puissance PV installée

‘—’ : Taille du réservoir d' H₂O ; ‘- - -’ : Quantité d' H₂O produite ; ‘...’ : Quantité d' H₂O consommée

V. 2. 3. Etude détaillée des systèmes optimum

Le tableau V-1 récapitule tous les paramètres (la puissance des composants, l'énergie absorbée, fournie ou transitante par les composants, la taille des réservoirs, le taux de couverture, le temps de fonctionnement) des systèmes optimum associés à chacun des profils de charge. Nous avons également précisé dans celui-ci, le nombre de jour d'autonomie, c'est-à-dire la quantité d'H₂ disponible dans les réservoirs pour alimenter la charge uniquement à l'aide de la PAC. Pour ce calcul, nous avons utilisé une consommation journalière moyenne de la charge.

	P1	P2	P3	P4
P_{PV} (kWc)	620	398	296	111
Q_{H_2} (kg)	864	673	324	174
Nombre de jour d'autonomie dans les réservoirs	26	32	17	23
P_{MPPT_C} (kW)	644	413	308	115
$P_{N_EL_C}$ (kW)	515	334	229	93
P_{N_EL} (kW)	515	334	229	94
P_{N_PAC} (kW)	159	132	119	92
$P_{N_PAC_C}$ (kW)	156	129	117	90
P_{N_C} (kW)	192	150	128	90
E_{MPPT} sans dégradation du MPPT (MWh)	1058	679	505,3	189,5
E_{MPPT_C} (MWh)	1022,7	656,4	488,5	183,2
E_{EL_C} (MWh)	658,9	410,8	279,5	86,2
E_{EL} (MWh)	640,5	399,3	271,6	83,6
E_{PAC} (MWh)	262	163,1	116,5	35,9
E_{PAC_C} (MWh)	251,8	158,2	109,4	33,8
E_{CH} (MWh)	415	415	239	239
E_H (MWh)	0	158	0	145,3
Energie dégradée (MWh)	110,1	90,1	40,6	25,1
TC_{PV} (%)	45,7	44,9	59,1	67,7
TC_{PAC} (%)	54,3	55,1	40,9	32,3
TF_{PAC} (h)	5203	2883	5282	2006
TF_{EL} (h)	2656	2544	2604	2164
Q_{O_2} (kg)	3457	2689	1293	694
Q_{H_2O} (m ³)	10,3	7,6	3,9	1,9

Tab. V-1 : Récapitulatif des résultats pour les 4 systèmes optimum installés

Il y a respectivement une diminution de 52,2 % et 62,5% pour la taille du champ PV installé et la taille du réservoir d'H₂, entre les profils P1 et P3. De même, on a une diminution de 72,1 % et 74,1 % entre P2 et P4.

Si l'on compare maintenant les profils P1 et P2, on a une diminution de 35,8 % et 22,1 % pour la taille du champ PV installé et la taille du réservoir d'H₂. De même que pour les profils P3 et P4, on a une diminution de 62,5 % et 46,3 %.

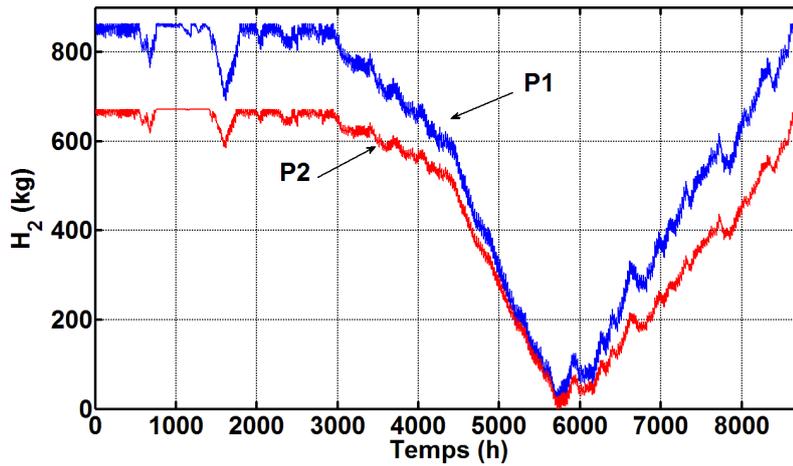
Le taux de couverture PV est meilleur pour les profils P3 et P4, car celui-ci a diminué certaines consommations énergivores non essentielles de la nuit. La PAC fournit moins d'énergie, d'où une diminution de son taux de couverture. On a une diminution de 24,7 % et 41,4 % respectivement entre P1 et P3, et entre P2 et P4.

Le temps de fonctionnement de la PAC est plus faible pour les profils P2 et P4. En effet, celle-ci apporte une base énergétique à la charge qui permet à la PAC de devoir moins fonctionner. On a une diminution de 44,6 % et 62 % respectivement entre P1 et P2, et entre P3 et P4.

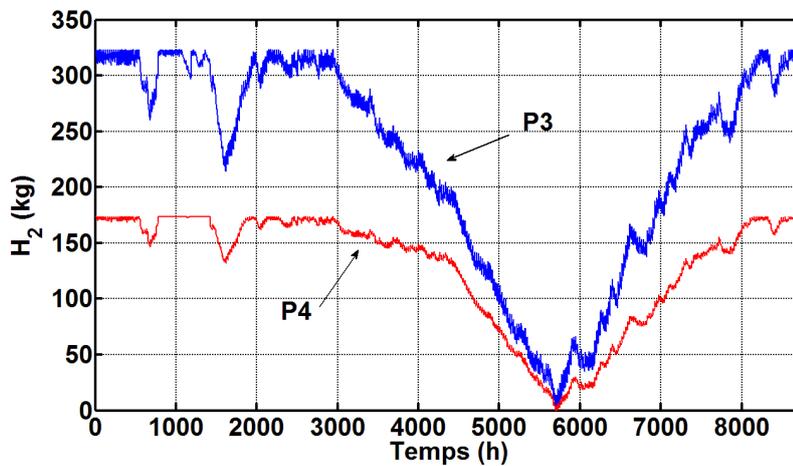
L'énergie non valorisée est non négligeable. On observe approximativement un rapport de 10, 8, 12 et 8 respectivement pour les profils de charge P1, P2, P3 et P4, entre l'énergie PV produite (sans dégradation) et l'énergie non valorisée (Energie PV dégradée).

Nous avons représenté (Fig. V-14), l'évolution de la quantité d'H₂ dans les réservoirs au cours de la simulation, pour les 4 profils de charge étudiés.

Nous avons un rapport de 1,3 et de 1,8 respectivement entre P1 et P2 et entre P3 et P4 concernant la taille du réservoir d'H₂ nécessaire à l'autonomie du système. De la même manière, si l'on compare P1 avec P3 et P2 avec P4, on observe un rapport de 2,6 et de 3,6.



(A)



(B)

Fig. V-14 : Evolution de la quantité d' H_2 dans les réservoirs au cours du temps

(A) : '—' : P1 ; '—' : P2

(B) : '—' : P3 ; '—' : P4

Nous avons bien pour les 4 profils de charge une quantité de gaz approximativement identique au début et à la fin de la simulation. Bien que les profils de charge soient énergétiquement différents, ils ont été créés sur la même base, ce qui se perçoit parfaitement sur les courbes. En effet, les allures sont tout à fait semblables.

On aperçoit également une brusque chute dans les réservoirs, celle-ci se produit, selon le profil, d'avril (~ 3000 heures) à août (~ 6000 heures), ce qui correspond à l'hiver tropical. On comprend aisément ce phénomène à l'aide de la figure V-15. Celle-ci montre en effet, la différence entre le cumul de l'ensoleillement et celui de la consommation de la charge. La

quantité d' H_2 dans les réservoirs est au plus bas (vers 5800 heures) lorsque le cumul de la consommation de la charge est le plus proche du cumul de l'ensoleillement.

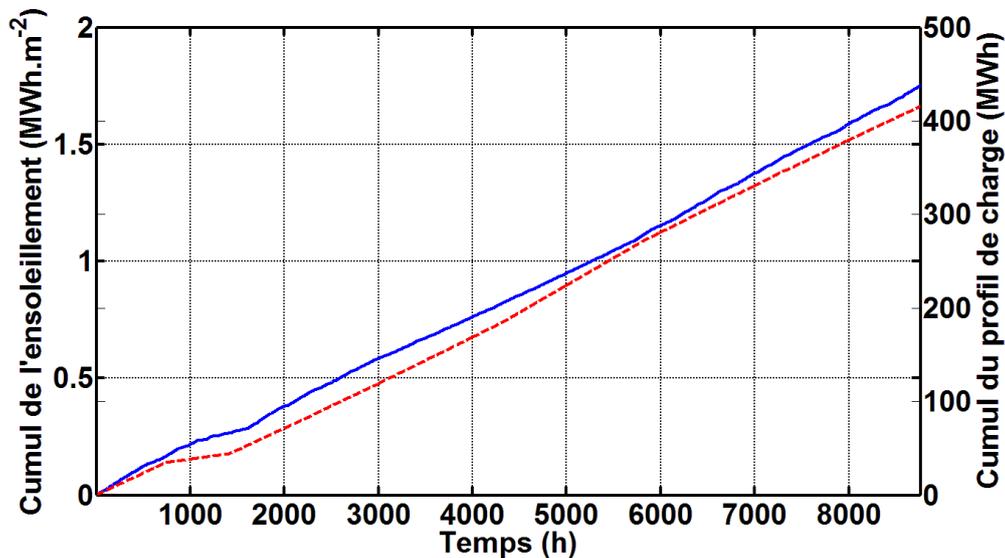


Fig. V-15 : Comparaison entre le cumul de l'ensoleillement et celui de la consommation de la charge

— : Cumul de l'ensoleillement ; - - - : Cumul de la consommation de la charge

V. 2. 4. Comparaison avec le logiciel HOMER

L'ARER, à l'aide du logiciel HOMER a effectué une étude similaire pour les profils de charge P2 et P4 [106-107]. Comparons donc à présent les résultats issus des deux logiciels.

Le tableau V-2 compare les résultats issus d'HOMER et d'ORIENTE, pour les profils de charge P2 et P4. Pour se faire, nous avons choisi un autre couple (P_{PV} ; Q_{H_2}) afin de faire coïncider les puissances PV installées des deux logiciels. En effet, les systèmes optimum pour HOMER et ORIENTE sont à des puissances PV différentes. Pour ces deux comparaisons, la puissance issue de la source micro-hydraulique (24,3 kW) est bien sur identique. Les paramètres P_{Max_J} et P_{Max_S} , qui sont donnés dans le tableau, représentent respectivement le plus grand pic de consommation de la charge en journée et en soirée.

Profil	Logiciel	P_{PV} (kWc)	P_{Max_J} (kW)	P_{Max_S} (kW)	P_{PAC} (kW)	P_{EL} (kW)	Q_{H_2} (kg)
P2	HOMER	500	111,7	115,7	110	280	1000
	ORIENTE	500			132	425	128
P4	HOMER	190	80,7	32,7	55	70	200
	ORIENTE	190			92	160	13

Tab. V-2 : Tableau de comparaison

Commençons tout d'abord par comparer les résultats des deux logiciels pour le profil de charge P2. Pour HOMER, la puissance nominale de la PAC est légèrement plus petite (de 22 kW). En effet l'optimisation des éléments du système, dont la PAC, est faite en autorisant une défaillance du système ($LLP \neq 0$ %). Toutefois, la défaillance (critère fixé par l'ARER) ne doit pas dépasser 1 % du temps de la simulation ($LLP \leq 1$ %). Pour ORIENTE, l'optimisation est faite pour un système non défaillant, ce qui explique la différence. Si l'on fixe la puissance de la PAC à 110 kW pour cette même simulation dans le logiciel ORIENTE, on obtient une défaillance du système de 90 heures, ce qui correspond à un pourcentage de défaillance de 1,02 %. Ce premier constat montre que la puissance de la PAC fixée par HOMER, contrairement à ORIENTE, ne permet pas de passer le plus haut pic de consommation de la charge.

En ce qui concerne l'électrolyseur, on a une nouvelle fois une puissance nominale plus faible pour HOMER (de 145 kW). De la même manière que précédemment, si l'on insère cette puissance d'électrolyseur dans ORIENTE, on remarque que l'électrolyseur aurait pu absorber des puissances supérieures à 280 kW. On compte en effet 388 valeurs où la puissance pouvant être reçue par l'électrolyseur est comprise entre 280 et 425 kW (soit 4,4 % du temps de la simulation). Une différence notable entre les 2 logiciels est que HOMER fait également une optimisation économique alors qu'ORIENTE fait une optimisation purement énergétique, ce qui explique le choix de la puissance nominale. Le choix d'HOMER ne permet pas d'électrolyser la totalité de l'énergie PV disponible, cette énergie doit être dégradée, ce qui augmente l'énergie non valorisable. Bien qu'il existe toujours une quantité d'énergie dégradée, ORIENTE la minimise de part le dimensionnement de l'électrolyseur.

Pour la taille du réservoir d' H_2 , la différence est beaucoup plus importante. On peut attribuer une partie de cet écart à différents paramètres tels que :

- le rendement des différents convertisseurs ;
- la consommation des auxiliaires de la PAC et de l'électrolyseur ;
- la puissance nominale de l'électrolyseur.

Il n'est malheureusement pas possible de faire coïncider tous les paramètres puisque nous n'avons pas accès aux données précises de l'optimisation effectuée par HOMER. Toutefois, si l'on modifie les paramètres cités plus haut, dans la simulation effectuée par ORIENTE, c'est-à-dire si l'on choisit un électrolyseur de 280 kW, des convertisseurs avec des rendements plus faibles (respectivement 86 % et 94 % de rendements à 10 et 100 % de la puissance nominale du convertisseur), et une consommation de 20 % des auxiliaires de l'électrolyseur et de la PAC, on obtient un réservoir d' H_2 nécessaire de 984 kg, soit 1,6 % d'écart avec le résultat d'HOMER.

En ce qui concerne les résultats des deux logiciels pour le profil de charge P4, on observe des différences similaires que l'on peut expliquer de la même façon que pour le profil P2. Comme précédemment, si l'on ajuste la puissance de la PAC d'ORIENTE avec celle d'HOMER, nous obtenons une défaillance du système de 11 heures (0,1 % du temps). De la même façon pour l'électrolyseur, on remarque que celui-ci aurait pu absorber 251 fois des puissances comprises entre 70 et 160 kW (2,9 % du temps).

On remarque que certains paramètres ont une influence capitale sur la taille des réservoirs de gaz à installer. Il est donc nécessaire d'avoir les caractéristiques les plus précises possibles afin de minimiser les erreurs de dimensionnement.

Nous allons à présent étudier l'impact sur la taille du réservoir d' H_2 selon le taux de défaillance que l'on autorise au système.

V. 2. 5. Impact du taux de défaillance sur le système

Le logiciel ORIENTE étant créé dans un but d'optimiser un système non défaillant, il n'est pas naturel de lui demander des résultats de systèmes avec un $LLP > 0$. Pour connaître le LLP via ORIENTE, nous avons dû procéder de la manière suivante :

Si l'on prend l'exemple du profil P1, on connaît le couple optimum ($P_{PV} = 620 \text{ kWc}$; $Q_{H_2} = 864 \text{ kg}$) pour satisfaire la charge sans défaillance. On garde maintenant le même système excepté que l'on fixe une taille de réservoir plus faible (inférieure à 864 kg). On considère que le système est défaillant à chaque fois que la PAC doit alimenter la charge, avec des réservoirs vides. Après avoir comptabilisé ces événements, on obtient le LLP correspondant. On remarque, à la vue de l'allure de la figure V-14, que les défaillances se produiront de façon rapprochée durant l'hiver tropical. Cette approche du LLP est différente de celle faite par HOMER, puisque pour celui-ci les défaillances sont ponctuelles, et se produisent lorsque la puissance demandée à la PAC est trop importante (par rapport à sa puissance nominale).

Un code annexe sera développé afin d'autoriser un $LLP \neq 0 \%$. A terme, ce code sera inséré dans ORIENTE, ce qui permettra d'élargir l'éventail de possibilité du code de dimensionnement.

Le tableau (Tab. V-3) compare les résultats des systèmes optimum, pour les 4 profils de charge, selon le LLP.

	LLP (%)	P1	P2	P3	P4
Q_{H_2} (kg)	0	864	673	324	174
	0.5	840	660	314	170
	1	831	653	307	168
	2	808	641	297	162
	3	795	634	291	156
	4	787	626	286	154
	5	778	619	283	152

Tab. V-3 : Systèmes optimum selon le LLP

Lorsque l'on passe d'une défaillance de 0 à 0,5 % (soit 44 heures de panne sur l'année), cela engendre une diminution de la taille du stockage de 1,9 à 3,1 % selon le profil de charge. De 4 à 5 %, on a une diminution de 8 à 12,6 % (438 heures de panne).

On remarque qu'un taux de défaillance, même de 5 % n'engendre pas une forte diminution sur la taille des réservoirs selon la méthode LLP utilisée ici.

V.3. Etude économique

Intéressons-nous maintenant, d'un point de vue économique, au système optimum installé satisfaisant le profil P4 (LLP = 0 %). Les caractéristiques de ce système sont récapitulées dans le tableau V-1.

A l'aide de l'analyse économique développée dans le § II.8, ainsi que des hypothèses de coût (Tab. II-3), nous pouvons déduire les résultats suivants :

- Le coût d'investissement initial nécessaire pour installer le système s'élève à 2,833 M€. Ce prix prend également en compte l'hypothèse de l'installation du sous-système micro-hydraulique (46 k€) [105].
- Le coût de maintenance du système sur une durée de 5 ans (soit sans aucun sous-système remplacé) s'élève à 198,4 k€.
- Le coût du kWh par rapport à la consommation sur les années est de 2,54 €/kWh⁻¹.

Le coût du kWh est sans conteste important, mais les technologies de stockage d'énergie via l'hydrogène sont encore très récentes, leurs coûts restent donc très élevés. Nous envisageons prochainement d'insérer des batteries dans le logiciel ORIENTE, cela nous permettra de comparer les coûts des différents systèmes : l'hydrogène ou les batteries comme seul moyen de stockage où la combinaison des deux.

Le coût du kWh prévu par l'ARER pour le système optimum qui a été déterminé, à l'aide d'HOMER, est de 1,76 €/kWh⁻¹ [105]. Il y a donc un écart non négligeable entre les deux coûts prévisionnels, sachant que :

- HOMER autorise un LLP = 5 % ce qui diminue la taille de certains sous-système
- Les hypothèses concernant les coûts sont différentes. Pour l'ARER, dans le cas de la PAC, le coût d'investissement initial du composant est de 8000€/kW⁻¹ et le coût de maintenance dépend du nombre d'heures de fonctionnement de celle-ci.

V.4. Conclusions

En conclusion, nous pouvons affirmer que seul le profil de charge P4 ($P_{PV} = 111$ kWc ; $Q_{H_2} = 174$ kg), c'est-à-dire le profil MDE ayant une source micro-hydraulique, a les caractéristiques nécessaires pour être installé sur l'îlet de la Nouvelle. En effet, le site ne permet qu'une puissance photovoltaïque totale de 270 kWc (installation existante plus capacité du nouveau champ PV pouvant être installé). Le profil de charge P3 ($P_{PV} = 296$ kWc ; $Q_{H_2} = 324$ kg) pourrait être une éventualité, mais il faudrait revoir la MDE afin de diminuer une nouvelle fois la consommation énergétique.

Ces résultats prennent en compte plusieurs hypothèses, et comme nous l'avons vu, lors de la comparaison avec HOMER, les modifications de certains paramètres peuvent engendrer des écarts considérables. C'est pourquoi il semble judicieux d'avoir une idée précise de ces variables. Celles que nous avons choisies lors de l'optimisation pour l'électrolyseur et la PAC sont issues de la société HELION, et elles sont tout à fait semblables à celles qui seront installés pour le projet MYRTE. Cela nous conforte donc dans les résultats que nous avons affichés.

En ce qui concerne le LLP, une défaillance de 5 % du temps, n'engendre qu'une diminution du stockage d' H_2 de 8 à 12,6 % selon le profil de charge. Cette solution peut être envisagée si l'on souhaite diminuer les coûts d'installation. En effet, lorsque le regarde le coût du kWh pour le profil de charge P4 (soit $2,54 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$), il semble intéressant d'utiliser cette possibilité.

Conclusion générale

Les systèmes hybrides composés d'une ou plusieurs sources renouvelables d'énergie, et d'un moyen de stockage basé sur l'hydrogène (via un électrolyseur et une pile à combustible) répondent à la problématique posée par le contexte énergétique actuel. En effet, ces systèmes sont une solution énergétique alternative et durable contribuant à la diminution de la consommation des énergies fossiles, ne dégageant pas de gaz à effet de serre, et permettant une régulation des flux énergétiques sur le réseau électrique à l'aide du stockage à long terme qu'est l'hydrogène.

L'objectif de cette thèse était de réaliser un code numérique de dimensionnement des systèmes hybrides EnR/H₂, capable de dimensionner des applications telles que l'électrification de sites isolés, la gestion énergétique de micro-réseaux électriques et l'écrêtage de pointes de puissance sur un réseau électrique. Chacune de ces applications a été étudiée dans le cadre du projet PEPITE financé par ANR (ANR-07-PANH-012).

Afin de réaliser cet objectif, nous avons tout d'abord effectué un bref état de l'art des projets recensés sur ce type de système ainsi que des logiciels permettant de les simuler et/ou de les optimiser. Nous avons pu constater l'existence d'une multitude de projets à travers le Monde, que ce soit pour des petites, moyennes ou grandes puissances. Les principaux logiciels identifiés ne sont toutefois pas complètement adaptés pour nos besoins.

Nous avons alors développé un code numérique, baptisé ORIENTE, à l'aide de modèles relativement simples, permettant grâce à quelques données d'entrée (profils météorologiques, profils de charges, données techniques du constructeur des différents sous-systèmes) de dimensionner et de simuler des systèmes hybrides EnR/H₂ avec le photovoltaïque comme source renouvelable d'énergie. Nous avons ensuite utilisé ce code de calcul à travers les différentes applications du projet PEPITE.

Le dimensionnement de l'application site isolé, étudiée à travers l'alimentation d'un pylône météorologique, a montré que ce type de système n'était pas adapté à une alimentation

24h/24h. Par contre, le fonctionnement sur quelques heures par jour satisfaisait pleinement les contraintes techniques et économiques. Nous avons également étudié pour cette application, l'influence des données météorologiques, des profils de charge (quelques heures par jours successives réparties différemment) et du temps de la simulation sur la taille des réservoirs de gaz. Les principaux résultats sont :

- Lorsque l'on effectue des simulations avec des années météorologiques différentes (11 années distinctes dans notre cas), on observe une variation comprise entre 45,5 % et 55,3 % pour la taille du réservoir d' H_2 , entre l'année la plus défavorable et la plus favorable, selon le profil de charge choisi.
- Lorsque l'on effectue des simulations sur plusieurs années consécutives, on remarque, dans notre cas, que 7 années sont nécessaires afin d'obtenir la taille optimum des réservoirs. On constate également une variation de 24,4 à 37,9 %, au niveau de la taille des réservoirs, entre l'année météorologique la plus défavorable et celle basée sur 7 années consécutives.

Pour cette application, le choix du profil de charge est essentiel et la possession de plusieurs années météorologiques afin de dimensionner la taille des réservoirs est fortement recommandée si l'on souhaite avoir un système reconductible à long terme.

L'application écrêtage de pointes de puissance sur un réseau électrique, à travers la plateforme technologie MYRTE, a montré qu'écrêter la charge à 4 %, pour les tranches 1 ou 2, est envisageable avec la taille des composants du système qui doivent être installés pour le projet. Toutefois, la charge devra être délestée ou modifiée pour les dernières heures de l'année car l'ensoleillement à cette période ne permet pas d'avoir un système reconductible. Ecrêter à un pourcentage plus élevé n'est pas envisageable puisque le passage de 4 à 5 % double approximativement la taille des réservoirs. Pour cette application, nous avons également étudié deux modes de fonctionnement. Pour le lissage, qui est le premier mode, nous nous sommes principalement consacrés à l'appel d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie, qui propose de limiter les variations énergétiques envoyées par une centrale photovoltaïque sur le réseau à 15 %. Les résultats de nos simulations ont montré que cette solution n'est pas envisageable avec les quantités de gaz prévues pour le projet. Toutefois, lorsque l'on combine cette solution avec un autre paramètre, qui attribue un complément d'énergie à l'électrolyseur, on observe qu'un mixte des couples (15 ; 3) et (15 ; 4), permet d'avoir un système reconductible tout en satisfaisant les contraintes engendrées par

le lissage. Le second mode étudié est le mode prédictif dont le but était de définir un outil de prédiction pour la gestion énergétique de l'instrument MYRTE. Nous avons pour cela testé, via ORIENTE, deux prédicteurs (ANN et ARMA). Nous avons pu constater que la prédiction en période estivale était relativement bonne pour les deux prédicteurs, mais qu'en période hivernale, celle-ci était moins performante.

L'étude de la gestion énergétique de micro-réseaux électriques, à travers le micro-réseau de La Nouvelle dans le cirque de Mafate sur l'île de la Réunion, a montré la faisabilité de cette application. Toutefois, il a été nécessaire de définir un profil de charge de type « MDE » et d'utiliser une deuxième source énergétique (l'hydraulique) afin que le système soit en mesure de satisfaire la consommation de la charge, et que la capacité du stockage des gaz à installer ne soit pas colossale. En effet, l'opération de MDE sur la charge et l'ajout de la source hydraulique permettent de diminuer respectivement la taille du champ PV et des réservoirs de gaz par un facteur 5,58 et 4,96. Le coût du système optimum que nous proposons, sur une durée de 5 ans, s'élève à $2,54 \text{ €} \cdot \text{kWh}^{-1}$.

Quelques perspectives...

Le code numérique de dimensionnement ORIENTE a été confronté à d'autres programmes réalisés notamment par le CEA, HELION et le LAPLACE. Toutefois, une validation via un projet est indispensable. Celle-ci sera effectuée prochainement à partir des résultats issus de la plateforme technologique MYRTE.

ORIENTE a été réalisé afin d'être très évolutif. Nous allons donc utiliser cette capacité afin d'améliorer et de compléter le panel de sous-systèmes, d'applications réalisables et de modes de fonctionnements. Il est notamment envisagé d'ajouter :

- L'éolien comme source renouvelable d'énergie
- Les batteries (de type plomb,...) comme moyen de stockage à court terme
- La fonction LLP pour que le dimensionnement du système puisse se faire en autorisant un pourcentage de défaillance : soit par rapport à l'énergie annuelle consommée par la charge soit par rapport au nombre d'heures où celle-ci consomme
- Un couplage avec un stockage thermique, notamment sous la forme de matériaux à changement de phase, pour effectuer de la cogénération

➤ Le mode prédictif

Le logiciel ORIENTE pourra être utilisé pour répondre à l'appel d'offre de la CRE concernant le lissage de l'énergie envoyée sur le réseau électrique. En l'état actuel, le logiciel permet d'étudier le lissage via le couplage photovoltaïque/stockage (H₂ dans notre cas). Dans un second temps, quand le sous-système éolien sera ajouté au programme, il permettra d'étudier le couplage éolien/stockage.

Bibliographie

- [1] Observ'ER, « *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde* », Collection chiffres et statistiques, Onzième inventaire, Edition 2009.
- [2] H. Ben Ahmed, B. Multon, G. Robin, et O. Gergaud, « *Consommation d'énergie et ressources énergétiques* », Techniques de l'Ingénieur, traité D3900, 2003.
- [3] B. Multon, « *Production d'énergies électrique par sources renouvelables* », Techniques de l'Ingénieur, traité D4005, 2003.
- [4] Observatoire européen LEADER/AEIDL « *Sources d'énergies renouvelables, source de développement durable* », 1999.
- [5] Commission Européenne, Communication de la Commission, « *Énergie pour l'avenir : Les sources d'énergies renouvelables* », Livre Blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires, 1997.
- [6] G. Cognet, P. Hesto, J.L. Houzelot, C. Rombaut, J. Taine, et B. Tamain, « *L'énergie au XXI^{ème} siècle* », une réflexion prospective, Ministère Délégué Recherche et Nouvelles Technologies, 2004.
- [7] Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, « *Les grands barrages hydroélectriques* », Publication DRIRE Limousin, 2009.
- [8] Association Pour le Développement d'Haïti, « *Nouvelle directive pour l'électricité à la Colline* », 2004.
- [9] ENERGIE 21 Centre France, « *L'éolien, énergie du futur* », 2008.
- [10] EDF, Direction Participations & Activités Nouvelles, « *La biomasse : production d'électricité* », 2006.
- [11] Rapport du BRGM, « *Usine géothermique de Bouillante* », 2006.
- [12] Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer, « *Le Livre Bleu des engagements du Grenelle de la Mer* », 2009.
- [13] F. Faure, « *Suspension magnétique pour volant d'inertie* », thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, soutenue en juin 2003.
- [14] G.O. Cimuca, « *Système inertiel de stockage d'énergie associé à des générateurs éoliens* », thèse de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre Lille, soutenue 2005.

- [15] V. Schwarz et B. Gindroz, « *Le stockage électrochimique* », rapport de l'ADEME, dossier stockage de l'énergie, 2005.
- [16] F. Beaurain, « *Stockage d'énergie. Les technologies, les applications et les possibilités à la Réunion* », rapport de l'ARER, 2006.
- [17] R. Benchrif, A. Bennouna, et D. Zejli, « *Rôle de l'hydrogène dans le stockage de l'électricité à base des énergies renouvelables* », 2IWH 2007, 27-29 Octobre 2007, Ghardaïa (Algérie).
- [18] B. Multon et J. Ruer, « *Stocker l'électricité : Oui c'est indispensable, et c'est possible ! Pourquoi, où, comment* », publication de l'ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, 2003.
- [19] H. Ibrahim, A. Ilinca, et J. Perron, « *Energy storage systems – Characteristics and comparaisons* », Renewable and Sustainable Energy Reviews 12 (2008) 1221 – 1250.
- [20] C. Ferlat, « *Le stockage hydraulique gravitaire et la production hydroélectrique sur les pentes réunionnaises – Etude du stockage de l'énergie photovoltaïque* », étude de l'ARER, septembre 2009.
- [21] B. Multon, et J.M. Peter, « *Le stockage de l'énergie électrique, moyens et applications* », Revue 3^E.I n°6 juin 1996, pp.59-64.
- [22] AFH2, Mémorandum de l'hydrogène, « *Stockage de l'hydrogène dans les solides* », 2007
- [23] C. Bataille, et C. Birraux, « *Les nouvelles technologies de l'énergie et la séquestration du dioxyde de carbone : Aspects scientifiques et techniques* », rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 2006.
- [24] P. Lucchese, « *Hydrogène : Production Transport et distribution* », Présentation du CEA, EER Frejus 2008.
- [25] P. Hollmuller, B. Lachal, F. Romerio, W. Weber et J.M. Zraggen, « *L'hydrogène, futur vecteur énergétique* », Actes de la 15^{ème} journée du Cuepe, Colloque du cycle de formation du Cuepe 2004-2005, mai 2005.
- [26] Rapport de la Commission Européenne, « *Hydrogène et piles à combustibles – Une vision pour notre avenir* », 2003.
- [27] T. Alleau, et T. Haessing, « *L'hydrogène, énergie du futur ?* », ISBN : 978-2-86883-990-9, 2007.
- [28] P. Malbrunot et T. Bose, « *L'hydrogène, pour relever le défi énergétique du XXIème siècle* », ISBN : 2742006397, publié en 2007.
- [29] J.M. Agator, J. Chéron, C. Ngô, et G. Trap, « *Hydrogène : énergie de demain ?* », ISBN : 2916097074, publié en 2008.
- [30] Rapport du CEA, « *De l'hydrogène à la production d'énergie* », ISSN 1637-5408.

- [31] H. Derbal, M. Belhamel, et A. M’Raoui, « *L’hydrogène vecteur énergétique solaire* », Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07 Tlemcen (2007) 235 – ().
- [32] P. Malbrunot, et F. Darkrim-Lamar, « *Combustible hydrogène – Production* », Techniques de l’Ingénieur, Référence BE8565, 2006.
- [33] C. Mansilla, « *Production d’hydrogène : s’affranchir des combustibles fossiles* », Institut de Technico-Economie des Systèmes Energétiques, 2009.
- [34] S. Rabih, « *Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques* », thèse de l’Institut National Polytechnique de Toulouse, soutenue en octobre 2008.
- [35] J. Labbe, « *L’hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d’électricité pour systèmes photovoltaïque isolés* », thèse de l’Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2006.
- [36] M. Viseur, « *Etude de faisabilité de l’utilisation de l’hydrogène comme vecteur alternatif d’énergie* », mémoire de fin d’études en vue de l’obtention du grade académique de Master en Sciences et Gestion de l’Environnement, 2008.
- [37] AFH₂, « *Production d’hydrogène par électrolyse de l’eau* », Mémento de l’hydrogène, fiche 3.2.1.
- [38] R. Benchrifa, D. Zejli, A. Bennouna, et K. Zazi, « *Piles à combustible, mode efficace et propre de production d’électricité* », Centre National de Recherche Scientifique et Technique, Unité de Technologies et Economies des Energies Renouvelables.
- [39] R. Perez, « *The Schatz PV Hydrogen Project* », Home Power #22 • April / May 1991.
- [40] T.H. Schucan, « *Case studies of integrated hydrogen energy systems* », Report, IEA/H2/T11/FR1-2000, International Energy Agency Hydrogen Implementing Agreement Task 11 : Integrated Systems. Operating agent : National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 1999.
- [41] P.A. Lehman, C.E. Chamberlin, G. Pauletto, et M.A. Rocheleau, « *Operating experience with a photovoltaic – hydrogen energy system* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 22, Issue 5, May 1997, Pages 465-470.
- [42] Schatz Energy Research Center, Humboldt State University, Projects – Real World Applications, http://www.schatzlab.org/projects/real_world/schatz_solar.html
- [43] M. Santarelli, M. Calì M, et S. Macagno, « *Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 29, Issue 15, December 2004, Pages 1571-1586.
- [44] A. Yilanci, I. Dincer, et H.K. Ozturk, « *A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy system for stationary applications* », Progress in Energy and Combustion Science, Volume 35, Issue 3, June 2009, Pages 231-244.

- [45] Carolyn C. Elam, Catherine E. Gregoire Padró, Gary Sandrock, Andreas Luzzi, Peter Lindblad, et Elisabet Fjermestad Hagen, « *Realizing the hydrogen future : the International Energy Agency's efforts to advance hydrogen energy technologies* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 28, Issue 6, June 2003, Pages 601-607.
- [46] Ø. Ulleberg, T. Nakken, et A. Eté, « *The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway : Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 35, Issue 5, March 2010, Pages 1841-1852.
- [47] E. López, F. Isorna, et F. Rosa, « *Optimization of a solar hydrogen storage system : Exergetic considerations* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 32, Issues 10-11, July-August 2007, Pages 1537-1541.
- [48] H. Barthels, W.A. Brocke, K. Bonhoff, H.G. Groehn, G. Heuts, M. Lennartz, H. Mai, J. Mergel, L. Schmid, et P. Ritzenhoff, « *Phoebus-Jülich : An autonomous energy supply system comprising photovoltaics, electrolytic hydrogen, fuel cell* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 23, Issue 4, April 1998, Pages 295-301.
- [49] C. Meurer, H. Barthels, W.A. Brocke, B. Emonts, et H.G. Groehn, « *PHOEBUS—an autonomous supply system with renewable energy : six years of operational experience and advanced concepts* », Solar Energy, Volume 67, Issues 1-3, July 1999, Pages 131-138.
- [50] P.C. Ghosh, B. Emonts, H. Janßen, J. Mergel, et D. Stolten, « *Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system* », Solar Energy, Volume 75, Issue 6, December 2003, Pages 469-478.
- [51] A. Eté, « *Optimization of the HARI stand-alone energy system with TRNSYS* », Individual project, septembre 2006.
- [52] G. Gómez, G. Martínez, J.L. Gálvez, R. Gila, R. Cuevas, J. Maellas, et E. Bueno, « *Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 34, Issue 13, July 2009, Pages 5304-5310.
- [53] P.O. Eide, E.F. Hagen, M. Kuhlmann, et R. Rohden, « *Construction and commissioning of the Utsira wind/hydrogen stand-alone power system* », In : EWEC 2004-European Wind Energy Conference, London ; 20–22 November 2004.
- [54] T. Nakken, E. Frantzen, E.F. Hagen, et H. Strøm, « *Utsira demonstrating the renewable hydrogen society* », In : WHEC16World Hydrogen Energy Conference, Lyon ; 2006.
- [55] K. Agbossou, R. Chahine, J. Hamelin, F. Laurencelle, A. Anouar, J.M. St-Arnaud, et T.K. Bose, « *Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications* », Journal of Power Sources, Volume 96, Issue 1, 1 June 2001, Pages 168-172.

- [56] K. Agbossou, M.L. Kolhe, J. Hamelin, E. Bernier, et Tapan K. Bose, « *Electrolytic hydrogen based renewable energy system with oxygen recovery and re-utilization* », *Renewable Energy*, Volume 29, Issue 8, July 2004, Pages 1305-1318.
- [57] A.G. Dutton, J.A.M. Bleijns, H. Dienhart, M. Falchetta, W. Hug, D. Prischich, et A.J. Ruddell, « *Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered hydrogen production systems* », *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 25, Issue 8, 1 August 2000, Pages 705-722.
- [58] R. Gazey, S.K. Salman, et D.D. Aklil-D'Halluin, « *A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location* », *Journal of Power Sources*, Volume 157, Issue 2, 3 July 2006, Pages 841-847.
- [59] K.W. Harrison, B. Kroposki, et C. Pink, « *Characterizing electrolyzer performance for use in wind energy applications* », In : American Wind Energy Association's (AWEA) Windpower Annual Conference, Pittsburgh, Pennsylvania ; 4–7 June 2006.
- [60] K.W. Harrison, et G.D. Martin, « *Renewable Hydrogen : integration, Validation, and Demonstration* », In : 2008 NHA Annual Hydrogen Conference, Sacramento, California ; 30 March–3 April 2008.
- [61] http://software.cstb.fr/soft/present.asp?page_id=fr!trnsys
- [62] <http://www.hydrogems.no/>
- [63] <https://analysis.nrel.gov/homer/>
- [64] S. Grolleau, « *Développement d'un outil de simulation en vue du dimensionnement des systèmes EnR/H₂* », DRT de l'Institut Polytechnique de Grenoble, soutenue avril 2010.
- [65] C. Dumbs, « *Développement d'outils pour l'analyse des systèmes hybrides photovoltaïque diesel* », thèse de l'École des Mines de Paris, CEP, Sophia-Antipolis, soutenue en décembre 1999.
- [66] O. Gergaud, « *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur* », thèse de l'École Normale Supérieure de Cachan, Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Énergie, Antenne de Bretagne, soutenue en décembre 2002.
- [67] C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J.C. Hogue, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier, et G. Fontès, « *Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model* », *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 35, Issue 8, April 2010, Pages 3322-3332
- [68] N. Hatziargyriou, F. Kanellos, G. Kariniotakis, X. Le Pivert, N. Jenkins, N. Jayawarna, J. Peças Lopez, N.Gil, C. Moreira, J. Oyarzabal, et Z. Larrabe, « *Modelling of Micro-Sources for Security Studies* », CIGRE, Paris, 30 August-3 September 2004.

- [69] J.E. Hay, et J.A. Davies, « *Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface* », Proceeding First Canadian Solar Radiation Data Workshop, pp 59-72, 1980.
- [70] K.G.T. Hollands, et S.J. Crha, « *An improved model for diffuse radiation: correction for atmospheric back-scattering* », Solar Energy, 38(4): 233-236, 1987.
- [71] K.G.T Hollands, « *A derivation of the diffuse fraction's dependence on the clearness index* », Solar Energy, 35(2) : 131-136, 1985.
- [72] HELION Hydrogen Power Company, documentation technique 2010 (confidentielle), Aix-en-Provence, France.
- [73] G. Fontès, « *Modélisation et caractérisation de la pile PEM pour l'étude des interactions avec les convertisseurs statiques* », thèse de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, soutenue en septembre 2005.
- [74] Chun-Hua Li, Xin-Jian Zhu, Guang-Yi Cao, Sheng Sui, et Ming-Ruo Hu, « *Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology* », Renewable Energy 34 (2009) 815–826
- [75] S. Busquet, « *Etude d'un système autonome de production d'énergie couplant un champ photovoltaïque, un électrolyseur et une pile à combustible : réalisation d'un banc d'essai et modélisation* », thèse de l'Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia Antipolis, soutenue en décembre 2003.
- [76] A. El-Maaty, « *Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system* », Ph. D. dissertation, Faculty of Electrical Engineering University of Kassel, Germany, march 2005.
- [77] M. Uzunoglu, O.C. Onar, et M.S. Alam, « *Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications* », Renewable Energy 34 (2009) 509–520.
- [78] T. Springer, S. Zawodzinski, et S. Gottesfeld, « *Polymer electrolyte fuel-cell model* », J. Electrochem. Soc. 138 (8) (1991) 2334–2342.
- [79] J. Wishart, Z. Dong, et M. Secanell, « *Optimization of a PEM fuel cell system based on empirical data and a generalized electrochemical semi-empirical model* », Journal of Power Sources 161 (2006) 1041–1055.
- [80] M.H. Macagnan, et E. Lorenzo, « *On the optimal size of inverters for grid connected PV systems* », Proceedings of the 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp.1167-1170, 1992.
- [81] Photographie personnel (Christophe Darras)
- [82] C. Darras, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, S. Melscoet, J.C. Hoguet, E. Pinton, F. Gailly, et C. Turpin, « *Load and weather profile, and time simulation impacts for the PEPITE PV/H₂ project* », International Journal of Hydrogen Energy, In Press.

- [83] Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, « *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur des installations au sol de production d'électricité à partir de l'énergie solaire* », Novembre 2008.
- [84] A. Mellit, S.A. Kalogirou, L. Hontoria, et S. Shaari. « *Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review* », Progress in Energy and Combustion Science 1-1 (2008) 52-76.
- [85] J. Mubiru, « *Predicting total solar irradiation values using artificial neural networks* », Renewable Energy 33-10 (2008) 2329-2332.
- [86] J. Mubiru, et E. Banda, « *Estimation of monthly average daily global solar irradiation using artificial neural networks* », Solar Energy, 82-2 (2008) 181-187.
- [87] S.A. Kalogirou, « *Artificial neural networks in renewable energy systems applications: a review* », Renewable and sustainable energy reviews 5 (2001) 373-401.
- [88] G. Dreyfus, J. M. Martinez, M. Samuelides, M. B. Gordon, F. Badran, S. Thiria, et L. Héroult, « *Les réseaux de neurones : méthodologie et applications* », Eyrolles 2002.
- [89] C. Voyant, C. Paoli, M. Muselli, et M.L. Nivet, « *Forecasting of preprocessed daily solar radiation time series using neural network* », Article in-press, Solar Energy 2010.
- [90] P. Ineichen, « *A broadband simplified version of the Solis clear sky model* », Solar Energy, 82-8 (2008) 758-762.
- [91] R.W. Mueller, K.F. Dagestad, P. Ineichen, M. Schroedter-Homscheidt, S. Cros, D. Dumortier, R. Kuhlemann, J.A. Olseth, G. Piernavieja, C. Reise, L. Wald, et D. Heinemann, « *Rethinking satellite-based solar irradiance modelling: The SOLIS clear-sky module* », Remote Sensing of Environment 91 (2004) 160-174.
- [92] J.D. Hamilton, « *Times series analysis* », ISBN 0-691-04289-6 (1994).
- [93] R. Bourbonnais, et M. Terraza, « *Analyse des séries temporelles* », ISBN 9782100517077, 318p, Dunod Ed, Paris (2008).
- [94] G. Celeux, et J.P. Nakache, « *Analyse discriminante sur variables qualitatives* », ISBN 2840540274, Polytechnica, 270 p, Paris (1994).
- [95] M. Muselli, P. Poggi, G. Notton, et A. Louche, « *First Order Markov Chain Model for Generating Synthetic 'Typical Days' Series of Global Irradiation in Order to Design PV Stand Alone Systems* », Energy Conversion and Management 42-6 (2001) 675-687.
- [96] D.O. Logofet, et E.V. Lesnaya, « *The mathematics of Markov models: what Markov chains can really predict in forest succession* », Ecological Modelling 126 (2000) 285-298.

- [97] S. Mohammed, et H.B. Donald, « *Simulating climate change scenarios using an improved K-nearest neighbor model* », Journal of Hydrology, 325 1-4 (2006)179-196
- [98] M. Sharif, et D.H. Burn, « *Simulating climate change scenarios using an improved K-nearest neighbor model* », Journal of Hydrology, 325 1-4 (2006) 179-196.
- [99] S. Yakowitz, « *Nearest neighbors method for time series analysis* », Journal of Time Series Analysis 8 : 235-247 (1987).
- [100] A. Sfetsos, et A.H. Coonick, « *Univariate and multivariate forecasting of hourly solar radiation with artificial intelligence techniques* », Solar Energy. 2000 Fév;68(2):169-178.
- [101] C. Voyant, M. Muselli, C. Paoli, et M.L. Nivet, « *Optimization of an artificial neural network (ANN) dedicated to the daily global radiation and PV plant production forecasting using exogenous data* », 25th EU PVSEC, valencia (2010).
- [102] <http://www.prerure.org/home.htm>
- [103] ARER, « *Plan de développement de la filière hydrogène à la Réunion* », août 2007.
- [104] <http://www.arer.org/>
- [105] G. Lacassin, et M. Vinard, « *Etude test de mise en place d'un micro réseau électrique à La Nouvelle* », rapport de l'ARER, décembre 2008.
- [106] SERT Réunion, « *Enquête sur le fonctionnement de 10 ans de programmes d'électrification rurale à Mafate* », rapport pour le compte de l'ADEME, janvier 2006.
- [107] E. Gaudaire, « *Energies renouvelables et réseau local pour les villages isolés des Hauts de l'île* », rapport de stage effectué en collaboration avec l'ARER, septembre 2003.

Liste des publications

C. Darras, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, S. Melscoet, J.C. Hoguet, E. Pinton, F. Gailly, et C. Turpin, « *Load and weather profile, and time simulation impacts for the PEPITE PV/H₂ project* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 35, Issue 19, October 2010, Pages 10138-10147.

C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J.C. Hoguet, S. Melscoet, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier, et G. Fontès, « *Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model* », International Journal of Hydrogen Energy, Volume 35, Issue 8, April 2010, Pages 3322-3332.

C. Darras, S. Sailler, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J.C. Hoguet, S. Besse, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier, et G. Fontès, « *PV/H₂ Hybrid System Sizing: the PEPITE Project* », 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany, Session 5BV.3.11, Pages 4318-4320, ISBN 3-936338-25-6.

S. Sailler, C. Darras, C. Thibault, M. Muselli, P. Poggi, J.C. Hoguet, S. Besse, E. Pinton, S. Grehant, F. Gailly, C. Turpin, S. Astier, et G. Fontès, « *ORIENTE: A New Numerical Sizing Software for PV-H₂ Hybrid System* », 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany, Session 5BV.2.40, Pages 4158-4161, ISBN 3-936338-25-6.

C. Darras, P. Poggi, et M. Muselli, « *New approach for hybrid PV/H₂ system sizing* », 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1-5 September 2008, Valencia, Spain, Session 5BV.2.12, Pages 3402-3405, ISBN 3-936338-24-8.

C. Darras, M. Muselli, et P. Poggi, « *Sizing of a PV/H₂ hybrid system to supply peak loads on an isolated electrical grid – A case in Corsica island (France)* », 3rd International Symposium on Environment, 22-25 May, 2008, Athens, Greece, Environmental Engineering and Management, ISBN: 978-960-6672-58-3

C. Darras, M. Muselli, P. Poggi, C. Cristofari, et X. Le Pivert, « *Modeling and simulating of a PV/H₂ hybrid system for reducing load peaks on an electrical grid* », ECS Transactions – 2007 Fuel Cell Seminar & Exposition, Vol.12, Iss 1, “3D – Residential Scale”, pp. 609-621 (2008).

Liste des figures

Chapitre 1 : La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

- Fig. I-1 : Répartition de la production d'électricité mondiale en 2008
- Fig. I-2 : Répartition de la production d'électricité mondiale, d'origine renouvelable, en 2008
- Fig. I-3 : Taux de croissance annuels moyens entre 1998 et 2008, des sources de production électrique mondiale
- Fig. I-4 : Répartition de la production d'électricité française en 2008
- Fig. I-5 : Répartition de la production d'électricité française, d'origine renouvelable, en 2008
- Fig. I-6 : Taux de croissance annuel moyen entre 1998 et 2008, des sources de production électrique pour la France
- Fig. I-7 : Principales sources de production de l'H₂ dans le monde
- Fig. I-8 : Electrolyseur à structure parallèle avec plaques monopolaires
- Fig. I-9 : Electrolyseur à structure série avec plaques bipolaires
- Fig. I-10 : Principe schématique de l'électrolyse
(A) : Alcalin ; (B) : PEM ; (C) : SOEC
- Fig. I-11 : Principe schématique des différentes piles à combustible
- Fig. I-12 : Schéma éclaté du stack d'une pile à combustible

Chapitre 2 : Modélisation des composants énergétique du système

- Fig. II-1 : Courbes caractéristiques du module Sharp NEQ5E3E 165W pour une température de cellule de 25 °C, et pour un ensoleillement de 600, 800 et 1000 W/m²
 ‘—’ : Courbe en intensité/tension ; ‘—’ : Courbe en puissance/tension ; ‘●’ : Puissance maximale en fonction de l’éclairement
- Fig. II-2 : Éclairement (G_I) estimé à la station météorologique de Campo Dell’Oro sous une inclinaison de 30° pour l’année 1998 (TU)
- Fig. II-3 : Température ambiante (T_A) mesurée à la station météorologique de Campo Dell’Oro pour l’année 1998 (TU)
- Fig. II-4 : Température de jonction (T_J) associée aux données météorologiques du site et aux données du constructeur du module
- Fig. II-5 : Production PV (P_{MPPT}) associée aux données météorologiques du site et aux données du constructeur du module
- Fig. II-6 : Modélisation du champ photovoltaïque
- Fig. II-7 : Comparaison de la modélisation de la courbe de polarisation de la PAC avec les valeurs expérimentales ($T= 70$ °C, $P= 3$ bars)
 ‘—’ : Valeurs calculées par le modèle ; ‘●’ : Valeurs expérimentales
- Fig. II-8 : Puissances libérées par la pile à combustible ($T= 70$ °C, $P= 3$ bars)
 ‘—’ : Puissance électrique ; ‘— —’ : Puissance thermique
- Fig. II-9 : Quantités de gaz consommés, et d’eau produite par la PAC ($T= 70$ °C, $P= 3$ bars)
 ‘—’ : H₂ consommé ; ‘— —’ : O₂ consommé ; ‘●●●’ : H₂O produit
- Fig. II-10 : Modélisation de la pile à combustible
- Fig. II-11 : Comparaison de la modélisation de la courbe de polarisation de l’électrolyseur avec les valeurs expérimentales ($T= 50$ °C, $P= 30$ bars)
 ‘—’ : Valeurs calculées par le modèle ; ‘●’ : Valeurs expérimentales
- Fig. II-12 : Puissances absorbée et libérée par l’électrolyseur ($T= 50$ °C, $P= 30$ bars)
 ‘—’ : Puissance électrique ; ‘— —’ : Puissance thermique
- Fig. II-13 : Quantité de gaz produit, et d’eau consommée par l’électrolyseur ($T= 50$ °C, $P= 30$ bars)
 ‘—’ : H₂ produit ; ‘— —’ : O₂ produit ; ‘●●●’ : H₂O consommée
- Fig. II-14 : Modélisation de l’électrolyseur
- Fig. II-15 : Modélisation du compresseur
- Fig. II-16 : Courbe de rendement du convertisseur en fonction de la puissance normalisée (P_S / P_{Nom})

Fig. II-17 : Pertes au sein du convertisseur en fonction de la puissance normalisée (P_S / P_{Nom})

Fig. II-18 : Modélisation des convertisseurs

Chapitre 3 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Electrification d'un site isolé

Fig. III-1 : (A) : '●' : Position géographique du site de Cadarache ; (B) : Pylône météorologique et son local technique

Fig. III-2 : Champ photovoltaïque (45° d'inclinaison) existant sur le site

Fig. III-3 : Schéma de fonctionnement

Fig. III-4 : Phasage du projet

Fig. III-5 : Architecture de l'application « site techniquement isolé »
 '—' : Elément présent ; '•••' : Elément tampon ;
 '—' : BUS ; '→' : Flux électrique ; '— →' : Flux de gaz et d'eau

Fig. III-6 : Contrôle commande
 '—' : Elément présent ; '•••' : Elément tampon ;
 '—' : BUS ; '→' : Flux électrique ; '— →' : Flux de gaz et d'eau

Fig. III-7 : Profils météorologiques du site expérimental
 '☐' : Ensoleillement global (pour une inclinaison de 45°) mensuel ; '-Δ-' :
 Température ambiante mensuelle moyenne

Fig. III-8 : Quantités d'H₂ en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Taille du réservoir d'H₂ ; '— —' : Quantité d'H₂ produite ; '•••' :
 Quantité d'H₂ consommée ; '•••' : Seuil de reconductibilité (trait vertical)

Fig. III-9 : Simulation du stockage d'H₂ du 1^{er} juillet 2002 au 30 juin 2003
 A, B, C : Evolution de la quantité d'H₂ dans le réservoir, sur le temps de la
 simulation, selon la puissance PV installée
 A', B', C' : Distribution de d'H₂ dans le réservoir, sur le temps de la
 simulation, selon la puissance PV installée

Fig. III-10 : Quantités d'H₂O en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Taille du réservoir d' H₂O ; '— —' : Quantité d' H₂O produite ; '•••' :
 Quantité d' H₂O consommée ; '•••' : Seuil de reconductibilité (trait vertical)

Fig. III-11 : Flux énergétiques en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Electrolyseur ; '— —' : Pile à combustible ; '•••' : dégradée ; '•••' :
 Seuil de reconductibilité (trait vertical)

Fig. III-12 : Taux de couverture de la charge en fonction de la puissance PV installée
 '—' : PV ; '— —' : Pile à combustible ; '•••' : Seuil de reconductibilité

- Fig. III-13 : Temps de fonctionnement relatif de l'électrolyseur et de la pile à combustible en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Pile à combustible ; '—' : Electrolyseur ; '•••' : Seuil de reductibilité
- Fig. III-14 : Profils météorologiques
 '☐' : Ensoleillement global annuel (30° d'inclinaison) ; '-Δ-' : Température ambiante annuelle moyenne
- Fig. III-15 : Consommation de la charge pour les différents profils
 '■' : P1 ; '☐' : P2 ; '■' : P3 ; '☐' : P4
- Fig. III-16 : Impact des données météorologiques sur les flux d'énergies, selon le profil de charge
 '■' : Energie électrolysée (valeur moyenne) ; '☐' : Energie fournie par la PAC (valeur moyenne) ; 'r' : Ecart type
- Fig. III-17 : Impact des données météorologiques sur les réservoirs, selon le profil de charge
 '■' : H₂ (valeur moyenne en Nm³) ; '☐' : O₂ (valeur moyenne en Nm³) ; '☐' : H₂O (valeur moyenne en L) ; 'r' : Ecart type
- Fig. III-18 : Impact des données météorologiques sur les temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la PAC, selon le profil de charge
 '■' : Electrolyseur (valeur moyenne) ; '☐' : PAC (valeur moyenne) ; 'r' : Ecart type
- Fig. III-19 : Impact des données météorologiques sur les taux de couverture de la charge, selon le profil de charge
 '■' : PV (valeur moyenne) ; '☐' : PAC (valeur moyenne) ; 'r' : Ecart type
- Fig. III-20 : Energie PV dégradée, selon le profil de charge et l'année météorologique :
 '—X—' : P1 ; '-Δ-' : P2 ; '-□-' : P3 ; '-◇-' : P4
- Fig. III-21 : Taille du réservoir d'H₂ en fonction du profil de charge :
 '—X—' : P1 ; '-Δ-' : P2 ; '-□-' : P3 ; '-◇-' : P4 (pour ce profil, les valeurs ont été multiplié par le coefficient 1/50)

Chapitre 4 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-12 : MYRTE

- Fig. IV-1 : Photographie du site de Vignola
- Fig. IV-2 : Architecture du projet MYRTE
- Fig. IV-3 : Profil de charge pour chaque 1^{ère} journée de chaque saison
 '—X—' : Printemps ; '-▲-' : Automne ; '-●-' : Été ; '-◇-' : Hiver

- Fig. IV-4 : Exemple de consommation journalière
 ‘—’ : Pourcentage d’écêtement
 ‘—●’ : Intervalle 1 de la zone 1 pour l’écêtement à 5 %
 ‘—■’ : Intervalle 2 de la zone 2 pour l’écêtement à 5 %
- Fig. IV-5 : Profil de charge à satisfaire par le système lorsque le profil de départ est celui de la Fig. IV-4 (les hypothèses étant celles de la tranche 1)
- Fig. IV-6 : Evolution de la quantité d’H₂ au cours du temps dans les réservoirs, en fonction du pourcentage de charge écêtement, pour la tranche 1
- Fig. IV-7 : Evolution de la quantité d’H₂ au cours du temps dans les réservoirs, en fonction du pourcentage de charge écêtement, pour la tranche 2
- Fig. IV-8 : Explications du paramètre L_{C_Elect}
 ‘▲’ : P_{Reseau} s’il n’y avait pas de lissage
 ‘▼’ : P_{Reseau} dans le cas où : L_{Reseau} = 5 % et L_{C_Elect} = 0 %
 ‘◀’ : P_{Reseau} dans le cas où : L_{Reseau} = 10 % et L_{C_Elect} = 0 %
 ‘▶’ : P_{Reseau} dans le cas où : L_{Reseau} = 10 % et L_{C_Elect} = 5 %
 ‘○’ : P_{Reseau} dans le cas où : L_{Reseau} = 15 % et L_{C_Elect} = 0 %
 ‘□’ : P_{Reseau} dans le cas où : L_{Reseau} = 10 % et L_{C_Elect} = 10 %
 ‘△’ : Cas absurde : P_{Reseau} dans le cas où : L_{Reseau} = 10 % et L_{C_Elect} = 15 %
- Fig. IV-9 : Gestion des flux énergétiques
 ‘▲’ : P_{MPPT_C} ; ‘▼’ : P_{EL} ; ‘◀’ : P_{PAC_C} ; ‘●’ : P_{Reseau}
- Fig. IV-10 : Gestion des flux énergétiques
 ‘▲’ : P_{MPPT_C} ; ‘▼’ : P_{EL} ; ‘◀’ : P_{PAC_C} ; ‘●’ : P_{Reseau}
- Fig. IV-11 : Evolution de la quantité d’H₂ dans les réservoirs pour les différents couples
- Fig. IV-12 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d’été, partie 1)
 ‘—’ : Simulation avec les données mesurées ;
 ‘—■’ : Simulation avec les données prédites par ANN ;
 ‘●●●’ : Simulation avec les données prédites par ARMA
- Fig. IV-13 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d’été, partie 2)
 ‘—’ : Simulation avec les données mesurées ;
 ‘—■’ : Simulation avec les données prédites par ANN ;
 ‘●●●’ : Simulation avec les données prédites par ARMA
- Fig. IV-14 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d’hiver, partie 1)
 ‘—’ : Simulation avec les données mesurées ;
 ‘—■’ : Simulation avec les données prédites par ANN ;
 ‘●●●’ : Simulation avec les données prédites par ARMA

Fig. IV-15 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles (semaine d'hiver, partie 2)

'—' : Simulation avec les données mesurées ;
 '—●—' : Simulation avec les données prédites par ANN ;
 '—●●—' : Simulation avec les données prédites par ARMA

Fig. IV-16 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles pour la quantité d'H₂ (semaines d'été et d'hiver)

'—' : Droite Y=X ; '●' : ANN ; '▲' : ARMA

Chapitre 5 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Le micro-réseau de La Nouvelle

Fig. V-1 : Plans

(A) : Île de la Réunion, '— —' : Cirque de Mafate ; (B) : Cirque de Mafate (zoom)

Fig. V-2 : Plan de La Nouvelle

'—' : Zone adaptée pour implanter un nouveau champ PV d'environ 200 kWc

Fig. V-3 : Architecture du micro-réseau

'—' : Élément présent ; '—●' : Élément susceptible d'être présent ;
 '●●●' : Élément tampon ; '—' : BUS ; '→' : Flux électrique ; '— →' : Flux de gaz et d'eau

Fig. V-4 : Contrôle commande

'—' : Élément présent ; '—●' : Élément susceptible d'être présent ;
 '●●●' : Élément tampon ; '—' : BUS ; '→' : Flux électrique ; '— →' : Flux de gaz et d'eau

Fig. V-5 : Profils météorologiques

'☀' : Ensoleillement global (pour une inclinaison de 0°) mensuel moyen ;
 '—△—' : Température ambiante mensuelle moyenne

Fig. V-6 : Profils de charge

'■' : Profil de consommation actuelle sans la ressource micro-hydraulique (P1) ;
 '■' : Profil de consommation actuelle avec la ressource micro-hydraulique (P2) ;
 '■' : Profil de consommation MDE sans la ressource micro-hydraulique (P3) ;
 '■' : Profil de consommation MDE avec la ressource micro-hydraulique (P4)

Fig. V-7 : Profil de charge P1 pour les journées types

'—X—' : journée creuse en hiver ; '—●—' : journée pleine en hiver ;
 '—▲—' : journée creuse en été ; '—◆—' : journée pleine en été

Fig. V-8 : Profil de charge P3 pour les journées types

'—X—' : journée creuse en hiver et en été ; '—●—' : journée pleine en hiver et en été

- Fig. V-9 : Quantités d' H_2 en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Taille du réservoir d' H_2 ; '—' : Quantité d' H_2 produite ; '...' :
 Quantité d' H_2 consommée
- Fig. V-10 : Flux énergétiques en fonction de la puissance PV installée
 '—' : P1 ; '—' : P2 ; '...' : P3 ; '—' : P4
- Fig. V-11 : Taux de couverture de la charge en fonction de la puissance PV installée
 '—' : PV ; '—' : Pile à combustible
- Fig. V-12 : Temps de fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible en
 fonction de la puissance PV installée
 '—' : Pile à combustible ; '—' : Electrolyseur
- Fig. V-13 : Quantités d' H_2O en fonction de la puissance PV installée
 '—' : Taille du réservoir d' H_2O ; '—' : Quantité d' H_2O produite ; '...' :
 Quantité d' H_2O consommée
- Fig. V-14 : Evolution de la quantité d' H_2 dans les réservoirs au cours du temps
 (A) : '—' : P1 ; '—' : P2
 (B) : '—' : P3 ; '—' : P4
- Fig. V-15 : Comparaison entre le cumul de l'ensoleillement et celui de la consommation
 de la charge
 '—' : Cumul de l'ensoleillement ; '—' : Cumul de la consommation de la
 charge

Liste des tableaux

Chapitre 1 : La production d'électricité par les énergies renouvelables et leurs stockages

- Tab. I-1 : Caractéristiques techniques des principaux accumulateurs
- Tab. I-2 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes à petites et moyennes échelles
- Tab. I-3 : Caractéristiques des différentes technologies de stockage qui peuvent être employées pour des systèmes à grandes échelles
- Tab. I-4 : Données techniques des différents électrolyseurs
- Tab. I-5 : Tableau récapitulatif des différentes technologies de piles à combustible
- Tab. I-6-a : Principaux projets dans le monde, couplant les EnR avec l'hydrogène
- Tab. I-6-b : Principaux projets dans le monde, couplant les EnR avec l'hydrogène
- Tab. I-6-c : Principaux projets dans le monde, couplant les EnR avec l'hydrogène

Chapitre 2 : Modélisation des composants énergétique du système

- Tab. II-1 : Synthèse des résultats de comparaison entre la mesure et le modèle
- Tab. II-2 : Synthèse des résultats de comparaison entre la mesure et le modèle
- Tab. II-3 : Hypothèses de coût des composants des systèmes

Chapitre 3 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Electrification d'un site isolé

- Tab. III-1 : Principales caractéristiques de la consommation du pylône météorologique
- Tab. III-2 : Récapitulatif des résultats pour le système optimal installé
- Tab. III-3 : Energie photovoltaïque disponible en fonction de l'année météorologique

- Tab. III-4 : Récapitulatif des résultats pour le profil P1
Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales
- Tab. III-5 : Récapitulatif des résultats pour le profil P2
Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales
- Tab. III-6 : Récapitulatif des résultats pour le profil P3
Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales
- Tab. III-7 : Récapitulatif des résultats pour le profil P4
Les nombres en gras, sont les valeurs minimales et maximales

Chapitre 4 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-12 : MYRTE

- Tab. IV-1 : Tailles des composants selon la tranche installée
- Tab. IV-2 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 1 (partie 1)
- Tab. IV-3 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 1 (partie 2)
- Tab. IV-4 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 2 (partie 1)
- Tab. IV-5 : Synthèse sur le profil de charge selon l'écrêtage pour la tranche 2 (partie 2)
- Tab. IV-6 : Synthèse des résultats des systèmes optimum pour chaque tranche
- Tab. IV-7 : Tableau de synthèse des résultats pour les différents couples
- Tab. IV-8 : Tableau de synthèse des résultats pour les différents couples
- Tab. IV-9 : Comparaison des modèles de prédiction avec les données réelles (sur les semaines proposées)
- Tab. IV-10 : Comparaison des modèles de prédictions avec les données réelles à l'aide des indicateurs statistiques (sur les semaines proposées)

Chapitre 5 : Le projet PEPITE : Programme ANR-07-PANH-012 : Le micro-réseau de La Nouvelle

- Tab. V-1 : Récapitulatif des résultats pour les 4 systèmes optimum installés
- Tab. V-2 : Tableau de comparaison
- Tab. V-3 : Systèmes optimum selon le LLP

Nomenclature

$\left[\frac{TF_X}{DV_X} - 1 \right]$	Désigne la partie entière supérieure du rapport entre le temps de fonctionnement du composant X et sa durée de vie. On soustrait 1 pour ne pas comptabiliser l'investissement de départ deux fois	sans unité
%PAC_Reseau	Pourcentage de l'énergie envoyée au réseau provenant de la PAC (par rapport à l'énergie totale reçue par le réseau)	%
%PV_Degrade	Pourcentage de l'énergie PV dégradée (par rapport à la production totale PV)	%
%PV->EL	Pourcentage de l'énergie PV envoyée à l'électrolyseur (par rapport à la production totale PV)	%
%PV_Reseau	Pourcentage de l'énergie PV envoyée au réseau (par rapport à l'énergie totale reçue par le réseau)	%
%PV->Reseau	Pourcentage de l'énergie PV envoyée au réseau (par rapport à la production totale PV)	%
%S_EL	Coefficient pour le calcul du seuil de fonctionnement de l'électrolyseur	%
%S_PAC	Coefficient pour le calcul du seuil de fonctionnement de la PAC	%
ε	Résidu de prédiction	sans unité
Δt	Pas de temps	= 1 h
γ	Rapport isentropique (C_p/C_v) du gaz considéré	sans unité
Λ_X	Taille du composant X	W ou Nm ³
η	Coefficient permettant de décrire les phénomènes liés aux convertisseurs	sans unité
η_0	Pertes à vide du convertisseur	sans unité
η_{10}	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur	%

η_{100}	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur	%
η_C	Rendement du convertisseur associé à la charge et/ou au réseau	%
$\eta_{C_{10}}$	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur associé à la charge et/ou au réseau	%
$\eta_{C_{100}}$	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur associé à la charge et/ou au réseau	%
η_{C_I}	Rendement isentropique du compresseur	%
$\eta_{C_{Moy}}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé à la charge et/ou au réseau	%
η_{Conv}	Rendement de conversion du convertisseur	%
η_{EL_C}	Rendement du convertisseur associé à l'électrolyseur	%
$\eta_{EL_C_{10}}$	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur associé à l'électrolyseur	%
$\eta_{EL_C_{100}}$	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur associé à l'électrolyseur	%
$\eta_{EL_C_{Moy}}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé à l'électrolyseur	%
$\eta_{F_{EL}}$	Rendement faradique de l'électrolyseur	%
$\eta_{F_{PAC}}$	Rendement faradique de la PAC	= 99 %
η_{PAC_C}	Rendement du convertisseur associé à la PAC	%
$\eta_{PAC_C_{10}}$	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur associé à la PAC	%
$\eta_{PAC_C_{100}}$	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur associé à la PAC	%
$\eta_{PAC_C_{Moy}}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé à la PAC	%
η_{Pertes}	Coefficient permettant de décrire les phénomènes liés aux convertisseurs	sans unité
η_{PV_C}	Rendement du convertisseur associé au champ PV	%
$\eta_{PV_C_{10}}$	Rendement à 10 % de la puissance nominale du convertisseur associé au champ PV	%

$\eta_{PV_C_100}$	Rendement à 100 % de la puissance nominale du convertisseur associé au champ PV	%
$\eta_{PV_C_Moy}$	Rendement moyen, sur le cours de la simulation, du convertisseur associé au champ PV	%
ϑ	Coefficients de régression propres à AR et à MA	sans unité
φ	Coefficients de régression propres à AR et à MA	sans unité
τ	Profondeur optique	sans unité
μ_{P_Max}	Variation de la puissance PV en fonction de la température	% . °C ⁻¹
b	Paramètre d'optimisation	sans unité
b_{EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	V
b_{PAC}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC	V
c_{L_X}	Coût d'investissement initial rapporté à la taille du composant X	€.W ⁻¹ ou €.Nm ⁻³
C_{L_X}	Coût d'investissement initial du composant X	€
C_{kWh}	Coût du kWh du système	€.kWh ⁻¹
c_{M_X}	Pourcentage par rapport au C_{L_X}	% .an ⁻¹
C_{M_X}	Coût de maintenance annuel du composant X	€.an ⁻¹
$C_p(\text{gaz})$	Capacité massique du gaz (hydrogène ou oxygène) à pression constante pour la température T_{in}	J.kg ⁻¹ .K ⁻¹
C_{R_X}	Coût de remplacement du composant X, par rapport au nombre d'années défini par l'utilisateur	€
C_T	Coût total du système par rapport au nombre d'années défini par l'utilisateur	€
C_{T_X}	Coût total du composant X sur le nombre d'années défini par l'utilisateur	€
$C_v(\text{gaz})$	Capacité massique du gaz (hydrogène ou oxygène) à volume constant pour la température T_{in}	J.kg ⁻¹ .K ⁻¹
CC_{EL_A}	Consommation constante des auxiliaires de l'électrolyseur	W
CC_{PAC_A}	Consommation constante des auxiliaires de la PAC	W
CV_{EL_A}	Consommation variable des auxiliaires de l'électrolyseur, dépendant de la puissance absorbée par celui-ci	%

CV_{PAC_A}	Consommation variable des auxiliaires de la PAC, dépendant de la puissance fournie par celle-ci	%
D_{N_EL}	Débit nominal de fonctionnement de l'électrolyseur	Nm^3
D_{V_X}	Durée de vie du composant X	ans ou heures
E_B	Energie transitant par la batterie sur le temps de la simulation	Wh
E_{CH}	Energie absorbée par la charge sur le temps de la simulation	kWh
e_{EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	V
E_{EL}	Energie absorbée par l'électrolyseur sur le temps de la simulation	Wh
E_{EL_A}	Energie consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur sur le temps de la simulation	Wh
E_{EL_C}	Energie transitant par le convertisseur associé à l'électrolyseur sur le temps de la simulation	Wh
E_H	Energie fournie par la source micro-hydraulique, en tenant compte de son convertisseur, sur le temps de la simulation	Wh
E_{MPPT}	Energie fournie par le champ PV sur le temps de la simulation	Wh
E_{MPPT_C}	Energie transitant par le convertisseur associé au champ PV sur le temps de la simulation	Wh
e_{PAC}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC	V
E_{PAC}	Energie fournie par la PAC sur le temps de la simulation	Wh
E_{PAC_A}	Energie consommée par les auxiliaires de la PAC sur le temps de la simulation	Wh
E_{PAC_C}	Energie transitant par le convertisseur associé à la PAC sur le temps de la simulation	Wh
E_{PAC_TH}	Energie thermique libérée par la PAC sur le temps de la simulation	Wh
E_{Reseau}	Energie absorbée par le réseau sur le temps de la simulation	Wh
F	Constante de Faraday	$= 96485 \text{ C.mol}^{-1}$
G_I	Irradiation solaire globale du lieu considéré	W.m^{-2}
G_I^R	Irradiation solaire globale dans les conditions de références	$= 1000 \text{ W.m}^{-2}$

h	Hauteur solaire	rad
$H_{gh,clearsky}$	Rayonnement solaire global horizontal en ciel clair	$W.m^{-2}$
H_0	Rayonnement solaire hors atmosphère	$W.m^{-2}$
J_{EL}	Densité de courant d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur	$A.cm^{-2}$
j_{n_EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	$A.cm^{-2}$
J_{N_EL}	Densité de courant au point de fonctionnement nominale de l'électrolyseur	$A.cm^{-2}$
j_{n_PAC}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC	$A.cm^{-2}$
J_{N_PAC}	Densité de courant au point de fonctionnement nominale de la PAC	$A.cm^{-2}$
J_{PAC}	Densité de courant d'une cellule élémentaire de la PAC	$A.cm^{-2}$
L	Opérateur retard (permet de passer à une mesure antérieure)	-
L_C	Pertes dans le convertisseur associé à la charge et/ou au réseau sur le temps de la simulation (Wh)	Wh
L_{C_Elect}	Complément électrolyseur : Paramètre qui alloue à l'électrolyseur un complément d'énergie qui aurait dû être attribué au réseau	%
L_{EL_C}	Pertes dans le convertisseur associé à l'électrolyseur pour le temps de la simulation	Wh
L_{H_2}	Pertes dans le stockage d'hydrogène	$mol.h^{-1}$
L_{H_2O}	Pertes dans le stockage d'eau	$mol.h^{-1}$
L_{MPPT_C}	Pertes dans le convertisseur associé au champ PV pour le temps de la simulation	Wh
L_{O_2}	Pertes dans le stockage d'oxygène	$mol.h^{-1}$
L_{PAC_C}	Pertes dans le convertisseur associé à la PAC pour le temps de la simulation	Wh
L_{Reseau}	Pourcentage du lissage : paramètre qui limite les variations, positives ou négatives de $P_{MPPT_C}(t)$, à un certain pourcentage	%
m	Pertes résistives du convertisseur	sans unité
\bullet m_{Gaz}	Débit massique de gaz comprimé	$kg.s^{-1}$

N_{PV}	Nombre de modules composant le champ PV	sans unité
Nb_{An}	Nombre d'années, défini par l'utilisateur, sur lequel on souhaite connaître le coût du système	ans
NC_{EL}	Nombre de cellules élémentaires en série de l'électrolyseur	sans unité
NC_{PAC}	Nombre de cellules élémentaires en série de la PAC	sans unité
$NOCT$	Température de fonctionnement des cellules PV dans les conditions de références	°C
P_B	Puissance transitant par la batterie	W
P_{CH}	Puissance absorbée par la charge	W
P_{Com_Gaz}	Puissance consommée par le compresseur pour le gaz choisi (hydrogène ou oxygène)	W
P_E	Puissance en entrée du convertisseur	W
P_{EL}	Puissance absorbée par l'électrolyseur	W
P_{EL_A}	Puissance consommée par les auxiliaires de l'électrolyseur	W
P_{EL_C}	Puissance transitant par le convertisseur associé à l'électrolyseur	W
P_{EL_TH}	Puissance thermique libérée par l'électrolyseur	W
P_H	Puissance fournie par la source micro-hydraulique en tenant compte de son convertisseur	W
P_{In}	Pression en entrée du compresseur, ce qui correspond à la pression à la sortie de l'électrolyseur	bar
P_{Max}	Puissance crête d'un module PV dans les conditions de références	Wc
P_{Max_J}	Plus haut pic de consommation de la charge en journée	W
P_{Max_S}	Plus haut pic de consommation de la charge en soirée	W
P_{MPPT}	Puissance fournie par le champ PV	W
P_{MPPT_C}	Puissance transitant par le convertisseur associé au champ PV	W
P_{N_C}	Puissance nominale du convertisseur associé à la charge et/ou au réseau	W
P_{N_EL}	Puissance nominale de l'électrolyseur	W
$P_{N_EL_C}$	Puissance nominale du convertisseur associé à l'électrolyseur	W

P_{N_PAC}	Puissance nominale de fonctionnement de la PAC	W
$P_{N_PAC_C}$	Puissance nominale du convertisseur associé à la PAC	W
$P_{N_PV_C}$	Puissance nominale du convertisseur associé au champ PV	W
P_{Nom}	Puissance nominale du convertisseur	W
P_{Out}	Pression en sortie du compresseur, ce qui correspond à la pression dans le stockage	bar
P_{PAC}	Puissance débitée par la PAC	W
P_{PAC_A}	Puissance consommée par les auxiliaires de la PAC	W
P_{PAC_C}	Puissance transitant par le convertisseur associé à la PAC	W
P_{PAC_TH}	Puissance thermique libérée par la PAC	W
P_{Pertes}	Puissance perdue dans le convertisseur	W
P_{PV}	Puissance crête du champ PV	Wc
P_{Reseau}	Puissance absorbée par le réseau	W
P_S	Puissance en sortie du convertisseur	W
Q_{H_2}	Quantité d'hydrogène dans le réservoir	mol
$Q_{H_2}^C$	Quantité d'hydrogène consommée	mol.h ⁻¹
$Q_{H_2}^P$	Quantité d'hydrogène produite	mol.h ⁻¹
Q_{H_2O}	Quantité d'eau dans le réservoir	mol
$Q_{H_2O}^C$	Quantité d'eau consommée	mol.h ⁻¹
$Q_{H_2O}^P$	Quantité d'eau produite	mol.h ⁻¹
Q_{O_2}	Quantité d'oxygène dans le réservoir	mol
$Q_{O_2}^C$	Quantité d'oxygène consommée	mol.h ⁻¹
$Q_{O_2}^P$	Quantité d'oxygène produite	mol.h ⁻¹
r_{EL}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de l'électrolyseur	V.cm ² .A ⁻¹
r_{PAC}	Coefficient de l'équation électrique, permettant de décrire la courbe de polarisation de la PAC	V.cm ² .A ⁻¹

$S_{d,y}$	Série désaisonnalisée	sans unité
S_{EL}	Seuil de fonctionnement de l'électrolyseur	Nm^3
S_{H_2}	Stœchiométrie de l'hydrogène	sans unité
S_{H_2O}	Stœchiométrie de l'eau	sans unité
S_{O_2}	Stœchiométrie de l'oxygène	sans unité
S_{PAC}	Seuil de fonctionnement de la PAC	W
SA_{EL}	Surface active d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur	cm^2
SA_{PAC}	Surface active d'une cellule élémentaire de la PAC	cm^2
T_A	Température ambiante du lieu considéré	$^{\circ}C$
T_{In}	Température à l'entrée du compresseur, ce qui correspond à la température à la sortie de l'électrolyseur	$^{\circ}K$
T_J	Température de jonction du module PV	$^{\circ}C$
T_J^R	Température de jonction dans les conditions de références du module PV	$= 25^{\circ}C$
TC_{BAT}	Taux de couverture de la charge par la batterie	%
TC_{PAC}	Taux de couverture de la charge par la PAC	%
TC_{PV}	Taux de couverture de la charge par le champ PV	%
TF_{EL}	Rapport entre le temps de fonctionnement de l'électrolyseur et le nombre d'heures d'ensoleillement	%
TF_{PAC}	Rapport entre le temps de fonctionnement de la PAC et celui de la charge	%
TF_X	Temps de fonctionnement du composant X sur le nombre d'années défini par l'utilisateur	ans ou heures
V_{EL}	Tension d'une cellule élémentaire de l'électrolyseur	V
V_{N_EL}	Tension au point de fonctionnement nominal de l'électrolyseur	V
V_{N_PAC}	Tension au point de fonctionnement nominal de la PAC	V
V_{PAC}	Tension d'une cellule élémentaire de la PAC	V
V_{TH}	Tension thermoneutre d'une cellule élémentaire	$= 1,48 V$
X_t	Collection de mesures ordonnées chronologiquement	-

Glossaire

AC	Alternating Current
ADEC	Agence de Développement Economique de la Corse
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AFC	Alcaline Fuel Cell
ANN	Artificial Neural Networks
ANR	Agence National de la Recherche
AOSIS	Alliance Of Small Island States
ARER	Agence Régionale de l'Energie Réunion
ARMA	Auto Regressive Moving Average
ASI	Alimentation Sans Interruption
ATER	Attaché Temporaire d'Enseignement et de Recherche
CC	Correlation Coefficient
CCNUCC	Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique
CEP	Centre Energétique et Procédés
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
CPER	Contrat de Plan Etats-Régions
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSTB	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
CTC	Collectivité Territoriale de Corse
DC	Direct Current
DEHT	Département de l'Electricité de l'Hydrogène pour les Transports
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell

DRT	Direction de la R echerche T echnologique
ECS	Eau C haude S anitaire
EDF	Electricité D e F rance
ENEA	Ente per le N uove tecnologie, l' E nergia e l' A mbiente
EnR	E nergies R enouvelables
EnR/H ₂	Système hybride ayant les EnR comme source énergétique, et utilisant l' H ₂ comme moyen de stockage
FEDER	Fonds E uropéen de D eveloppement R égional
FIRST	Fuel cell I nnovative R emote energy S ystem for T elecom
GE	Groupe E lectrogène
GES	G az à E ffet de S erre
GIEC	Groupe d'experts I ntergouvernemental sur l' E volution du C limat
HARI	H ydrogen A nd R enewables I ntegration
HDR	H abilité à D iriger des R echerches
HOMER	H ybrid O ptimization M odel for E lectric R enewables
HQE	H aute Q ualité E nvironnementale
HRI	H ydrogen R esearch I nstitute
HYDROGEMS	HYDRO Gen E nergy M odel S
IFE	I nstitute F or E nergy technology
INPT	I nstitut N ational P olytechnique de T oulouse
INTA	I nstituto N acional de T écnica A eroespacial
IUT	I nstitut U niversitaire de T echnologie
LAPLACE	L aboratoire PL asma et C onversion d' E nergie
LITEN	L aboratoire d' I nnovation pour les T echnologies des E nergies N ouvelles et les nanomatériaux
LLP	L oss-of- L oad P robability
MATLAB [®]	Langage de calcul scientifique de haut niveau ayant un environnement interactif pour le développement d'algorithmes, la visualisation et l'analyse de données, ou encore le calcul numérique
MBE	M ean B ias E rror
MCFC	M olten C arbonate F uel C ell

MDE	Maitrise de la D emande en l' E lectricité
MPPT	M aximum P ower P oint T racker
MYRTE	M ission h Ydrogène- R enouvelable pour l' i n T égration au réseau E lectrique
N/A	N on A pplicable
NREL	N ational R enewable E nergy L aboratory
ONF	O ffice N ational des F orêts
ONU	O rganisation des N ations U nies
ORIENTE	O ptimization of R enewable I ntermittent E nergies with hydroge N for au T onomous E lectrification
PAC	P ile A C ombustible
PAFC	P hosphoric A cid F uel C ell
PANH ou PAN-H	P lan d' A ction N ational sur l' H ydrogène et les piles à combustible
PEM	P roton E xchange M embrane
PEMFC	P roton E xchange M embrane F uel C ell
PEPITE	P rojet d' E tudes et d'expérimentation de P uissance pour la gestion des énergies I ntermittentes par les T echnologies E lectrochimiques
PHOEBUS	P HOtovoltaik- E lektrolyse- B rennstozelle U nd S ystemtechnik
PMC	P erceptron M ulti- C ouche
PRERURE	P lan R égional des E nergies R enouvelables et d' U tilisation R ationnelle de l' E nergie
PV	P hoto V oltaïque
PV/BAT/GE	Système hybride comportant un champ PV , un parc de BAT terie et un G roupe E lectrogène
R&D	R echerche & D éveloppement
RMBE	R elative M ean B ias E rror
RMFC	R eformed M ethanol F uel C ell
RMSE	R oot M ean S quare E rror
RRMSE	R elative R oot M ean S quare E rror
SAPHYS	S tand- A lone small size P hotovoltaic H ydrogen energy S ystem
SEI	S ystème E nergétique I nsulaire

SIMULINK®	Simulink est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal. Simulink est intégré à MATLAB®, fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données de MATLAB®.
SISE	Systèmes Inertiels de Stockage d'Energie
SOEC	Solid Oxid Electrolyser Cell
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
SPE	Sciences Pour l'Environnement
SPR	Service de Protection contre les Rayonnements
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
TRNSYS	TRaNsient SYstems Simulation program
TS	Time Series
TU	Temps Universel
UDC	Université De Corse
UE	Union Européen
UMR	Unité Mixte de Recherche

Annexes

Annexe A : Fiche technique du module Sharp NEQ5E3E 165W

Annexe B : Indicateurs statistiques de précision

Annexe C : Fiche technique du module SUNTECH STP175S-24/AC

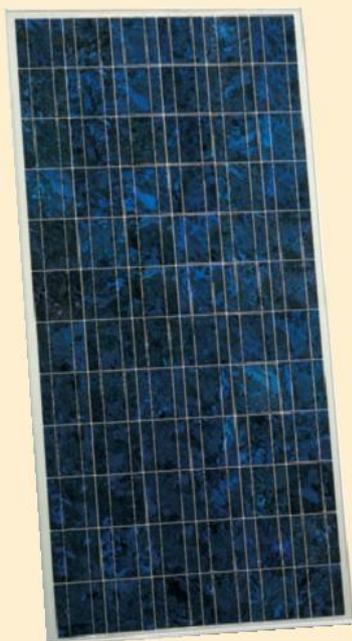
Annexe A : Fiche technique du module Sharp NEQ5E3E 165W**SHARP****NEQ5E3E****165 W**

Module photovoltaïque polycristallin



MODULE PHOTOVOLTAÏQUE À BASE DE SILICIUM POLYCRISTALLIN D'UNE PUISSANCE MAXIMUM DE 165 W

Le module photovoltaïque SHARP NEQ5E3E est conçu pour de nombreuses installations électriques. Il intègre la technologie des cellules solaires, composées de silicium cristallin, développée depuis plus de 40 ans, qui offre une bonne longévité et qui permet de résister à des conditions de fonctionnement rigoureuses. Il est approprié aux installations connectées au réseau.



Caractéristiques générales

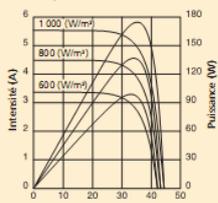
- Module photovoltaïque composé de 72 cellules en silicium polycristallin 125,5 x 125,5 mm connectées en série, qui offre une puissance de 165 W et un rendement de 12,7%.
- Module photovoltaïque incluant des diodes by-pass qui permettent de minimiser les chutes de puissance provoquées par l'ombre.
- Les cellules sont encapsulées entre un revêtement anti-reflet qui permet de limiter la réflexion de la lumière du soleil et une structure arrière BSF (Back Surface Field), afin d'améliorer leur rendement : 14,6%.
- Les modules sont protégés des intempéries par une plaque de verre trempé transparent, une résine EVA, un film imperméable et un encadrement en aluminium afin de prolonger les installations extérieures.
- Système 24 V CC et sortie haute tension pour les installations connectées au réseau
- Sortie : câble conducteur avec connecteur résistant à l'eau.

Performances

Paramètres	Symbole	Min.	Typ.	Unité	Conditions
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	-	43,1	V	Conditions de test standardisées (STC)
Tension à puissance maximale (crête)	V_{pm}	-	34,6	V	
Intensité de court circuit	I_{sc}	-	5,46	A	Ensoleillement : 1000 W/m ²
Intensité à puissance maximale (crête)	I_{pm}	-	4,77	A	
Puissance maximale (crête)	P_m	156,8	165,0	W	AM : 1,5
Rendement de la cellule encapsulée	η_c	-	14,6	%	Température du module : 25°C
Rendement du module	η_m	-	12,7	%	

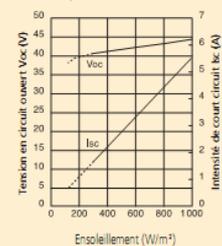
Caractéristiques

Intensité, puissance en fonction de la tension (température de la cellule : 25 °C)

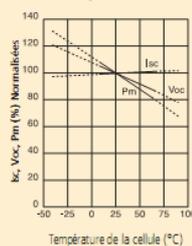


Tension (V) — Intensité/tension
— Puissance/tension

Tension en circuit ouvert et intensité de court-circuit en fonction de l'ensoleillement (température de la cellule : 25 °C)



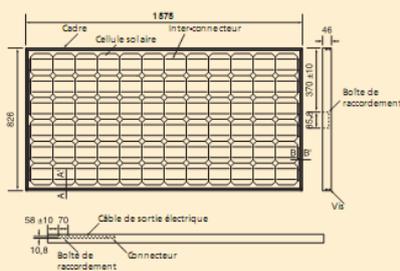
I_{sc} , V_{oc} , P_m normalisées en fonction de la température de la cellule



Applications

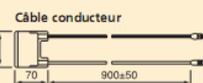
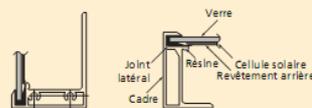
- Systèmes résidentiels connectés au réseau
- Bâtiments administratifs
- Centrales électriques photovoltaïques
- Villages isolés
- Villas, chalets
- Systèmes de pompage
- Systèmes d'éclairage
- Signalisation routière
- Relais de station radio
- Balises
- Stations d'observation et de mesure
- Systèmes de télécommunication

Dimensions



Vue de coupe A-A'

Vue de coupe B-B'



Les modules Sharp sont fabriqués dans des usines certifiées ISO 9001 et sont conformes aux normes internationales de qualité : IEC 61215 et TÜV safety class II.

Sharp n'assume pas la responsabilité des dommages causés aux installations équipées de modules SHARP utilisés sans validation des spécifications techniques par des catalogues ou fiches produits fournis par Sharp. Avant d'utiliser un module Sharp, veuillez contacter Sharp afin d'obtenir la dernière fiche technique.

SHARP

Votre distributeur SHARP

SHARP ELECTRONICS FRANCE S.A.
22, avenue des Nations - Paris Nord 2 - BP N° 52094
95948 Roissy-Charles-de-Gaulle Cedex
Tél. : 01 49 90 34 00 • Télécopie : 01 48 63 26 21 • www.sharp.fr



Annexe B : Indicateurs statistiques de précision

$$\text{MBE} = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)}{N}$$

Mean Bias Error

$$\text{RMBE} = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{y_i - x_i}{x_i} \right)}{N}$$

Relative Mean Bias Error

$$\text{RMSE} = \left\{ \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}{N} \right\}^{\frac{1}{2}}$$

Root Mean Square Error

$$\text{RRMSE} = \left\{ \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{y_i - x_i}{x_i} \right)^2}{N} \right\}^{\frac{1}{2}}$$

Relative Root Mean Square Error

$$\text{CC} = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{\left\{ \left[\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \right] \left[\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \right] \right\}^{\frac{1}{2}}}$$

Correlation Coefficient

Avec

x_i	Valeur mesurée
\bar{x}	Moyenne des valeurs mesurées.
y_i	Valeur calculé
\bar{y}	Moyenne des valeurs calculées.
N	Nombre de point d'observation

Annexe C : Fiche technique du module SUNTECH STP175S-24/AC**STP175S-24/AC**

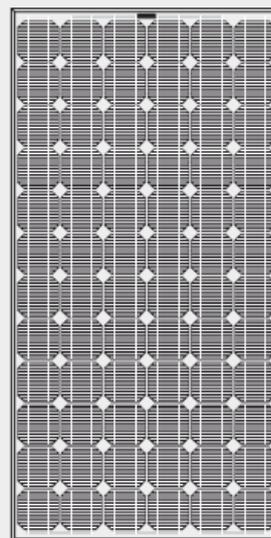
STP165S-24/AC STP170S-24/AC
STP180S-24/AC

High Efficiency, High Quality
 PV Module

Suntech's STPAC is designed and built to deliver highest efficiency and reliable power for on-grid residential and commercial systems worldwide. Relying on Suntech's well-known stringent manufacturing standards and latest PV technology, the module provides the highest possible energy output per Watt with total module efficiency of 14.1%. Superior conversion rate and exceptional low-light performance enable it to deal with the most challenging conditions of military, utility, residential and commercial installations. The module is the perfect choice for those who demand outstanding performance and exceptional uniform appearance.

Features and benefits

- High efficiency
- Nominal 24 V DC for standard output
- Outstanding low-light performance
- High transparent low-iron, tempered glass
- Unique techniques give the panel following features: esthetic appearance, with stands high wind-pressure and snow load, and easy installation
- Unique technology ensure that problems of water freezing and warping do not occur
- Design to meet unique demand of customer
- 25 year module output warranty

**Electrical Characteristics**

Model	STP180S-24/AC	STP175S-24/AC	STP170S-24/AC	STP165S-24/AC
Open-circuit voltage (Voc)	44.8V	44.7V	44.4V	44V
Optimum operating voltage (Vmp)	36V	35.8V	35.6V	35.4V
Short-circuit current (Isc)	5.29A	5.23A	5.15A	5.05A
Optimum operating current (Imp)	5A	4.9A	4.8A	4.66A
Maximum power at STC (Pmax)	180Wp	175Wp	170Wp	165Wp
Operating temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum system voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC	1000V DC

STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5



Specifications

Cell	Monocrystalline silicon solar cells 125mm×125mm
No. of cells and connections	72(6×12)
Dimension of module	1580mm×808mm×35mm
Weight	15.5kg

Temperature Coefficients

NOCT	48°C±2°C
Short-circuit current temperature coefficient	0.017 %/K
Open-circuit voltage temperature coefficient	-0.34 %/K
Peak power temperature coefficient	-0.48 %/K
Power tolerance	±3%

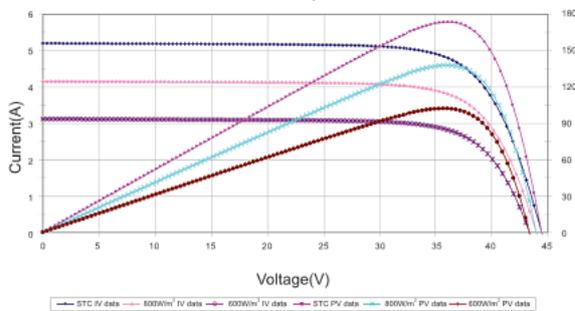
NOCT: Nominal Operating Cell Temperature
(data refer to STP165S)

Output

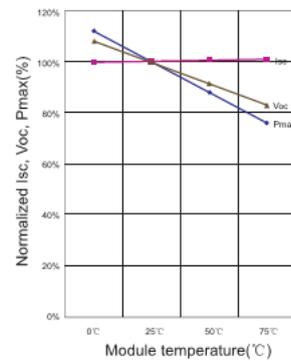
Cable	LAPP(4.0mm ²)
Asymmetrical Lengths	1200mm(-) and 800mm(+)
Connection	MC Plug Type IV

Characteristics

Module IV Graph 175W



Normalized Isc, Voc, Pmax vs. module temperature characteristics



Abstract

EnR/H₂ hybrid systems appear to be an innovative solution to the renewable energies storage problems. These systems include : one or several renewable energy sources ; an electrolyzer that produces hydrogen and oxygen when the renewable energy source can provide an excess of energy ; in the other hand, when the load exceeds the capacity of the renewable source, the fuel cell consumes the gases and supply the difference of energy to the load.

With the aim to develop these solutions in the future : it is necessary to constitute a set of architectural references corresponding to the target applications for the EnR/H₂ hybrid systems ; and to develop a decision-making instrument allowing to optimize the sizing of each sub-systems according to several criteria (system energy efficiency or the electricity costs).

A numerical sizing code under language MATLAB[®], named ORIENTE, was thus developed within the framework of the research works which have joined the project ANR PEPITE (ANR-07-PANH-012). The various partners of this project are the HELION Company, the University of Corsica, the CEA, the INPT - LAPLACE and ARMINES. The applications concerned by this code, are electrification of isolated sites, micro-electricity grid energy management and reducing load peaks on an electrical grid.

The first application will be treated via a demonstrator which will be installed at Cadarache in the beginning of 2011, on the site of the CEA, that concerns the supply of a meteorological pylon. This application is supported by the poles of competitiveness CAPENERGIES and TENERRDIS.

The second application concerns the study of a micro-grid on the site of MAFATE (on La Réunion Island). This work is in partnership with the ARER.

The last application, named MYRTE project was treated through a technological platform on the site of Vignola (near Ajaccio) for control-command strategies to answer the reducing load peaks on an electrical grid and the smoothing of the photovoltaic production. This platform is financed by the Corsica region, the French government and European Union (FEDER). This application was the object of a labellised by CAPENERGIES.

Keywords:

- Renewable Energy
- Hybrid system
- Photovoltaic
- Fuel cell
- Electrolyzer
- Hydrogen
- Modelling
- Sizing