

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DU DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
MAURICIO HIGUITA CANO

SYSTÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE BASÉ SUR L'INCERTITUDE POUR UN
SYSTÈME HYBRIDE À SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AUTONOME
AVEC PRODUCTION D'HYDROGÈNE

SEPTEMBRE 2017

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

DOCTORAT EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (PH.D.)

Programme offert par l'Université du Québec à Trois-Rivières

**SYSTÈME DE GESTION DE L'ÉNERGIE BASÉ SUR L'INCERTITUDE POUR UN
SYSTÈME HYBRIDE À SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE AUTONOME
AVEC PRODUCTION D'HYDROGÈNE**

PAR

MAURICIO HIGUITA CANO

Kodjo Agbossou, directeur de recherche	Université du Québec à Trois-Rivières
--	---------------------------------------

Yves Dubé, président du jury	Université du Québec à Trois-Rivières
------------------------------	---------------------------------------

Souso Kelouwani, codirecteur de recherche	Université du Québec à Trois-Rivières
---	---------------------------------------

Mohamed Rachid Benhaddadi, évaluateur	Cégep du Vieux Montréal
---------------------------------------	-------------------------

Jamel Ghouili, évaluateur externe	Université de Moncton, Campus de Moncton
-----------------------------------	--

Thèse soutenue le 2 février 2017

*Cette thèse est dédiée à mes parents, Vicente et Libia,
ainsi qu'à mon frère, Juan Felipe...*

*« L'intelligence ne se mesure pas des pieds à la tête, mais de la
tête au ciel » – Napoléon Bonaparte*

Résumé

Ce projet de recherche s'inscrit dans l'amélioration de la gestion de l'énergie des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable (SHER) qui se posent aujourd'hui comme d'intéressantes solutions d'électrification dans les zones éloignées des pays nordiques. Cette étude est orientée vers le stockage et la production d'hydrogène à partir des sources d'énergie renouvelable photovoltaïque (PV) et éolienne (WT). On s'intéresse en particulier, dans ce travail de thèse, aux problématiques entourant les phénomènes de dégradation que subissent les piles à combustible (PàC) et les électrolyseurs. Ces phénomènes dégénératifs sont fortement associés au nombre de cycles de démarrage et d'arrêt. De plus, la PàC et l'électrolyseur subissent d'autres phénomènes de dégradation tels qu'une dégradation accélérée lorsque ceux-ci sont soumis à des conditions hivernales où le climat froid est prédominant. Pour traiter ce problème, nous proposons un système de gestion de l'énergie (SGE) stochastique basé sur l'incertitude des prévisions associées aux sources intermittentes (PV, WT) et à la demande électrique pour les SHER autonomes avec production d'hydrogène. Ce SGE nous a permis d'atténuer la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur, de minimiser la taille des batteries et de mieux adapter la PàC et l'électrolyseur aux conditions climatiques des pays nordiques. Quatre articles scientifiques détaillés ont été publiés afin d'exposer des méthodes pour améliorer la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur.

Le premier article analyse l'impact des incertitudes des prévisions (sources d'énergie renouvelable, charge électrique) sur la production d'énergie et sur la fréquence des cycles de démarrage/arrêt (cycles D/A) de la PàC et de l'électrolyseur. De plus, une nouvelle approche stochastique de gestion du flux de puissance du SHER permet d'anticiper le démarrage/arrêt de la PàC et de l'électrolyseur afin de mieux les préparer à affronter les conditions hivernales. La proposition du SGE stochastique s'appuie sur la logique floue (FL) et considère la prévision de la puissance nette du bus à courant continu (lien CC) et son incertitude sur les performances du système. Cette approche vise à améliorer l'efficacité globale du SHER en optimisant les décisions prises lors de la mise en marche et

de l'arrêt de la PàC et de l'électrolyseur. Une augmentation moyenne de 7 % sur la production d'hydrogène a été obtenue en résultat de cette étude. Le SGE stochastique a aidé à réduire la dégradation de la PàC de 85 % et de l'électrolyseur de 60 %. Quant au temps d'opération de l'électrolyseur, une incrémentation de 64 % a été atteinte, améliorant ainsi la qualité de l'hydrogène produit. Le temps d'opération de la PàC a quant à lui été réduit de 59 %.

Le deuxième article présente la validation expérimentale du SGE stochastique utilisant un banc d'essai SHER, lequel a été conçu à l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH). Un système de contrôle et d'acquisition de données a été développé sur la plateforme LabVIEW de National Instruments. La robustesse du SGE proposé est évaluée par simulation en utilisant la méthode Monte-Carlo. Les analyses statistiques permettront d'évaluer le comportement et les performances du SGE stochastique par rapport aux variations aléatoires des sources d'énergie renouvelable (SER) et de la charge électrique.

Le troisième article présente la simulation et la validation expérimentale d'un modèle thermique pour une PàC. Ce modèle thermique permet de décrire le comportement de la PàC sous des conditions d'opération proche de la température de congélation de l'eau. Grâce à ce modèle thermique, nous avons pu étudier et développer un SGE local apte à faire opérer la PàC aux conditions du climat nordique. Les résultats démontrent que la température de la PàC estimée par simulation présente un écart de 5 % par rapport à la température observée de la PàC pendant les essais expérimentaux.

Le quatrième article présente la simulation et la validation expérimentale d'un SGE – PàC conçu pour opérer aux conditions proches de la température de congélation de l'eau, en utilisant la méthode de poursuite du point maximal d'efficacité avec pas de calcul variable. Une amélioration de 5 % du rendement global du système de PàC est obtenue par rapport au contrôle du manufacturier. Même dans les conditions d'opération en climat nordique, le SGE – PàC maintient de bonnes conditions de température de la PàC qui permettent d'assurer de hauts rendements d'opération de 38 %.

Remerciements

Avant tout, je remercie *DIEU* de m'avoir gardé en vie et en bonne santé jusqu'à ce jour et de m'avoir permis de réussir cette thèse.

Ce travail a été effectué à l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH) de l'Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR). Je tiens à exprimer mes remerciements et ma profonde reconnaissance au professeur Kodjo Agbossou qui m'a accueilli au sein de son équipe de recherche et au professeur Souso Kelouwani qui a accepté de co-encadrer cette thèse. Leurs qualités professionnelles et leurs conseils ont fait en sorte que mes années de doctorat se sont déroulées dans les meilleures conditions possible.

Je remercie également les professeurs Mohamed Rachid Benhaddadi, du département des technologies du génie électrique du Cégep du Vieux Montréal, Jamel Ghouili, du département génie électrique de l'Université de Moncton au Nouveau-Brunswick et Yves Dubé, du département de génie mécanique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, membres du jury, pour l'honneur qu'ils me font d'évaluer ce travail.

Je remercie aussi mes collègues et amis pour leur appui tout au long de la démarche qui a mené à cette thèse. Je souhaite remercier mes collègues, les docteurs Mhamed Hammoudi, Karim Belmokhtar, Khalid Ettahir et Alben Cardenas, mes amis, David Durette, Mohamed Islam Aniss Mousli, Marc-Antoine Pagé, Nilson Henao, Cristina Guzman et Mohamed Chemsî. Un remerciement tout spécial à ma famille d'accueil, ici au Québec, Mme Yadira Morales Acosta et Mlle Rosa Maria Romero Morales. Merci également à ceux que j'ai pu oublier.

Je tiens à exprimer mes remerciements à tous mes collègues du TechnoCentre éolien, et plus particulièrement à Frédéric Côté, directeur, pour leur soutien et leur aide dans cette étape vitale de ma thèse. Vous êtes une partie importante de la famille en milieu de travail.

Finalement, je remercie ma famille pour le soutien et les encouragements. Mes parents Vicente Higueta Rodríguez et Libia del Socorro Cano Jiménez, ainsi que mon frère Juan Felipe Higueta Cano.

Table des matières

Résumé.....	iv
Remerciements.....	vi
Table des matières.....	vii
Liste des tableaux.....	ix
Liste des figures	x
Liste des sigles et des abréviations	xii
Chapitre 1 - Introduction.....	1
1.1 Contexte et motivation	2
1.2 Problématique de recherche	5
1.3 Objectifs du projet de recherche et contributions escomptées	6
1.4 Méthodologie de recherche	7
1.5 Organisation de la thèse	7
Chapitre 2 - Revue bibliographique	9
2.1 Systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable (SHER)	10
2.1.1 Architectures ou configurations de SHER.....	10
2.1.2 Système de stockage d'énergie	13
2.1.3 Architecture des systèmes de gestion de l'énergie (SGE)	14
2.1.4 Configuration typique d'un système hybride à sources d'énergie renouvelable autonome avec production d'hydrogène	17
2.2 Systèmes de gestion de l'énergie (SGE)	18
2.3 Incertitude dans les systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable.....	22
2.4 Dégradation d'une pile à combustible (PàC) et d'un électrolyseur.....	22
Chapitre 3 - Articles.....	28
3.1 Cohérence des articles par rapport aux objectifs de la thèse	29
3.2 Article 1 : « Power management system for off-grid hydrogen production based on uncertainty ».....	31

3.3 Article 2 : « Experimental evaluation of a power management system for a hybrid renewable energy system with hydrogen production »	46
3.4 Article 3 : « Free air-breathing proton exchange membrane fuel cell: Thermal behavior characterization near freezing temperature »	61
3.5 Article 4 : « Improving a free air breathing proton exchange membrane fuel cell through the Maximum Efficiency Point Tracking method »	71
Chapitre 4 - Discussion générale	84
Chapitre 5 - Conclusion et perspectives.....	91
Annexes – Protocole expérimental	94
A.1 Système hybride à source d'énergie renouvelable (SHER).....	95
A.1.1 Banc d'essai – caractéristiques	95
A.1.2 Plateforme LabVIEW – Système d'acquisition, de commande et de contrôle.....	97
A.1.3 Fréquence d'échantillonnage.....	97
A.1.4 Procédure expérimentale	106
A.2 Pile à combustible PEM de type atmosphérique	107
A.2.1 Banc d'essai – Caractéristiques	108
A.2.2 Plateforme LabVIEW – Système d'acquisition	113
A.2.3 Procédure expérimentale	113
A.2.4 Fréquence d'échantillonnage.....	113
Références bibliographiques	115

Liste des tableaux

Tableau 2-1	Modes de dégradation et causes [23, 73]	24
Tableau 2-2	Durée de vie prévue et taux de dégradation [23, 24, 77].....	26
Tableau 2-3	Taux de dégradation d'une PàC en fonction des conditions d'opération [23, 26, 73].....	26
Tableau A-1	Spécifications du banc d'essai.....	96
Tableau A-2	Spécifications du banc d'essai de la PàC atmosphérique.....	109

Liste des figures

Figure 2-1	Configuration d'un système avec bus à courant continu (CC) [6]	10
Figure 2-2	Configuration d'un système à bus alternatif (CA) : a) PFAC; b) HFAC [6].....	12
Figure 2-3	Configuration d'un système hybride [6]	13
Figure 2-4	Diagramme de Ragone [37]	14
Figure 2-5	Diagramme d'un modèle de commande centralisé [6].....	15
Figure 2-6	Diagramme d'un modèle de contrôle distribué [6]	15
Figure 2-7	Diagramme d'un modèle de commande hybride centralisée-distribuée [6].....	16
Figure 2-8	Diagramme d'un modèle de commande hybride multiniveau [6].....	17
Figure 2-9	Système hybride à sources d'énergie renouvelable (SHER) – Configuration d'un système à bus courant continu CC.....	17
Figure A-1	Technique du « Hardware-in-the-Loop (HIL) » pour le système hybride à source d'énergie renouvelable.....	98
Figure A-2	Banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable : vue du dessus.....	99
Figure A-3	Banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable : vue du dessous.....	100
Figure A-4	Banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable : interface NI-LabVIEW	101
Figure A-5	Outil dessin de logique floue à l'intérieur du module de contrôle de et simulation de LabVIEW	102
Figure A-6	Programme LabVIEW pour l'acquisition des données du SGE stochastique	103

Figure A-7	Programme LabVIEW pour le contrôle de la source programmable Xantrex XKW 33-33 120 V/33 A/1 kW	104
Figure A-8	Programme LabVIEW pour le contrôle d'une charge électronique programmable IT 8512 120 V/30 A/300W	105
Figure A-9	Diagramme du flux de la procédure expérimentale dans le banc d'essai du SHER.....	107
Figure A-10	Système de pile hydrogène PEM de type atmosphérique Horizon série H-1000 : schéma des connexions.....	110
Figure A-11	Système de pile hydrogène PEM de type atmosphérique Horizon série H-1000 : interface NI-LabVIEW	111
Figure A-12	Système de pile hydrogène PEM de type atmosphérique Horizon série H-1000 : vue du banc d'essai.....	112
Figure A-13	Diagramme du flux de la procédure expérimentale de la pile à combustible	114

Liste des sigles et des abréviations

AC-AC	Convertisseur courant alternatif – courant alternatif
AC-CC	Convertisseur courant alternatif – courant continu
BAT	Batteries
CC-AC	Convertisseur courant continu – courant alternatif
CC-CC	Convertisseur courant continu – courant continu
D/A	Démarrage/arrêt
FL	Logique floue
FL-2	Logique floue type II
GDL	Couche de diffusion gazeuse
GES	Gaz à effet de serre
HFAC	Haute fréquence courant alternatif : 400 Hz
HIL	Simulation semi-réelle avec matériel dans la boucle
HVAC	Chauffage, ventilation et climatisation
IRH	Institut de recherche sur l'hydrogène
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
MCP	Modèle de contrôle prédictif
MMC	Méthode Monte-Carlo
MPET	Poursuite du point maximal d'efficacité
MPPT	Poursuite du point maximal de puissance
PàC	Pile à combustible

PEBB	Circuit d'interface électronique
PEM	Membrane d'échange de protons
PEMFC	Pile à combustible à membrane d'échange de protons
PFAC	Fréquence du courant industriel : 40/60 Hz
PV	Générateur photovoltaïque
P et O	Perturbation et observation
RN	Réseau neurones
SER	Source d'énergie renouvelable
SCU	Unité de contrôle
SGE	Système de gestion de l'énergie
SHER	Système hybride à sources d'énergie renouvelable
SMA	Système de multi-agent
SoC	État de charge des batteries
WT	Turbine éolienne

Chapitre 1 - Introduction

1.1 Contexte et motivation

Les sources d'énergies renouvelables ont fait l'objet, au cours des dernières années, d'une attention accrue en tant que solution pour affronter les problèmes causés par l'épuisement des énergies fossiles, pour atténuer les effets des changements climatiques et pour répondre à la croissance globale des besoins énergétiques [1-3].

L'utilisation de sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie éolienne et l'énergie solaire a été largement étudiée par la communauté scientifique [4] et demeure un secteur permanent d'investissement et de développement pour le milieu industriel. Afin d'accroître leur fiabilité et de promouvoir un meilleur équilibre entre l'offre et la demande, ces sources nécessitent des approches de gestion et des systèmes de stockage conçus sur mesure pour s'adapter à leurs spécificités géographiques et surtout, pour gérer leur opération de nature intermittente. Par conséquent, l'intégration de ces systèmes de stockage est un sujet important dans la conception des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelable (SHER) [5].

Un SHER est un système électrique comprenant plus d'une source d'énergie et dont au moins l'une d'entre elles est de type renouvelable (éolienne, solaire, hydroélectricité, marémotrice, géothermique, etc.) [6]. Selon la façon dont ils sont interconnectés au réseau, deux types de SHER sont identifiés dans la littérature : les SHER autonomes¹ et les SHER distribués². Généralement, les SHER distribués n'ont pas besoin de stockage puisque le déficit et l'excédent entre la production intermittente et la demande d'énergie sont compensés par le réseau électrique conventionnel. Par contre, les dispositifs de stockage revêtent, dans les SHER autonomes, une importance déterminante pour stocker l'énergie excédentaire et la réinjecter ultérieurement afin de répondre à la demande dans l'éventualité où un déficit d'énergie serait imposé.

Au cours des dernières décennies, plusieurs modèles de SHER ont été conçus en utilisant des dispositifs de stockage à court terme, comme les accumulateurs électrochimiques (batteries), les volants d'inertie, les super-condensateurs et certains systèmes de stockage magnétique [5-7]. Parmi les moyens de stockage à long terme les plus couramment utilisés

¹ Sans interconnexion avec le réseau électrique conventionnel

² Avec interconnexion avec le réseau électrique conventionnel

figurent les centrales hydrauliques à réserve pompée, les systèmes à air comprimé et le stockage sous forme d'hydrogène [6, 8, 9].

L'hybridation du stockage à court et à long terme par l'utilisation de batteries et de technologies liées à l'hydrogène est une solution viable et intéressante pour les SHER autonomes [10-12]. Dans ces configurations, les batteries sont utilisées comme un réservoir tampon connecté à un lien ou bus à courant continu (CC). Le découplage temporel à court terme entre la production et la demande est directement absorbé par les batteries, tandis qu'à long terme, l'hydrogène est utilisé en tant que vecteur énergétique pour le transfert entre les longues périodes de surproduction et les phases de sous-production. La chaîne de transformation électricité-hydrogène-électricité la plus couramment utilisée s'appuie sur les technologies d'électrolyseurs et de piles à combustible. Dans cette configuration, l'énergie excédentaire provenant de sources d'énergie renouvelable est utilisée pour produire de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau et stockée dans un réservoir. La pile à combustible est ensuite utilisée pour produire à nouveau de l'électricité à partir de la réaction chimique entre l'hydrogène emmagasiné et de l'oxygène normalement extrait de l'air ambiant [5, 7, 13]. Étant donné que plusieurs composants sont intégrés dans les SHER, la puissance de ces systèmes doit être correctement gérée afin d'augmenter l'efficacité énergétique globale des SHER. Par conséquent, l'instauration d'un système de gestion d'énergie (SGE) est nécessaire pour gérer et optimiser les flux de puissance électrique ou d'énergie au cœur de tels systèmes.

Différents types de SGE ont été proposés dans la littérature pour la gestion de SHER autonomes [14]. La littérature démontre que le choix de la stratégie de gestion de l'énergie, le type de contrôle utilisé, ainsi que les conditions d'opération du SHER peuvent avoir un impact négatif sur la durée de vie des composants du SHER (turbine éolienne – WT, panneaux photovoltaïques – PV, batteries), et plus particulièrement sur l'électrolyseur et la pile à combustible (PàC) [15, 16].

Les résultats obtenus par Tang et al. prouvent que la dégradation de la PàC est fortement liée au nombre de cycles de démarrage/d'arrêt (D/A) [17]. De même, plusieurs références additionnelles rapportent que la durée de vie de l'électrolyseur est également réduite par le nombre de cycles de D/A [18-22]. D'autres auteurs confirment que les phénomènes de

dégradation de la PàC et de l'électrolyseur sont dus à la durée de fonctionnement et au nombre de cycles de D/A; ces phénomènes sont donc identifiés comme étant les causes les plus importantes de la réduction de leur durée de vie [23, 24]. Par conséquent, la réduction du nombre de cycles D/A de l'électrolyseur et de la PàC par l'entremise d'un SGE approprié pourrait potentiellement contribuer à une amélioration significative de leur durée de vie.

Par ailleurs, les zones géographiques et les conditions météorologiques influencent grandement les conditions d'opération des SHER [25]. Les conditions hivernales qui prédominent, par exemple, dans les pays nordiques sont, dans la majorité des cas, extrêmement nuisibles à certains composants des SHER [26-28]. Dans le cas précis de la PàC et de l'électrolyseur, les performances d'opération et la qualité de l'hydrogène produit par l'électrolyseur peuvent être affectées par les basses températures rencontrées au cours de la saison hivernale [29]. En conséquence, la dégradation prématurée ou accélérée de la PàC et de l'électrolyseur apparaît au-dessous des températures environnantes au point de congélation (0 °C), surtout lorsque le SHER autonome est utilisé en zones nordiques [28, 30]. Affronter les conditions hivernales où les températures peuvent descendre jusqu'à -40 °C est donc un des défis auxquels devront faire face les SHER autonomes. Dans ces conditions climatiques, les systèmes PàC-électrolyseur doivent être placés dans des conteneurs pour pouvoir être opérés à des températures au-dessus du point de congélation de l'eau [31]. Avoir un SGE qui gère le flux de puissance pour anticiper le D/A de la PàC et de l'électrolyseur est essentiel pour préparer et améliorer les conditions d'opération de la PàC et de la production d'hydrogène de l'électrolyseur. Par conséquent, la conception d'un SGE prenant en considération les conditions météorologiques peut également contribuer à une amélioration significative de la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur, de leur performance d'opération et de la qualité d'hydrogène produit par l'électrolyseur. Sur la base de cette information, nous proposons une solution fiable permettant de résoudre certains aspects de ce problème spécifique aux SHER. La solution prévoit la diminution du nombre de cycles de D/A de la PàC et de l'électrolyseur tout en considérant les incertitudes inhérentes aux prévisions météorologiques et de consommation électrique, ainsi que l'amélioration des conditions d'opération de la PàC et de l'électrolyseur lorsqu'un climat froid est prédominant. On envisage que notre solution apporterait des bénéfices technico-

économiques aux SHER autonomes, et plus particulièrement à ceux implantés dans les pays nordiques.

1.2 Problématique de recherche

La plupart des SGE pour les SHER autonomes utilisant l'hydrogène comme vecteur énergétique reposent sur l'anticipation des besoins de stockage. La plupart des SGE sont orientés sur la répartition de la puissance instantanée et sont basés sur les valeurs de l'état de charge (SoC) des batteries. Ces SGE sont donc susceptibles de faire alterner la PàC et l'électrolyseur entre leur état de démarrage et d'arrêt, en raison de la nature intermittente des sources d'énergie renouvelables (éolienne, solaire) [7]. Cependant, le nombre de cycles de D/A occasionne plusieurs problèmes directement associés à la réduction de la durée de vie, comme les phénomènes de dégradation dans la PàC et l'électrolyseur, par exemple [18-24]. Comme mentionné précédemment, les conditions hivernales des pays nordiques peuvent contribuer à l'apparition de phénomènes de dégradation accélérée liés aux conditions d'opération à des températures avoisinant le point de congélation. Ces phénomènes de dégradation ont également un impact négatif sur la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur.

Il existe actuellement différentes façons de réduire la commutation de D/A de la PàC et de l'électrolyseur. Parmi celles-ci, l'augmentation de la taille des batteries (surdimensionnement) permet de couvrir de manière plus souple l'intermittence des sources d'énergie renouvelable sur la demande électrique et sur les composants du SHER. Évidemment, cette solution augmente les coûts d'opération du SHER et entraîne, par le fait même, des coûts de recyclage liés au remplacement des batteries. L'introduction de la prévision météorologique et de la prévision de la consommation électrique dans le processus décisionnel du SGE permettra certainement de réduire les commutations de D/A de la PàC et de l'électrolyseur [11].

Une gestion inadéquate des D/A de la PàC (ou de l'électrolyseur) peut également survenir dans le cas d'erreurs de prévision. En effet, la prévision d'une puissance élevée au niveau d'une turbine éolienne, intrinsèquement liée à une incertitude élevée, n'est certainement pas idéale pour le processus décisionnel du SGE, car le risque d'épuiser les batteries durant la production d'hydrogène est très élevé et l'électrolyseur peut même, dans certaines

conditions, être démarré inutilement. D'autre part, la prévision d'un niveau élevé de consommation électrique avec une incertitude significative peut entraîner un démarrage inutile de la PàC. D'autres études qui n'intègrent pas les incertitudes sur les prévisions de sources d'énergie renouvelable sont présentées dans les articles [6, 7, 13-15, 32-35].

La problématique de recherche est centrée sur la gestion d'un SHER autonome avec production d'hydrogène de manière à satisfaire en priorité le consommateur. Le SGE stochastique proposé dans cette thèse est conçu pour : i) contrôler le nombre de cycles de D/A de la PàC et de l'électrolyseur avec l'intention de favoriser leur cycle de vie; ii) réduire la taille des batteries en vue de promouvoir les avantages environnementaux associés à la diminution du nombre de batteries à recycler; et iii) mitiger les phénomènes de dégradation accélérée de la PàC et de l'électrolyseur dus aux conditions d'opération à des températures avoisinant le point de congélation de l'eau, prédominante dans les zones nordiques.

1.3 Objectifs du projet de recherche et contributions escomptées

L'objectif principal de cette thèse est de proposer une méthode de gestion stochastique qui permettra d'atténuer la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur, de minimiser la taille des batteries et qui sera adaptée aux conditions climatiques des pays nordiques. La particularité du SGE proposé pour un SHER autonome avec production d'hydrogène est l'utilisation de l'approche stochastique pour traiter les incertitudes des prévisions associées aux sources d'énergie renouvelable (PV, WT) et les incertitudes liées à la demande électrique. La réduction du nombre de cycles de D/A de la PàC et de l'électrolyseur et la diminution des coûts de recyclage des batteries peuvent être obtenues en prenant compte les incertitudes de ces prévisions. D'autre part, le SGE doit être conçu de manière à ce que la PàC et l'électrolyseur opèrent dans des conditions de fonctionnement et de production d'hydrogène adéquates dans un contexte où les conditions hivernales sont prédominantes.

Afin d'atteindre l'objectif principal de cette thèse, des objectifs spécifiques sont proposés :

- Analyser l'impact des incertitudes des prévisions (SER, charge électrique) sur la production d'énergie et sur les fréquences des cycles de démarrage/arrêt de la PàC et de l'électrolyseur.

- Proposer une nouvelle approche stochastique de gestion du flux de puissance du SHER anticipant le démarrage/arrêt de la PàC et de l'électrolyseur.
- Étudier, modéliser et améliorer le comportement d'une PàC pendant son fonctionnement aux conditions d'opération à des températures avoisinant le point de congélation de l'eau.

1.4 Méthodologie de recherche

Le travail de recherche compte différentes étapes qui se définissent de la manière suivante :

- Réalisation d'une revue bibliographique sur les différents SGE pour les SHER autonomes avec production d'hydrogène.
- Proposition d'un nouvel algorithme de décision basé sur l'incertitude des prévisions associées aux sources intermittentes (PV, WT) et de la demande électrique.
- Proposition d'un SGE local permettant de maintenir des conditions d'opération optimales pour le système PàC.
- Validation expérimentale du SGE basé sur l'incertitude des prévisions sur banc d'essai composé d'une PàC et d'un électrolyseur.
- Rédaction d'articles scientifiques et de la thèse de doctorat.

1.5 Organisation de la thèse

La thèse est organisée de la façon suivante : le premier chapitre est consacré à une introduction générale où la problématique, les objectifs du projet et la méthodologie de recherche sont énoncés. Le deuxième chapitre est dédié à la revue bibliographique des SHER, leurs SGE et l'architecture typique d'un SHER autonome avec production d'hydrogène. Les phénomènes d'incertitude et de dégradation de la PàC et de l'électrolyseur dans les SHER y sont également analysés. Le troisième chapitre présente les articles scientifiques publiés durant les travaux de recherche. De plus, la cohérence des articles par rapport aux objectifs de la thèse y est présentée et analysée. Le quatrième chapitre présente une discussion générale de la thèse et de ses résultats. Finalement, les

conclusions et perspectives des travaux de recherche et les références bibliographiques sont respectivement présentées dans le cinquième et sixième chapitre. Les protocoles expérimentaux des bancs d'essai pour le SHER et la PàC sont présentés en annexe.

Chapitre 2 - Revue bibliographique

2.1 Systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable (SHER)

2.1.1 Architectures ou configurations de SHER

Les systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable (SHER) transforment en électricité l'énergie provenant de sources d'énergie renouvelable primaires pour alimenter des charges électriques. En général, les différentes configurations ou architectures des SHER se classent en trois catégories :

Configuration d'un système avec bus à courant continu (lien CC) : les sources de production d'énergie sont connectées à un lien CC à travers des convertisseurs d'électronique de puissance appropriés (CA-CC, CC-CC, PEBB³ ou sans électronique de puissance). Le système peut ainsi alimenter des charges à courant alternatif (50 Hz ou 60 Hz) ou être relié au réseau électrique au moyen d'une interface de puissance dédiée (CC-CA) [6, 7]. Dans cette structure, le problème de régulation de fréquence est négligeable; cependant, pour les systèmes de moyenne et forte puissance, la régulation de la tension du bus CC demeure particulièrement difficile [36].

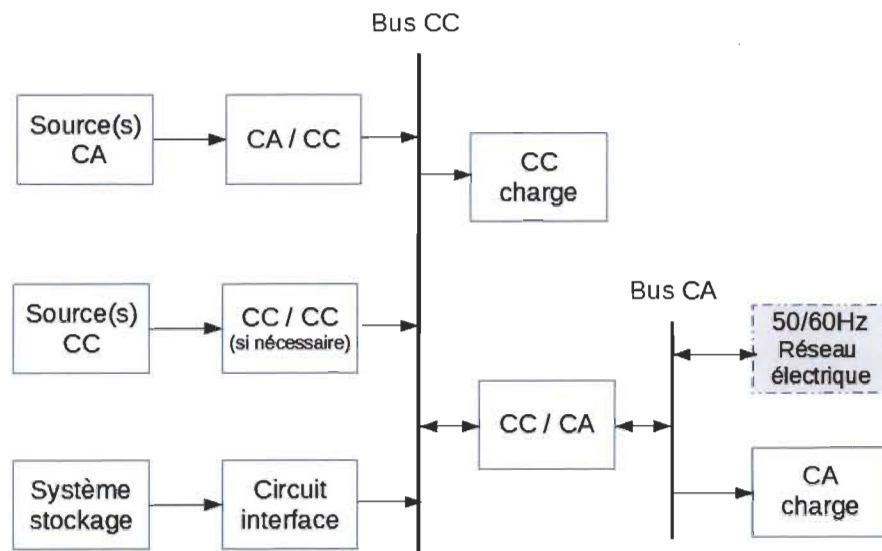
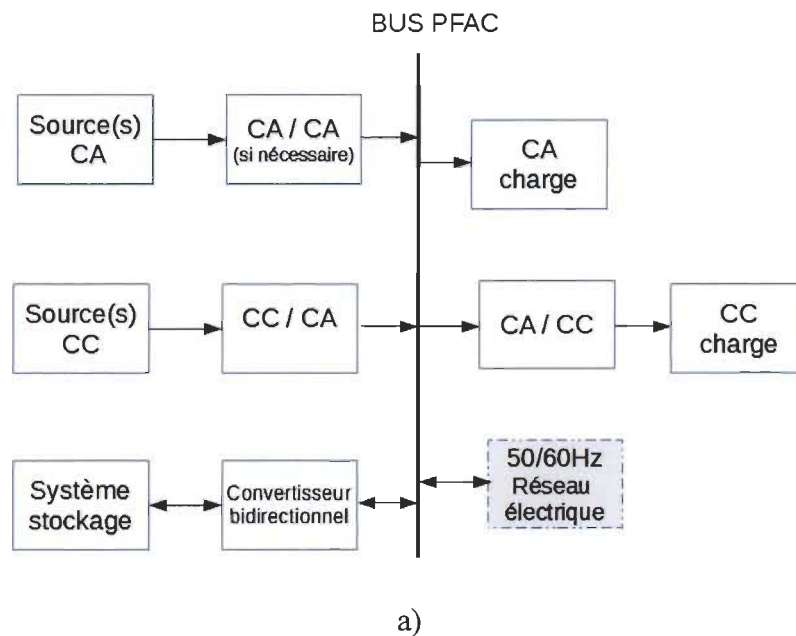


Figure 2-1 Configuration d'un système avec bus à courant continu (CC) [6]

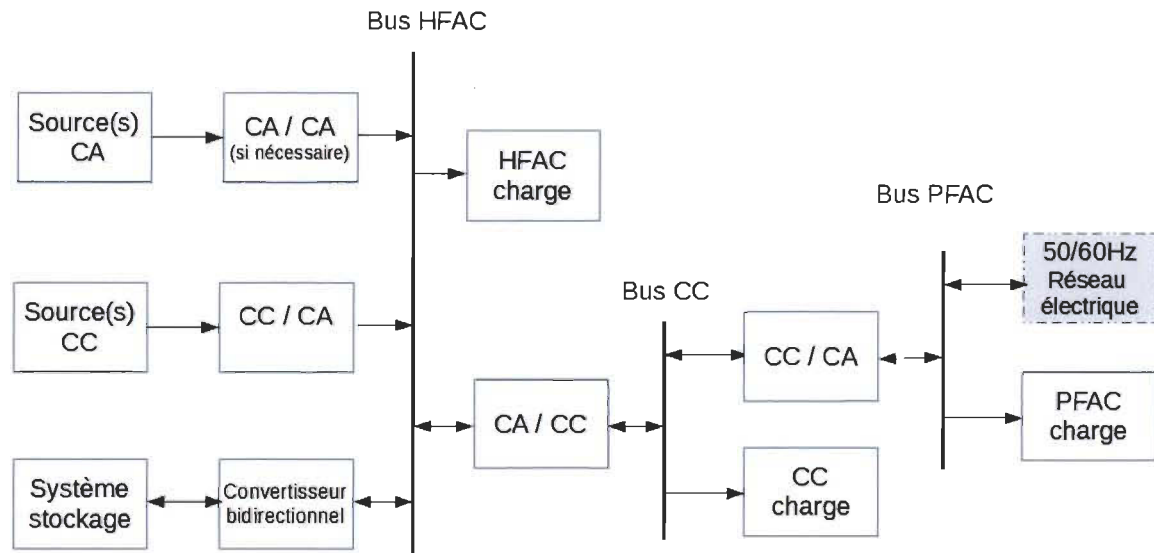
³ Circuit d'interface électronique

Configuration d'un système avec bus à courant alternatif (lien CA) : le bus à courant alternatif (CA) peut être divisé en deux catégories : i) PFAC⁴, où les différentes sources d'énergie sont connectées à travers leurs propres interfaces d'électronique de puissance (CA-CA, CC-CA, convertisseur bidirectionnel), procurant ainsi une méthode intégrée de régulation de la tension et de la fréquence afin d'assurer la stabilité du réseau; ii) HFAC⁵, où les différentes sources d'énergie et la charge électrique sont connectées directement à un bus de haute fréquence (400 Hz). Cette configuration est utilisée pour des charges HFAC et pour des applications spécifiques comme les avions, les sous-marins, les stations spatiales et les navires. Dans les configurations PFAC et HFAC, la charge CC peut être obtenue à travers un convertisseur CA-CC. Finalement, la configuration HFAC peut aussi être incluse sur un bus PFAC et donc sur une connexion au réseau électrique [6, 7].



⁴ Fréquence du courant industriel : 40/60 Hz

⁵ Haute fréquence du courant alternatif : 400 Hz



b)

Figure 2-2 Configuration d'un système à bus alternatif (CA) : a) PFAC; b) HFAC [6]

Configuration d'un système hybride : la structure mixte permet de combiner les avantages des structures à bus CA et CC. Dans cette configuration, les sources d'énergie ou les charges électriques peuvent être directement connectées au bus avec ou sans l'interface de puissance. Par conséquent, le système permettra d'obtenir une meilleure efficacité énergétique à moindre coût. Cependant, le contrôle et la gestion de l'énergie dans la configuration hybride sont plus complexes que dans les configurations classiques CC ou CA [6, 7].

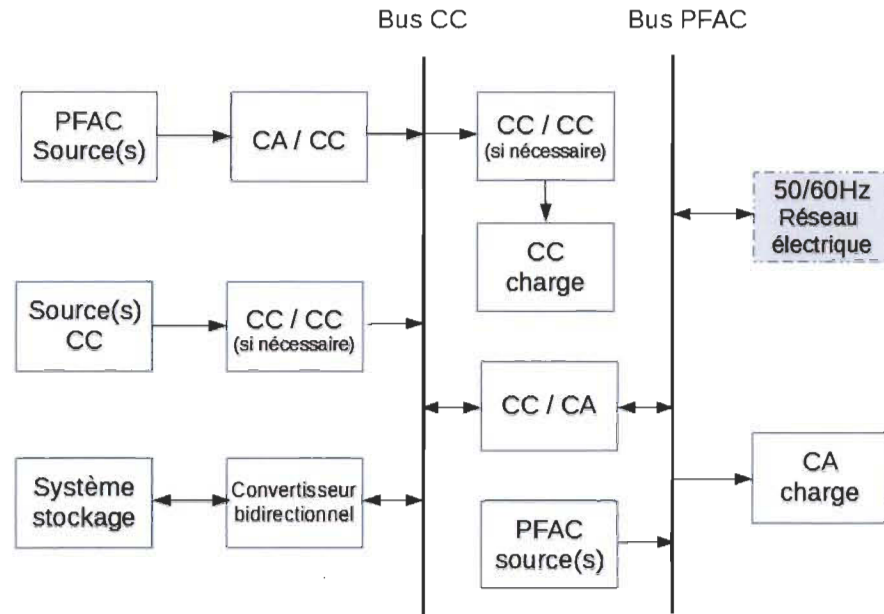


Figure 2-3 Configuration d'un système hybride [6]

2.1.2 Système de stockage d'énergie

Différentes formes de stockage d'énergie sont proposées dans l'industrie et celles-ci ont été largement étudiées. Parmi ces formes, les énergies magnétiques (supraconducteurs), électriques (condensateurs), chimiques (batteries), cinétiques (volants d'inertie) et de l'hydraulique gravitaire (châteaux d'eau) sont utilisées dans diverses applications. Le diagramme de Ragone (figure 2-4) présente une classification des sources de stockage d'énergie selon deux catégories [37, 38] : les sources de stockage à dynamique rapide et celles à dynamique lente. Dans notre cas d'étude, l'utilisation d'un système de stockage d'énergie hybride à hydrogène – batteries au plomb-acide présente une simplicité de fonctionnement en plus de faciliter la commande pour le stockage [16, 39].

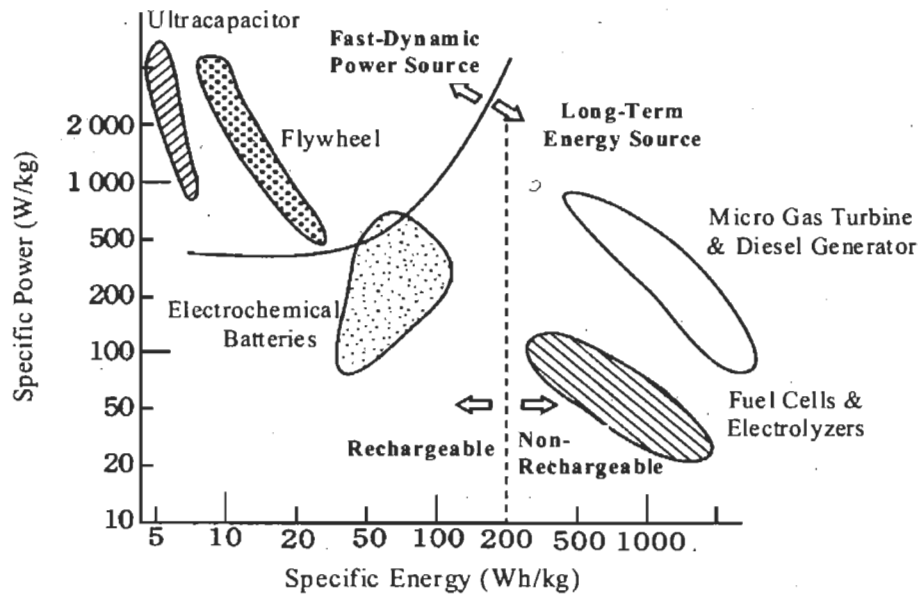


Figure 2-4 Diagramme de Ragone [37]

2.1.3 Architecture des systèmes de gestion de l'énergie (SGE)

Typiquement, un SGE appliqué à un système à lien CA considère la gestion des flux de la puissance active et réactive de chaque source d'énergie et leur utilisation vers la régulation et l'asservissement de la fréquence et de la tension pour améliorer la stabilité du SHER. En général, les architectures de contrôle ou gestion de l'énergie sont classées en trois catégories : les structures de contrôle centralisées, distribuées et hybrides [6, 14, 15].

Contrôle centralisé : l'ensemble des signaux de mesure qui correspondent aux différentes sources d'énergie sont centralisés dans un contrôleur principal à travers des contrôleurs locaux (figure 2-5). Le contrôleur principal a pour rôle de surveiller les sources d'énergie et d'exercer un contrôle basé sur les signaux mesurés, tout en étant soumis aux contraintes et aux objectifs de performance (rendement, stabilité, disponibilité, etc.).

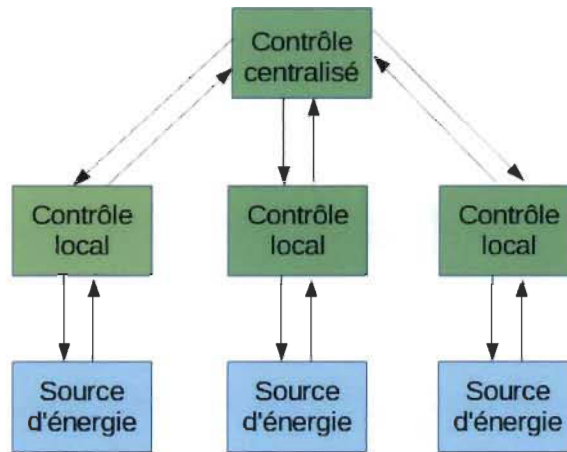


Figure 2-5 Diagramme d'un modèle de commande centralisé [6]

Contrôle distribué : l'ensemble des signaux de mesure qui correspondent aux sources d'énergie sont dirigés vers un contrôleur local. La communication parallèle entre les contrôleurs est établie afin d'assurer un contrôle local pour chaque source d'énergie, tout en répondant à la gestion globale de l'énergie du système (figure 2-6). Les avantages de ce type de commande sont la facilité d'installation, d'opération et de démarrage (Plug-and-Play) ainsi que la diminution du temps de calcul. Un désavantage de ce type de commande est la complexité de la communication entre les différents contrôleurs locaux. Des algorithmes d'intelligence artificielle tels que la logique floue (FL), les réseaux neuronaux ou les algorithmes génétiques et leurs combinaisons sont des outils qui sont souvent utilisés dans ce type de problématique. Une approche prometteuse pour résoudre les problèmes de contrôle distribués est le système de multi-agent (SMA). Ce système a été utilisé, entre autres, dans l'intégration de systèmes de puissance et pour la gestion de puissance de microréseaux [6, 40-43].

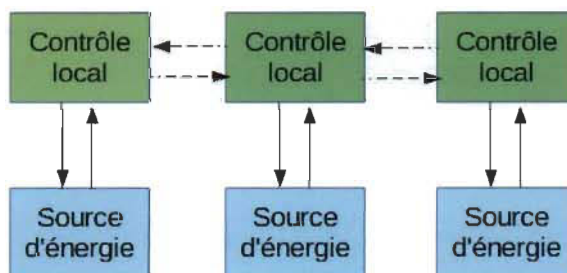


Figure 2-6 Diagramme d'un modèle de contrôle distribué [6]

Contrôle hybride : souvent composées d'une commande centralisée et d'une commande distribuée (figure 2-7), les sources d'énergie sont regroupées dans un microréseau où le contrôle centralisé est utilisé à l'intérieur de chaque groupe et où le contrôle distribué est appliqué entre les deux groupes au niveau du contrôle centralisé. Dans ce système hybride de gestion de l'énergie, l'optimisation locale est assurée par chaque contrôle centralisé à l'intérieur de chaque groupe, alors que la coordination globale du système est garantie par le contrôle distribué à travers la communication entre les deux groupes. Dans une autre approche identifiée comme contrôle multiniveau et illustrée à la figure 2-8, un niveau de surveillance supplémentaire est ajouté. Dans ce niveau opérationnel, les décisions essentielles et les commandes sont exécutées en temps réel pour chaque source d'énergie.

Au niveau tactique, le contrôle de surveillance est placé dans un palier supérieur dans le but d'assurer le bon fonctionnement de l'ensemble des sous-systèmes ou des groupes de source d'énergie. Finalement, les opérations de démarrage et d'arrêt du système sont effectuées dans un niveau supérieur ou niveau « stratégie ». La communication entre les différents niveaux (opérationnel, tactique-surveillance, stratégie) est établie afin d'exécuter les décisions.

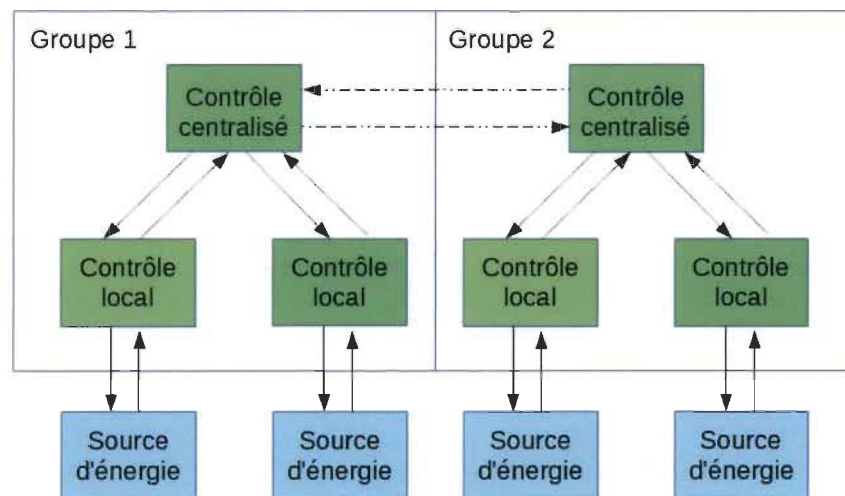


Figure 2-7 Diagramme d'un modèle de commande hybride centralisée-distribuée [6]

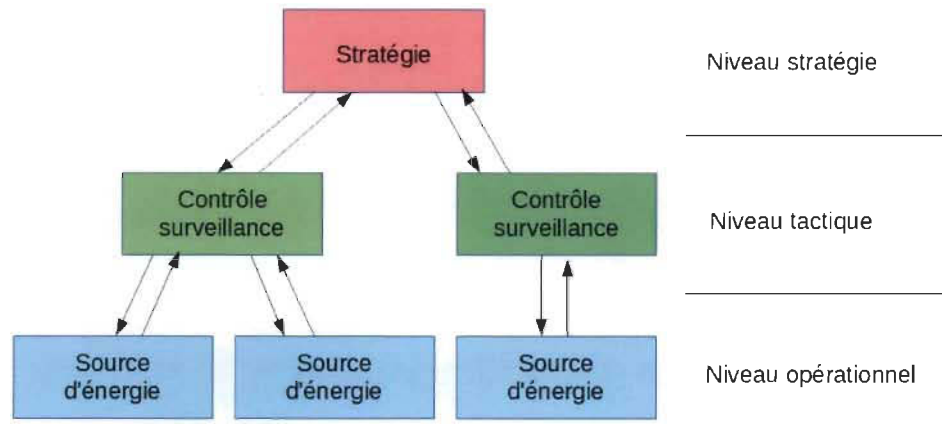


Figure 2-8 Diagramme d'un modèle de commande hybride multiniveau [6]

2.1.4 Configuration typique d'un système hybride à sources d'énergie renouvelable autonome avec production d'hydrogène

Dans le cadre de cette étude, nous avons choisi d'adopter la topologie d'un système avec bus à courant continu (lien CC). Cette configuration permet la gestion du côté continu, ce qui permet d'éviter le problème de régulation de fréquence. La figure 2-9 présente le schéma de la structure d'un SHER autonome avec production d'hydrogène. La simplicité de cette configuration est l'un des avantages qui ont motivé son utilisation dans le contexte de cette étude.

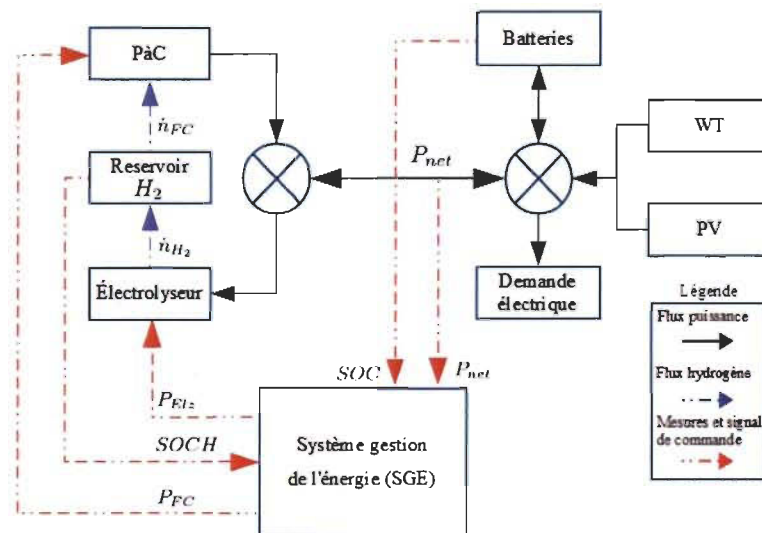


Figure 2-9 Système hybride à sources d'énergie renouvelable (SHER) – Configuration d'un système à bus courant continu (CC)

Ce SHER comprend :

- Deux sources principales d'énergie renouvelable : un système de panneaux photovoltaïques (PV) pour la production d'électricité à partir de la lumière du soleil et une turbine éolienne (WT) pour la production d'électricité à partir de la vitesse du vent.
- L'hydrogène comme vecteur d'énergie propre (stockage à long terme) : un électrolyseur produit de l'hydrogène quand un excédent d'énergie est disponible. L'hydrogène est ensuite emmagasiné dans un réservoir. Lorsque la puissance nette du SHER ne suffit pas à répondre à la demande électrique, une PàC est utilisée pour produire de l'électricité à partir de l'hydrogène stocké dans le réservoir.
- Un système à batterie (stockage à court terme) est utilisé pour créer une liaison à courant continu et pour emmagasiner et lisser les fluctuations de puissance des sources renouvelables (PV + WT). Notons que dans cette configuration, la batterie n'est pas utilisée pour le stockage d'énergie à long terme.
- Un système de gestion d'énergie (SGE) : composant principal régulant le flux de puissance ou d'énergie entre tous les éléments du SHER. Ce système s'assure que la demande électrique est toujours respectée (contrôle centralisé).

2.2 Systèmes de gestion de l'énergie (SGE)

Une gestion correcte du flux de puissance électrique dans le SHER doit être exécutée afin d'améliorer les performances globales et de prolonger la durée de vie de plusieurs composants du SHER, en particulier la PàC et l'électrolyseur [35]. Par conséquent, une gestion adéquate du flux d'énergie à travers le SHER est essentielle et la mise en place d'un système de gestion de l'énergie (SGE) est nécessaire. Le SGE peut être divisé en deux catégories : i) SGE basé sur l'optimisation; et ii) SGE basé sur la technique de l'intelligence artificielle [44].

En général, le SGE basé sur l'optimisation implique une fonction objective qui maximise l'efficacité du SHER, minimise la consommation d'hydrogène et améliore les conditions de fonctionnement du SHER. Récemment, une approche utilisant l'optimisation dans un SGE

pour un système PV/PàC/BAT a été présentée par Vaishalee et al. [45]. Ce SGE n'a pas besoin d'une charge de délestage, car l'énergie générée correspond à la demande de la charge. Les résultats de la simulation démontrent comment l'excès d'énergie photovoltaïque est envoyé vers l'électrolyseur lorsque l'estimation de l'état de charge (SoC) est de 99,5 %, protégeant ainsi la batterie des surcharges. Une autre stratégie d'optimisation basée sur le SGE pour un SHER autonome est présentée par Torreglosa et al. [46]. La fonction objective minimise la valeur actuelle nette du coût d'exploitation du SHER pour toute sa durée de vie. Nasri et al. [47] présentent une stratégie SGE pour satisfaire les exigences de la charge électrique. L'énergie PV excédentaire est utilisée pour produire de l'hydrogène. Lorsque le stockage de l'hydrogène est plein, l'excès d'énergie est envoyé aux ultra-condensateurs. Le système photovoltaïque est mis hors ligne lorsque les condensateurs sont entièrement chargés. Bordin et al. [48] considèrent les processus de dégradation de la batterie dans l'optimisation du SGE. Une analyse de sensibilité est menée dans le but est de démontrer comment les coûts et les performances de la batterie ont une incidence sur le coût du système. Malheureusement, le SGE basé sur l'optimisation engendre d'énormes coûts informatiques. Une stratégie du SGE basé sur la production d'hydrogène est présentée par Valverde et al. [49]. Dans cette étude, deux stratégies de SGE ont été évaluées, ce qui a permis de conclure que le modèle de contrôle prédictif (MCP) offre une meilleure performance que le contrôle par bande d'hystérésis. Cependant, les solutions optimales n'ont pas toujours été atteintes; dans certains cas, les solutions étaient sous-optimales, alors que dans d'autres cas, aucune solution n'a été trouvée.

Les SGE basés sur des techniques d'intelligence artificielle sont plus faciles à mettre en œuvre et sont plus largement utilisés pour le contrôle des SHER en temps réel. En outre, il n'est pas essentiel de connaître le modèle exact pour chacun des SER ou des périphériques de stockage du SHER. Un SGE prédictif utilisant des prédictions en temps réel des SER et de la demande de charge est présenté par Brka et al. [50]. La validation expérimentale s'effectue à l'aide d'un banc d'essai utilisant des algorithmes intelligents basés sur les réseaux de neurones (RN) pour contrôler le flux de puissance du SHER autonome. Les résultats expérimentaux démontrent à quel point le SGE prédictif est affecté par les erreurs de prévision. Khan et al. [51] présentent un SGE basé sur la méthode multi-agent (SMA)

qui utilise la théorie des jeux. Par rapport à un SGE centralisé conventionnel, les résultats de la simulation démontrent que les SGE multi-agents fournissent un contrôle plus robuste et plus performant. Bruni et al. [52] présentent un modèle de contrôle prédictif (MCP) pour un microréseau autonome qui approvisionne des charges électriques de type résidentielles. La prévision météorologique est incluse dans le MCP où les SER sont bien utilisés pour améliorer les conditions de confort résidentiel. Abedi et al. [53] présentent un algorithme d'évolution différentielle avec logique floue pour un système SHER. L'objectif de l'optimisation est de minimiser les coûts globaux, la charge insatisfaite, ainsi que les émissions de gaz à effet de serre (GES), compte tenu des incertitudes associées aux SER. Les résultats de la simulation démontrent l'efficacité de l'algorithme d'évolution du SGE.

L'utilisation des contrôleurs basés sur la logique floue (FL) pour gérer le flux de puissance dans le SHER autonome est de plus en plus populaire. Parmi les avantages les plus représentatifs des SGE basés sur la logique floue, on peut citer : l'adaptation facile aux systèmes complexes, le peu de ressources informatiques nécessaires et la bonne stabilité du contrôleur face aux incertitudes des composants du SHER [44]. Un SGE basé sur la FL est présenté par Garcia et al. [54]. Les objectifs consistent à satisfaire la demande de charge, à maintenir le niveau d'hydrogène stocké et à maintenir le SoC des batteries au niveau maximal, tout en optimisant les coûts de fonctionnement et la durée de vie de la batterie. Une économie totale de 13 % par rapport au SGE basé sur un contrôle d'état est obtenue. Abadlia et al. [55] ont récemment proposé un contrôleur logique flou pour gérer le flux de puissance dans un SHER autonome avec production d'hydrogène. L'objectif est d'optimiser le SER en continuant à répondre à la demande de la charge et à maximiser la production d'hydrogène. Les résultats de la simulation démontrent l'efficacité du SGE intelligent pour répondre aux exigences de la charge tout en maximisant la production d'hydrogène. L'évaluation de la performance d'une stratégie SGE en ligne utilisant la logique floue (FL) est présentée par Erdin et al. [56]. L'efficacité et la faisabilité du SGE sont validées expérimentalement par la régulation du flux énergétique global en maintenant les conditions de la charge variable. Chavez et al. [57] présentent les modèles de prévision de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent (modèle de prédiction à court terme) basés sur les réseaux neuronaux, où les résultats de la prédiction ont été intégrés dans un SGE

basé sur la logique floue. Les résultats présentés sont favorables, mais les incertitudes liées aux prévisions de consommation de la charge, aux prévisions météorologiques et à la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur n'ont pas été prises en considération.

La méthode de la logique floue type II (FL-2) est de plus en plus utilisée pour les systèmes de contrôle et de gestion de l'énergie, surtout dans les processus où tous les paramètres du système posent de hauts niveaux d'incertitude [58]. Krishnama et al [59] présentent un contrôleur FL-2 pour améliorer la performance d'une machine asynchrone à double alimentation (MADA) d'une turbine éolienne connectée à un réseau électrique intégré. Les incertitudes quant à la vitesse du vent et les perturbations du réseau électrique figurent parmi les défis auxquels ce contrôleur est soumis. Les résultats démontrent la stabilité et la pertinence du contrôleur. Krishnama et al. [60] présentent également un contrôle robuste FL-2 pour un microréseau WT-PV-BAT. La performance du contrôleur est comparée à un contrôleur proportionnel intégral (PI). Différents défauts et perturbations ont été créés sur un microréseau afin de valider la stabilité du contrôle. Le contrôleur FL-2 présente un bon comportement face aux phénomènes transitoires, comme les défauts triphasés, et une performance satisfaisante pour faire face aux pannes du courant au niveau du système PV et aux pertes de la charge électrique. Altin [61] présente un contrôleur FL-2 basé sur la méthode du point maximal de puissance (MPPT) pour un système PV. La performance de l'algorithme FL-2 a été mise en évidence en raison de sa rapidité de réponse aux variations transitoires causées par les fluctuations d'irradiation solaire sur les PV (ex. : passage de nuages). Normalement, la méthode FL-2 est employée pour assurer le contrôle des processus où tous les paramètres présentent une variabilité ou une incertitude associée. D'autre part, le SGE stochastique proposé dans cette thèse regroupe, quantifie et propage les erreurs des prévisions des SER (vitesse du vent, irradiation solaire) et de la charge électrique. Donc, la prévision de la puissance nette et son incertitude sont considérées comme des paramètres d'entrée du SGE stochastique. Finalement, cette approche ajoute un niveau de certitude au SGE afin de mieux gérer le flux de puissance ou d'énergie entre les composants du SHER.

2.3 Incertitude dans les systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable

L'existence de l'incertitude dans plusieurs opérations ou processus est un comportement caractéristique réel du système [62, 63]. Giannakoudis et al. [13], présentent la classification suivante utilisée dans le cadre des systèmes hybrides à source d'énergie renouvelable (SHER) :

- *Incertaince inhérente aux modèles* : représente les incertitudes inhérentes aux paramètres physiques, mécaniques, chimiques, et électriques qui sont utilisés dans chaque modèle de SHER.
- *Incertaince inhérente au système* : représente l'incertitude des paramètres qui sont spécifiés comme constants dans le système, mais qui peuvent fluctuer au cours des opérations.
- *Incertaince externe (perturbations)* : représente les variations observées dans la variable d'environnement (la variance de la puissance WT et de la puissance PV en production) et dans la demande électrique (variance de la consommation d'énergie de la charge).

Dans notre cas d'étude, nous nous concentrons principalement sur l'incertitude externe qui est généralement estimée par différentes méthodes de prévision. Par conséquent, nous considérons que seules les variances statistiques des conditions météorologiques et de la demande de la charge sont pertinentes pour la conception du SGE. Ces variances aideront à obtenir de meilleures décisions quant à la gestion du flux de la puissance électrique à travers le SHER, ce qui se traduira par une amélioration des décisions de D/A de la PàC et de l'électrolyseur.

En outre, la vitesse du vent et l'irradiation solaire sont considérées comme deux processus stochastiques provenant des conditions météorologiques. Les incertitudes liées à la vitesse du vent, à l'irradiation solaire et à la consommation de charge dans un SHER autonome jouent un rôle important dans l'amélioration de l'efficacité du système [64, 65].

2.4 Dégradation d'une pile à combustible (PàC) et d'un électrolyseur

La dégradation des composants d'un SHER affecte les dimensions, les conditions d'opération et la performance du système [66]. De plus, elle affecte la faisabilité et les

coûts liés à l'implantation du SHER [67, 68]. Dans cette étude, nous étudierons les facteurs de risque liés à la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur.

La dégradation est définie comme la détérioration graduelle du fonctionnement de la PàC ou de l'électrolyseur diminuant leurs performances initiales. Dans une cellule d'électrolyse, les divers mécanismes de dégradation réduisent la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur [28, 69]. En fait, plusieurs conditions de fonctionnement accélèrent la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur [70-72]. Parmi celles-ci :

- Les cycles de démarrage/arrêt (D/A);
- Le démarrage à froid;
- Les impuretés dans le gaz (hydrogène, air);
- La variation cyclique de la densité du courant;
- Les changements de température ou d'humidité relative;
- Les différences de pression du gaz entre l'anode et la cathode à l'intérieur du bloc de cellules à combustible;
- La mauvaise gestion de l'eau (inondations et déshydratation) ou la présence d'eau liquide dans le bloc de cellules à combustible de la PàC.

La puissance de la PàC et de l'électrolyseur subit une chute tout au long du fonctionnement du système. Cette chute peut être tolérée dans la mesure où on est capable de fournir au système la puissance nécessaire pour faire fonctionner la charge [54].

Avec le temps, l'effet cumulatif des chutes de puissance peut devenir si important que la cellule d'électrolyse de la PàC n'arrive plus à fournir la puissance nécessaire. Dans cette situation, l'électrolyseur ne peut recevoir la puissance qu'on lui injecte et le système atteint un niveau de dégradation élevé considéré comme inacceptable. La dégradation totale de la PàC ou de l'électrolyseur est la contribution relative de la somme des dégradations de chaque composante du système, surtout à l'intérieur du bloc de cellules à combustible [71]. Ce bloc est composé d'une membrane, de catalyseurs anodiques et cathodiques, d'une couche de diffusion gazeuse (GDL), de plaques bipolaires et d'un joint d'étanchéité, chacun contribuant à la dégradation du système à travers des processus différents [23, 71]. De ces composantes, la membrane est celle qui subit la plus grande dégradation [73, 74]. Les

différents modes de dégradation du bloc de cellules et leurs causes sont présentés au tableau 2-1 [23, 73].

Tableau 2-1 Modes de dégradation et causes [23, 73]

Composant	Mode de dégradation	Cause
Membrane	Dégradation mécanique	Stress mécanique dû à la pression non uniforme, à l'humidification insuffisante ou à la pénétration des catalyseurs et des traces matérielles d'étanchéité
	Dégradation thermique	Stress thermique ou cycles thermiques
	Dégradation chimique	Contamination ou attaque des radicaux
Catalyseur	Pertes d'activation	Frittage de l'alliage de l'électrocatalyseur
	Pertes de conductivité	Corrosion du support de l'électrocatalyseur
	Diminution du taux de transport de masse des réactifs	Stress mécanique
	Diminution de la capacité de la gestion de l'eau	Changement du caractère hydrophobe des matériaux en raison de la dissolution du Nafion et du PTFE
	Diminution des transports de masse	Dégradation du matériau
Couche de diffusion gazeuse (GDL)	Diminution de la capacité de la gestion de l'eau	Stress mécanique ou changement dans l'hydrophobie des matériaux
	Pertes de conductivité	Corrosion
	Pertes de conductivité	Corrosion ou oxydation
Plaque bipolaire	Fracture/déformation	Stress mécanique
	Panne mécanique	Corrosion ou stress mécanique

L'indicateur principal de la dégradation à l'intérieur d'une cellule d'une PàC ou de l'électrolyseur est la chute de la tension. Pour l'électrolyseur, cette chute se traduit par une augmentation de la surtension qui doit être appliquée à la cellule afin de maintenir le taux d'hydrogène constant. Pour la PàC, la chute de la tension varie en fonction du temps d'opération et indique principalement le vieillissement d'une cellule constituant le bloc de la pile. Celle-ci est exprimée en microvolts par heure de fonctionnement [$\mu\text{V h}^{-1}$]. La

mesure de la tension du bloc de cellules, de la cellule d'électrolyse de la PàC ou de l'électrolyseur est simple et facilement réalisable. Ainsi, cette mesure constitue l'indicateur clé le plus utilisé dans les milieux industriels et de la recherche [28, 75].

De plus, l'augmentation de l'impédance de la cellule est associée à une augmentation de la résistance de contact et à une diminution de la conductivité de la membrane. Pour mesurer la résistance interne d'une cellule (PàC ou électrolyseur), l'impédance à haute fréquence⁶ peut être utilisée [28, 73, 76].

Le niveau de pureté de l'oxygène dans l'électrolyseur et de l'hydrogène produit durant le processus chimique est un autre indicateur clé de la dégradation du bloc de cellules. En effet, l'étanchéité des gaz est réduite par la dilution de la membrane. Cette dilution est causée par la dégradation chimique ou par l'endommagement mécanique de la sensibilité de la feuille de la membrane. Les principales impuretés que l'on retrouve dans les gaz produits sont liées à la présence d'une certaine quantité d'hydrogène dans l'oxygène et vice versa. Celles-ci proviennent du processus de migration des gaz à travers la membrane. À noter que les impuretés sont exprimées soit en partie par million [Ppm] ou en pourcentage de volume de gaz sec [vol-%] [24, 28].

Plusieurs auteurs [23, 24, 77] présentent la durée de vie prévue, le taux de dégradation du cycle d'opération et le taux de dégradation du cycle de D/A d'une PàC et d'un électrolyseur (tableau 2-2). La PàC avec technologie PEM a une durée de vie qui peut atteindre jusqu'à 30 000 heures. À des conditions normales d'opération, la PàC peut subir une dégradation de 2 à 10 $\mu\text{V h}^{-1}$. De la même manière, la PàC peut arriver à des valeurs de dégradation qui varient entre 50 à 90 $\mu\text{V h}^{-1}$ pendant le cycle de D/A. En ce qui concerne l'électrolyseur, la technologie alcaline est la plus avantageuse, car elle offre une durée de vie plus grande et réduit le taux de dégradation du cycle d'opération par rapport à la technologie d'électrolyseur PEM. À noter que les taux de dégradation du cycle de démarrage/arrêt pour la PàC et l'électrolyseur sont plus importants que les taux de dégradation du cycle d'opération, ce qui souligne à nouveau l'importance d'avoir un SGE qui minimise les cycles D/A et améliore la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur.

⁶ Sous-méthode de la spectroscopie d'impédance électrochimique.

Tableau 2-2 Durée de vie prévue et taux de dégradation [23, 24, 77]

	Électrolyseur		PàC
	Alcaline	PEM	PEM
Durée de vie prévue [h]	< 90 000 h	< 20 000 h	< 30 000 h
Taux de dégradation du cycle d'opération [$\mu\text{V h}^{-1}$]	< 3	< 14	2-10
Taux de dégradation du cycle de démarrage/arrêt [$\mu\text{V h}^{-1}$]	-	-	50-90

Le tableau 2-3 présente le taux de dégradation de la PàC en fonction des conditions d'opération et des cycles D/A à des conditions de température normale (25 °C), ainsi que des conditions à des températures froides où les taux de dégradation sont les plus élevés.

Tableau 2-3 Taux de dégradation d'une PàC en fonction des conditions d'opération [23, 26, 73]

Taux de dégradation	Conditions d'opération
50-212 $\mu\text{V}/\text{cycle}$	Par nombre de cycle de démarrage/arrêt
22 500 $\mu\text{V}/\text{cycle}$	Cycle de démarrage/arrêt à de froides températures
70-800 $\mu\text{V h}^{-1}$	Cycle de démarrage/arrêt à de chaudes températures
120 $\mu\text{V h}^{-1}$; 21 $\mu\text{V h}^{-1}$; 54-60 $\mu\text{V h}^{-1}$	Cycle d'humidité : basse humidité – haute humidité
4 200 $\mu\text{V}/\text{cycle}$	Par cycle thermique
3-10 $\mu\text{V h}^{-1}$	Haute température et basse humidité
2-10 $\mu\text{V h}^{-1}$	Taux de dégradation du cycle d'opération

Plus particulièrement, la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur est fortement liée au nombre de cycles de D/A [17, 19, 21, 78]. D'autres auteurs confirment que les phénomènes de dégradation de l'électrolyseur et de la PàC sont aussi dus à leurs temps d'opération [23, 24]. L'augmentation du taux de dégradation occasionnée par le nombre de cycles de démarrage et d'arrêt à de froides températures endommage fortement l'état de santé de la

PàC et de l'électrolyseur [26, 79]. En effet, les conditions hivernales des pays nordiques, où les conditions d'opération se trouvent près du point de congélation, contribuent à l'apparition de phénomènes de dégradation accélérée [80-82].

L'utilisation d'une PàC et d'un électrolyseur dans les zones éloignées des pays nordiques où les besoins en électricité sont primordiaux est un défi pour un SHER autonome avec production d'hydrogène. Par conséquent, la conception d'un SGE réduisant la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur peut faciliter l'intégration de ces technologies dans les conditions d'opération où les températures avoisinent le point de congélation de l'eau, et telle est la proposition de cette thèse.

Chapitre 3 - Articles

3.1 Cohérence des articles par rapport aux objectifs de la thèse

L'objectif principal de cette thèse porte principalement sur la gestion de l'énergie pour un SHER autonome avec production d'hydrogène de manière à garantir une alimentation adéquate de la charge électrique, tout en réduisant le nombre de cycles D/A de la PàC et de l'électrolyseur. Une analyse de l'impact des incertitudes des prévisions (SER, charge électrique) sur la production d'énergie et sur les fréquences des cycles de D/A de la PàC et de l'électrolyseur est également étudiée dans le premier et le deuxième article.

Le premier article présente un SGE stochastique basé sur l'incertitude qui intègre la prévision du flux de la puissance électrique associée aux sources d'énergie renouvelable (WT, PV) et celle de la consommation électrique pour un SHER autonome avec production d'hydrogène. Ce SGE stochastique a réduit avec succès la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur. De plus, il s'est mieux adapté aux conditions de climat froid dans le contexte des pays nordiques. La particularité du SGE proposé réside dans les incertitudes des prévisions associées aux sources d'énergie renouvelable (PV, WT) et de la demande électrique, en permettant ainsi d'anticiper le D/A de la PàC et de l'électrolyseur. Ce dernier facteur est important dans la préparation de meilleures conditions d'opération de la PàC et de la production d'hydrogène de l'électrolyseur, le tout dans un contexte où les conditions hivernales sont prédominantes.

Le deuxième article discute de la validation expérimentale du nouveau SGE stochastique présenté dans l'article précédent. Un banc d'essai pour le SHER a été construit à l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH) afin de valider notre SGE. Les résultats ont démontré que le comportement du SGE confirme nos prévisions, entre autres par ses bonnes performances dans des conditions réelles d'exploitation ou d'opération.

Affronter les conditions hivernales est un des défis auxquels devront faire face les SHER autonomes qui seront installés dans les communautés éloignées des pays nordiques où les températures peuvent atteindre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dans ces conditions climatiques, les systèmes PàC-électrolyseur doivent être placés dans des conteneurs pour pouvoir être opérés à des températures au-dessus du point de congélation de l'eau [31]. La nécessité d'avoir un SGE qui gère le flux de puissance pour anticiper le D/A de la PàC et l'électrolyseur a été

présentée dans les deux articles précédents. Anticiper le D/A est donc essentiel pour préparer et améliorer les conditions d'opération de la PàC-électrolyseur, le tout dans un contexte où les conditions hivernales sont prédominantes. C'est pourquoi comprendre, étudier, modéliser et améliorer le comportement d'une PàC aux conditions d'opération à température avoisinant le point de congélation de l'eau est l'objet du troisième article.

L'étude met en évidence le comportement réel d'une PàC dans des conditions d'opération à des températures proches du point de congélation. Les conditions hivernales dégradent le fonctionnement du SHER, et plus spécifiquement de la PàC et de l'électrolyseur. Dans ce cas particulier, nous avons étudié la PàC et l'impact de sa température d'opération par rapport à des conditions du climat froid. Un modèle thermique a été validé expérimentalement et révèle que la gestion de la température interne de la PàC est fortement liée à la température ambiante (climat froid) et à la modulation de la vitesse des ventilateurs de la PàC pendant leur étape de refroidissement. Par conséquent, une diminution de la vitesse des ventilateurs peut générer une augmentation de la température interne de la PàC, ce qui peut être bénéfique quand la PàC affronte les basses températures du climat froid. Nous concluons donc qu'une nouvelle stratégie du SGE local pour le système PàC devra considérer le rendement global du système PàC, la température interne de la PàC et la modulation de la vitesse des ventilateurs de la PàC.

Maintenir les bonnes conditions d'opération comme la température et le rendement de la PàC et de l'électrolyseur est nécessaire pour prolonger leur durée de vie, surtout dans les conditions extrêmes du climat nordique. Le dernier article répond directement au troisième objectif spécifique de la thèse. Nous y proposons une nouvelle stratégie du SGE pour le système PàC qui répond rapidement et facilement aux différentes fluctuations et exigences de la puissance demandée. Grâce à la conception facilement adaptable du SGE local, le système PàC réagit pour maintenir un rendement global élevé, même à des conditions d'opération à des températures proches du point de congélation. La performance de la PàC a été améliorée grâce à l'utilisation d'un algorithme de poursuite du point maximal d'efficacité avec pas variable et d'un contrôle de température basé sur la logique floue (FL) développés et conçus pour opérer aux différentes conditions de température, mais surtout à des températures avoisinant le point de congélation de l'eau. Finalement, les objectifs et la

méthodologie sont résumés avant chaque article. De même, les résultats sont sommairement exposés et discutés.

3.2 Article 1 : « Power management system for off-grid hydrogen production based on uncertainty »

Le premier article présente une nouvelle approche du système SGE stochastique basé sur l'incertitude. Il intègre le flux de puissance électrique prévu des sources d'énergie renouvelable (WT, PV) ainsi que la consommation de la charge dans un SHER autonome avec production d'hydrogène. Ce SGE répond à la problématique de la thèse en ce sens qu'il garantit une alimentation adéquate de la charge tout en réduisant le nombre de cycles D/A de la PàC et de l'électrolyseur dans le but d'augmenter leur durée de vie.

L'incertitude de la puissance nette est produite à partir de modèles stochastiques de la vitesse du vent, de l'irradiation solaire et de la demande électrique. Une formulation mathématique pour la propagation de l'incertitude à travers la turbine éolienne (WT) et les panneaux photovoltaïques (PV) a été développée et présentée dans cet article. La prévision de la puissance nette et son incertitude sont considérées comme paramètres d'entrée du SGE stochastique.

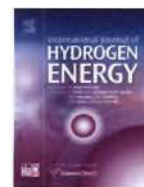
Les panneaux photovoltaïques (PV) et la turbine éolienne (WT) sont considérés comme sources principales dans le SHER. L'électrolyseur et la pile à combustible (PàC) sont considérés comme des sources secondaires. L'énergie excédentaire provenant des sources d'énergie renouvelable est transformée en hydrogène par l'électrolyse de l'eau et postérieurement stockée dans un réservoir. La PàC est chargée de fournir de l'énergie électrique à partir d'hydrogène stocké quand les sources d'énergie renouvelable ne produisent pas assez d'énergie pour satisfaire à la demande.

Un nouveau contrôleur basé sur la logique floue (FL) a été proposé, puis évalué par simulation considérant divers profils saisonniers avec des données expérimentales rapportées dans la littérature. Contrairement aux systèmes de gestion de l'énergie traditionnelle, le système de contrôle que nous proposons permet de prédire la puissance nette du bus à courant continu (CC) et son incertitude. Le but de ce système de contrôle est d'améliorer la production d'hydrogène en augmentant le temps d'opération de l'électrolyseur, et de prolonger ainsi la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur.

Une étude comparative a été réalisée et les résultats ont démontré que l'intégration de la prédiction de la puissance nette et son incertitude donne de meilleures performances que les approches du SGE basées sur l'optimisation avec incertitude et proposées par Cau et al.[77]. Une augmentation moyenne de 7 % sur la production d'hydrogène est obtenue. Le SGE stochastique contribue à réduire la dégradation de la PàC de 85 % et de l'électrolyseur de 60 %. Quant au temps d'opération de l'électrolyseur, une incrémentation de 64 % est atteinte, améliorant ainsi la qualité d'hydrogène produit. Le temps d'opération de la PàC est réduit de 59 %.

Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

journal homepage: www.elsevier.com/locate/ijhe

Power management system for off-grid hydrogen production based on uncertainty



Mauricio Higueta Cano ^a, Souso Kelouwani ^{b,*}, Kodjo Agbossou ^a,
Yves Dubé ^b

^a Hydrogen Research Institute and the Department of Electrical and Computer Engineering of Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec, G9A 5H7, Canada

^b Hydrogen Research Institute and the Department of Mechanical Engineering of Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec, G9A 5H7, Canada

ARTICLE INFO

Article history:

Received 13 January 2015

Received in revised form

26 March 2015

Accepted 30 March 2015

Available online 2 May 2015

Keywords:

Renewable energy management

Fuel cell

Electrolyzer

Wind uncertainty

Solar irradiance uncertainty

Fuzzy logic

ABSTRACT

This paper investigates a new approach that incorporates the predicted renewable energy power as well as the predicted load consumption in the power flow management of a stand-alone hybrid renewable energy system. The studied renewable system comprises photovoltaic panels, wind turbine, as primary renewable energy sources and uses as second source a fuel cell which provides electric power from previously stored hydrogen produce by an electrolyzer. Using stochastic models and propagating wind speed, solar irradiance uncertainties through the system, a new fuzzy logic controller is design and validated with a reported experimental data. Unlike the reported power management system, the control system incorporate a one-step prediction of the DC link net power with its uncertainty in order to make an appropriate decision which improves the hydrogen and the fuel cell lifetime. Through a comparative study, its has been demonstrated that integrating power prediction and its uncertainty gives better results than an optimization-based approach proposed in literature.

Copyright © 2015, Hydrogen Energy Publications, LLC. Published by Elsevier Ltd. All rights reserved.

Introduction

The renewable energy sources (RES) technologies have received increased attention in recent years due to their important positive impacts on fossil energy depletion and the climate change [1,2].

The energy use from different renewable energy sources (RES) such as photovoltaic panels (PV) and wind turbines (WT) have been widely studied in the literature [3]. Most of these

intermittent sources require specific storage systems in order to increase energy reliability as well as greater energy balance between production and consumption. Therefore, the storage is an integral part of any Hybrid Renewable Energy Systems (HRES) [4,5]. Mostly, two different types of HRES are reported: distributed HRES (with at least a possible energy path between intermittent sources and electric grid) and stand-alone HRES (with no connection with conventional electric grid).

Energy storage component may not be required in a distributed HRES. Indeed, the deficit/excess between

* Corresponding author.

E-mail addresses: Mauricio.Higueta.Cano@uqtr.ca (M.H. Cano), souso.kelouwani@uqtr.ca (S. Kelouwani), kodjo.agbossou@uqtr.ca (K. Agbossou), yves.dube@uqtr.ca (Y. Dubé).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.157>

0360-3199/Copyright © 2015, Hydrogen Energy Publications, LLC. Published by Elsevier Ltd. All rights reserved.

intermittent source production and energy needed is compensated by the power from conventional electric grid. With stand-alone HRES, the storage component plays an important role since it is used: (i) to store excess power flow from intermittent sources and (ii) to restore stored energy during power deficit from these sources. During past decades, several HRES plants has been built using short term storage components such as chemical accumulators, flywheels, supercapacitors, and superconducting magnetic energy storage or long term storage components (pumped hydroelectric systems, compressed air energy and compressed hydrogen storage) [6].

The short and long term storage hybridization using batteries and hydrogen-based technologies has been proven as a good solution for stand-alone HRES [5]. In these systems, lead-acid batteries are mostly used as energy buffer and direct current (DC) power bus. Therefore, short term mismatches between intermittent sources production and power consumption is directly handle by batteries (fast power response time), whilst hydrogen is used as energy vector for long term power regulation. The Hydrogen remains an attractive energy as it is one of the cleanest, the lightest and the most efficient fuel [7]. Indeed, the excess of power production is converted in hydrogen through water electrolysis and stored in a tank. During power deficit, a fuel cell converts the stored hydrogen in electricity [4,5,8,9]. Since several components are involved in any HRES, the power must be correctly handled in order to increase the overall energy efficiency whilst improving in their lifetime. Therefore, a Power Management System (PMS), responsible for power flow as well as energy management (dedicated to fulfill load energy consumption requirement) is mandatory.

Different PMS has been reported for different HRES configurations. Thus [10], presented three PMS algorithms for a HRES with PV panels, wind turbine (WT), fuel cell (FC), batteries and electrolyzer systems. These PMS were compared using a sensitivity analysis method considering parameters such as batteries state-of-charge (SOC) and fuel cell net power production. The reported results indicates that the PMS design affects significantly the FC and the electrolyzer degradations. Likewise, the impact of different PMS on battery performance, FC life cycle and electrolyzer life cycle is reported in Refs. [11,12]. It was demonstrated that the choice of the selected SOC values that triggers the FC and the electrolyzer operations plays an important role on their life cycles. In particular, the results reported in Ref. [13] suggested that the FC degradation is highly related to the number of start/stop cycles. Similarly, the electrolyzer life cycle is also shorten by the number of start/stop cycles [14,15]. Other authors confirm that the electrolyzer and the fuel cell degradation phenomena are due to the operation time and the number of start/stop cycles. The latter, is the most important cause of life cycle reduction [16,17]. Therefore, the reduction of the number of start/stop cycles of the electrolyzer and the fuel cell combined with an appropriate decision of operation are key factors toward a significant improvement of their life cycles.

Since most of reported PMS are based on the battery instantaneous SOC values, they are likely to let the two components (FC and electrolyzer) to commute between stop and start very often due to the intermittent nature of the

primary energy sources (PV or WT) [9,12]. So, one way to reduce the sensitivity of these components cycling with respect to intermittent primary sources is to introduce the weather forecasting and the load consumption prediction into the decision process of the PMS. Thus, solar and wind forecasting models (model short term predictions) based on artificial neural network has been proposed in Ref. [18] where the prediction outcomes has been integrated into a fuzzy logic PMS. However, the uncertainties related to this outcomes were not considered which may result in wrong FC (or electrolyzer) switching in the case of prediction errors [8]. Indeed, predicting a high level of WT power with a high uncertainty is not ideal for PMS decision process because the risk of deeply depleting batteries to produce hydrogen is too high and also the electrolyzer may be switched on uselessly. On the other hand, predicting a high level of load power consumption with high uncertainty may result in starting the FC uselessly [11,19]. Recently, the authors [20] presented a control strategy based on the optimization of a stand-alone HRES with hydrogen storage. This optimal management system considered the uncertainties of both weather and load profile. Whilst the reported results are promising, the fuel cell and the electrolyzer lifetimes are not taken into account.

To overcome the weakness of the previously mentioned PMS, a novel Power Management System is proposed and validated with reported experimental data. Unlike conventional PMS based on the battery state-of-charge (SOC), the proposed PMS takes into account the uncertainty related to load power profile prediction, wind power and solar irradiance forecasts. Hence, the contributions with respect to the reported works can be summarized as follows:

- An effective electrolyzer and the fuel cell activation with respect to the available net power, the predicted net power and the corresponding uncertainty.
- A novel uncertainty propagation method for wind turbine based on the well-known Taylor series formulation.
- An effective electrolyzer and fuel cell lifetime improvement using a fuzzy logic controller which input includes among others the DC link net power deviation and the corresponding uncertainty.

The rest of the paper is organized as follows. Section 2 presents the generalities of Hybrid Renewable Energy System; the methodology for Power Management System Based on Uncertainty is presented in Section 3. The simulation results based on WT, PV and load data are discussed in Section 4. Finally, the conclusion is presented in Section 5.

Generalities of hybrid renewable energy system

Typical system configuration

A structural block diagram for a typical Hybrid Renewable Energy System (HRES) is shown in Fig. 1. This HRES includes:

- Two primary renewable energy sources: one photovoltaic panels (PV) for electricity production from sun light and

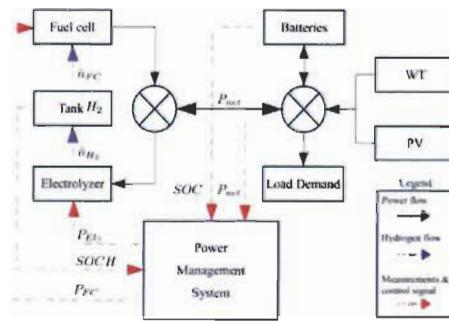


Fig. 1 – Hybrid Renewable Energy System (HRES) with hydrogen production, storage and utilization.

one wind turbine (WT) for electricity production from wind.

- Hydrogen as clean energy vector: an electrolyzer is responsible of producing hydrogen when an excess of energy is available. This hydrogen is stored in a tank. When the net power from renewable energy sources is not enough for load consumption, a fuel cell is used to produce electricity from previously stored hydrogen.
- A battery system is used to create a direct current link and to absorb and smooth the power fluctuation from the PV and WT. It is important to notice that in this typical HRES configuration, the battery system is not used for long term energy storage.
- A Power Management System (PMS): this is the main component which regulate power flow between all HRES components and which make sure that the load power requirement is always met.

Before presenting our PMS design, let introduce some uncertainty concepts used in this work.

Uncertainty in hybrid renewable energy system

The existence of uncertainty in several operations or processes is a characteristic behavior of a real system [21,22]. According to [23], the following classification is used in the context of HRES studies:

- Model-inherent uncertainty: represents uncertainties of physical, mechanical, chemical, and electrical parameters that are used in each model of the HRES.
- System-inherent uncertainty: represents uncertainties of parameters that are specified as constant in the system, but often fluctuates during operations.
- External uncertainty (perturbations): Represents the variations observed in environmental variable (variance of WT and PV power production) and energy demand (variance of load power consumption).

This paper focuses mainly on external uncertainty which are usually estimated through different forecasting methods.

Therefore, we consider that only the variance of weather condition and load demand are relevant to the design of the PMS. In addition, the wind speed and the solar radiation are considered as two stochastic process from weather condition. The uncertainties associated to wind speed, solar radiation and load consumption in a stand-alone HRES plays a great role in improving the over efficiency as mentioned in Refs. [23,24].

Power management system

As described before, the renewable energy production is not often matched with the load energy consumption. A power management system (PMS) is required to adequately control the power flow between the RES components. Specifically, excess energy is stored by the PMS using electrolyzer. The same PMS will provide energy to the load when renewable energy sources are not able to do so [6,10,9,12].

Integrating uncertainty in a PMS could improve the overall system performance [19]. Therefore, we propose a new PMS design which incorporates uncertainty over renewable energy production (weather forecast) and load demand forecast. To evaluate the PMS, several metric from literature are used: i) the battery cycling, ii) the hydrogen production, iii) the electrolyzer and the fuel cell number of start/stop, iv) the electrolyzer and the fuel cell degradation rate per operation time and v) the degradation rate per start/stop cycles.

Methodology for power management system based on uncertainty

Energy transformation subsystem model HRES

In order to deeply analyze the benefit of the proposed uncertainty-based PMS, let present the models of the battery, the electrolyzer, the hydrogen compressor and the fuel cell. Although these components are interconnected using several power converters (DC/AC or DC/DC), the details modeling of the involved power interfaces will not be considered in this work. However, their nominal efficiencies will be taken into account. Table 1 shows the main characteristics of a Hybrid Renewable Energy System (HRES) devices [20] whereas Table 2 shows the expected lifetime, the degradation rate operation and the degradation rate per start/stop cycles for the fuel cell and the electrolyzer, respectively [16,17,20].

Battery model

Lead-acid battery are among the most used battery technology for HRES [10,12,25,26]. Its state of charge (SOC) dynamic is represented by Refs. [27,28]:

$$SOC(k) = (1 - \gamma)SOC(k-1) - \left(\frac{\eta_{bat} \Delta T}{C_n}\right) I_{bat}(k) \quad (1)$$

where k , γ , η_{bat} , ΔT , C_n and I_{bat} represent the timestamp, the battery self-discharge rate, battery efficiency, elapse time between two consecutive timestamps, battery nominal capacity and the battery current. $I_{bat}(k) > 0$ represents a discharging current whereas $I_{bat}(k) \leq 0$ represents a charging current.

Table 1 Components and characteristics of the HRES [20].

Wind turbine		Batteries	
Rate power @ 14 m/s ⁻¹	3 kW	Nominal voltage, U _b	12 V
Configuration	3 Blades, vertical axis	Rated capacity (C20), Q _B	240 Ah
Rotor diameter	4 m	Number of batteries, N _B	32
Hub height, z _{WT}	5.8 m	Batteries per string	4
Anemometer height, z _{AN}	2 m	Type	Lead-acid
Nominal efficiency, η _{WT}	36%	Nominal efficiency, η _{bat}	95%
Photovoltaic system		Hydrogen storage system	
Panel peak power	0.225 kW	Electrolyzer	
Number of panels, N _{PV}	36	Nominal power	6 kW
Panel area, A _{PV}	1.244 m ²	H ₂ production rate	1.05 Nm ³ h ⁻¹
Solar cell material	Monocrystalline silicon	Electrolyte	Alkaline
Nominal efficiency, η _{PV,REF}	18.1%	Nominal efficiency, η _{el}	74%
Power converters		Fuel cell	
Nominal efficiency, η _{conv}	95%	Nominal power	5 kW
		H ₂ consumption rate	3.90 Nm ³ h ⁻¹
		Electrolyte	PEM
		Nominal efficiency, η _{fc}	40%

Electrolyzer model

In this work, an alkaline electrolyzer, used to decompose water in hydrogen and oxygen is considered. The electrolysis process involves passing an electrical DC current between two electrodes separated by an aqueous electrolyte with good ionic conductivity [10]. The electrolyzer cell characteristic equation is given by Ref. [14]:

$$V_{Elz} = V_{rev} + \left(\frac{r_1 + r_2 T}{A} I_{Elz} \right) + s \cdot \log \left(\frac{t_1 + t_2/T + t_3/T^2}{A} I_{Elz} + 1 \right) \quad (2)$$

where V_{rev} , I_{Elz} , A , T and s represent the cell reversible voltage, the current proved to the cell, the electrode active area, the cell temperature and the electrode overvoltage coefficient. r_i ($i = 1, 2$) represents the electrolyte ohmic resistance parameters which are often determined experimentally. t_i ($i = 1, 2, 3$) represents the electrodes overvoltage coefficients which are also determined experimentally. An other multi-physic model which includes different cells geometric and material parameters is presented in Ref. [29].

The hydrogen production rate \dot{n}_H , is given by the Faraday's law [30]:

$$\dot{n}_H = \frac{\eta_F n_c^{Elz} I_{Elz}}{2F} \quad (3)$$

where η_F , n_c^{Elz} and F represent the Faraday's efficiency that correspond to the ratio between the actual and the theoretical amount of hydrogen produced, the number of cells and the Faraday's constant.

Table 2 Expected lifetime and degradation rate [16,17,20].

	Electrolyzer		Fuel cell
	Alkaline	PEM	PEM
Estimated lifetime	<90,000 h	<20,000 h	<30,000 h
Degradation rate operation [μVh^{-1}]	<3	<14	2–10
Degradation rate per start/stop cycles [μVh^{-1}]	–	–	50–90

In Refs. [14,31], it was suggested to not use the electrolyzer with an input power less than 20% of its rated nominal power.

Hydrogen compressor

In a HRES, hydrogen is often stored as a compressed gas in a tank. So, we use the Van der Waals equation to model the compression process [4,10,32]:

$$P_T = \frac{\dot{n}_H RT}{V_T - \dot{n}_H b_s} - a_s \frac{\dot{n}_H^2}{V_T^2} \quad (4)$$

where R and V_T represent the universal gas constant and the tank volume. The specific parameters a_s and b_s are represented by equations (5) and (6), respectively.

$$a_s = \frac{27R^2 T_{cr}^2}{64P_{cr}} \quad (5)$$

$$b_s = \frac{RT_{cr}}{8P_{cr}} \quad (6)$$

where T_{cr} and P_{cr} represent the hydrogen critical temperature and the hydrogen critical pressure. According to [32], $T_{cr} = 33 \text{ K}$ and $P_{cr} = 1.3 \text{ MPa}$.

Using the compression polytropic model, the relationship between input P_{in} and output P_{out} pressures is given by (7):

$$\frac{P_{out}}{P_{in}} = \left(\frac{V_{in}}{V_{out}} \right)^\phi = \left(\frac{T_{out}}{T_{in}} \right)^{\phi/(\phi-1)} \quad (7)$$

where ϕ , V_{in} , V_{out} , T_{in} and T_{out} represent the compression polytropic coefficient, the hydrogen volume before compression, the hydrogen volume after compression, the hydrogen temperature before compression and the hydrogen temperature after compression, respectively. Using equation (7), the compressor average work is expressed as [10]:

$$\Delta W_{pol} = \frac{\phi}{\phi-1} \dot{n}_H RT_{in} \left[\left(\frac{P_{out}}{P_{in}} \right)^{(\phi-1)/\phi} - 1 \right] \quad (8)$$

where R is the gas constant.

This work is used to calculate the electric energy required during compression, knowing the involved efficiency.

Proton exchange membrane fuel cell model

The Proton exchanger membrane fuel cell (PEMFC) model used in the paper is based on the results presented in Refs. [30,33–36]. The selected characteristic equation is presented by:

$$V_{cell} = E_{Nernst} - V_{act} - V_{ohm} - V_{con} \tag{9}$$

where E_{Nernst} , V_{act} , V_{ohm} and V_{con} represent the Nernst potential [37], the electrode activation overpotentials, the ohmic overpotential caused by electrical and ionic conduction losses and the concentration overpotential caused by reactant mass transports, respectively. The Ref. [30] gives details of the expressions V_{act} , V_{ohm} and V_{con} .

Stochastic model of wind speed, solar irradiance and load consumption powers

We consider a time frame analysis of τ hours. At each hour k ($1 < k \leq \tau$) the wind speed, the solar irradiance and the load consumption powers predictions [20]. Each predicted value is considered as a realization of a stochastic process represented by a normal distribution. In this paper, the following notations are used:

1. Wind speed stochastic process model: $\omega_w(k) = N(\mu_w(k), \sigma_w^2(k))$ where $N(\cdot, \cdot)$ is a normal distribution and where $\mu_w(k)$ and $\sigma_w^2(k)$ represent the expected wind speed average when the day time is k and the associated variance, respectively.
2. Solar irradiance stochastic process model: $G(k) = N(\mu_g(k), \sigma_g^2(k))$ where $\mu_g(k)$ and $\sigma_g^2(k)$ represent the expected solar irradiance average value when the day time is k and the associated variance, respectively.
3. Load consumption stochastic process model: $L(k) = N(\mu_l(k), \sigma_l^2(k))$ where $\mu_l(k)$ and $\sigma_l^2(k)$ represent the expected load consumption average value when the day time is k and the associated variance, respectively.

At each day time k , $\omega_w(k)$, $G(k)$ and $L(k)$ are the input of the PMS. Whilst $L(k)$ is an electric power signal, $\omega_w(k)$, $G(k)$ are not electric signal. Therefore, these two input signals must be converted into electric power using a wind turbine and a solar panels model.

Wind turbine and solar panels power generation models

Wind turbine power model

The wind turbine generic polynomial model given by equation (10) describes the relationship between the wind speed ω_w and the electric power P_{WT} [38,39]:

$$P_{WT}(k) = \sum_{i=0}^{N_{WT}} p_i \omega_w^i(k) \tag{10}$$

where N_{WT} is the polynomial order and where each $p_i, 0 \leq i \leq N_{WT}$ represents the polynomial coefficient.

Since $\omega_w(k)$ is considered as a stochastic process, $P_{WT}(k)$ is also a stochastic process. Equation (10) is nonlinear with respect to ω_w . Thus, the stochastic model of P_{WT} is much more difficult to obtain. However if we assume that the wind

turbine behavior is linear around a given operating point, a Taylor Series Linearization (TSL) can be used to propagate this stochastic model. Therefore, given the probability density function of a wind speed $\omega_w(k)$ and given an operating wind speed $\hat{\omega}_w(k)$, the wind turbine power production is approximated by:

$$P_{WT}(k) = A(k) \hat{\omega}_w(k) + B(k) \tag{11}$$

where:

$$A(k) = \left[\frac{d}{d(\omega_w(k))} \sum_{i=0}^{N_{WT}} p_i \omega_w^i(k) \right]_{\omega_w(k)} \tag{12}$$

and where $d(\cdot)$ is the derivative of a given function and where

$$B(k) = \sum_{i=0}^{N_{WT}} p_i \hat{\omega}_w^i(k) - \left[\frac{d}{d(\omega_w(k))} \sum_{i=0}^{N_{WT}} p_i \hat{\omega}_w^i(k) \omega_w^i(k) \right]_{\omega_w(k)} \tag{13}$$

Given the linear equation (11), the stochastic model of the wind turbine power is represented by:

$$P_{WT}(k) = N(\mu_{P_{WT}}(k), \sigma_{P_{WT}}^2(k)) \tag{14}$$

where:

$$\mu_{P_{WT}}(k) = E[P_{WT}(k)] = A(k)E[\omega_w(k)] + B(k) \tag{15}$$

Since $E[\omega_w(k)] = \mu_w(k)$, equation (15) is rewritten as follows:

$$\mu_{P_{WT}}(k) = A(k)\mu_w(k) + B(k) \tag{16}$$

The variance $\sigma_{P_{WT}}^2(k)$ is given by:

$$\sigma_{P_{WT}}^2(k) = A^2(k)\sigma_w^2(k) \tag{17}$$

Solar panels power model

The solar panels power model used in the paper is based on the results presented in Refs. [40,39,41]. Hence, the solar irradiance is converted into electrical power using the following equation:

$$P_{PV}(k) = \eta_{PV} \eta_{MPPPT} P_{PV}^n \frac{G(k)}{G_{STC}} \tag{18}$$

where $G(k)$, G_{STC} , P_{PV}^n , η_{PV} and η_{MPPPT} represent the solar irradiance stochastic process, the incident irradiance at standard test conditions (1000 W/m² at 25° C), the rated PV power, the PV efficiency and the efficiency of PV electronic interface with the Maximum Power Point Tracking System - MPPT, respectively.

The PV power model (18) is linear with respect to $G(k)$. Therefore, the stochastic model of $P_{PV}(k)$ is given by:

$$P_{PV}(k) = N(\mu_{P_{PV}}(k), \sigma_{P_{PV}}^2(k)) \tag{19}$$

where:

$$\mu_{P_{PV}}(k) = \eta_{PV} \eta_{MPPPT} P_{PV}^n \frac{E[G(k)]}{G_{STC}} \tag{20}$$

Since $E[G(k)] = \mu_g(k)$, equation (20) is rewritten as follows:

$$\mu_{P_{PV}}(k) = \eta_{PV} \eta_{MPPPT} P_{PV}^n \frac{\mu_g(k)}{G_{STC}} \tag{21}$$

The $P_{PV}(k)$ variance represented by of $\sigma_{P_{PV}}^2(k)$ is given by:

$$\sigma_{P_{PV}}^2(k) = \left[\frac{\eta_{PV} \eta_{MPPPT} P_{PV}^n}{G_{STC}} \right]^2 \sigma_g^2(k) \tag{22}$$

Fuzzy logic based - PMS

Most of reported PMS used the net power available on the DC bus, ignoring the uncertainty associated with this net power. In this paper, we consider the net power P_{net} as resulting from the combined stochastic process using as wind turbine, solar panel and load consumption models. Therefore, its stochastic model is represented by:

$$P_{net}(k) = N(\mu_{net}(k), \sigma_{net}^2(k)) \quad (23)$$

where $\mu_{net}(k)$ and $\sigma_{net}^2(k)$ represents the expected net power at time k and the corresponding variance.

$$P_{net}(k) = P_{pv}(k) + P_{wt}(k) - P_L(k) \quad (24)$$

Knowing that the power balance over the DC bus is given by equation (24), the $\mu_{net}(k)$ expression is:

$$\mu_{net}(k) = \mu_{pv}(k) + \mu_{wt}(k) - \mu_L(k) \quad (25)$$

Since the involved stochastic processes (wind speed, solar irradiance and load power) are considered as uncorrelated stochastic processes, the variance of $P_{net}(k)$ is represented by:

$$\sigma_{net}^2(k) = \sigma_{pv}^2(k) + \sigma_{wt}^2(k) + \sigma_L^2(k) \quad (26)$$

The simple way to design the PMS when the $P_{net}(k) > 0$ is to charge the battery (increasing the SOC(k)) and start the electrolyzer when the SOC(k) reaches a given high threshold (SOC^{max}). On the other hand, when the $P_{net}(k) \leq 0$ and the SOC(k) reaches a low threshold (SOC^{min}), the fuel cell is started if there is enough hydrogen. However, if $P_{net}(k) > 0$ and $SOC(k) > SOC^{max}$ and the next predicted net power $P_{net}(k+1)$ is negative (meaning that the load power demand will be greater than the available renewable energy), the decision about starting or not the electrolyzer is not trivial. Indeed, starting the electrolyzer will remove energy from battery and if the SOC(k) reaches the minimum one, the fuel is started, wasting energy [42–44]. An other interesting case can also happen: $P_{net}(k) > 0$, $SOC(k) > SOC^{max}$ but $P_{net}(k+1) > 0$ with a big uncertainty (i.e. $\sigma_{net}^2(k+1) \rightarrow \infty$). Here again the decision is not simple. Therefore, the proposed PMS aims at improving the system efficiency by taking into account the predicted net power $P_{net}(k+1)$ and the associated variance $\sigma_{net}^2(k+1)$.

Following the commonly used fuzzy logic approach, we selected $P_{net}(k)$, the deviation between the current net power

$P_{net}(k)$ and the predicted one $P_{net}(k+1)$, the variance of $P_{net}(k+1)$ and the battery SOC(k) as the controller input. Selecting the deviation between $P_{net}(k)$ and the predicted $P_{net}(k+1)$ will allow the controller to take into account the near future trend of power balance over the DC link. Moreover, incorporating $\sigma_{net}^2(k+1)$ will allow to take into account the uncertainty over the predicted renewable energy production and over the predicted power demand. Using a one step prediction of P_{net} will add more reliability in the system. Indeed, the electrolyzer will not start based solely on the current power surplus but it will operate if the net power is positive and the predicted one is likely to be also positive.

Fuzzy logic controller overview

The fuzzy logic controller which overview architecture is shown in Fig. 2, aims at providing an effective activation of the electrolyzer and the fuel cell with respect to renewable energy power uncertainty. Since the electrolyzer and the fuel cell cannot operated at the same time, only one fuzzy logic output is required. This output variable is designated by P_{out} . We used the centroid method as the defuzzification method.

The selected input crisp variables are:

- $P_{net}(k)$: the current net power over the DC link.
- $\Delta P_{net}(k)$: the deviation between $P_{net}(k)$ and $P_{net}(k+1)$ (see equation (27)). Note that ΔP_{net} is not the derivative of P_{net} . A positive value $\Delta P_{net}(k)$ indicates a possible increase of the net power for the next timestamp ($k+1$), whilst a negative value suggests a possible decrease of that power for next coming timestamp. Since $P_{net}(k+1)$ is predicted, the controller must take into account the prediction uncertainty.

$$\Delta P_{net}(k) = P_{net}(k+1) - P_{net}(k) \quad (27)$$

- $\sigma_{net}^2(k+1)$: the variance associated with the predicted value $P_{net}(k+1)$.
- SOC(k): the current battery state-of-charge.

Linguistic variables

Different linguistic variables were selected to keep the controller efficient in terms of rules processing and decision making (see Appendices A). Hence, we represent $P_{net}(k)$ with five linguistic variables as shown in Table 5. $\Delta P_{net}(k)$ is represented by three linguistic variables as shown in Table 6.

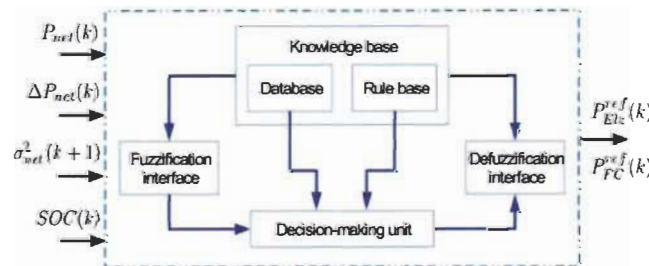


Fig. 2 – Fuzzy inference system.

$\sigma_{net}^2(k+1)$ and $SOC(k)$ are represented by three linguistic variables as shown in Table 7. Finally, the fuzzy logic output P_{out} is represented by five linguistic variables as shown in Table 8.

Membership function

For simplicity and easy computation of the electrolyzer and the fuel cell control signal, triangular and trapezoid membership functions are used for the input/output linguistic variables. Fig. 3 is examples of such membership function for a typical HRES.

The controller out variable membership function is shown in Fig. 4.

The 3D representation of the electrolyzer activation is depicted in Fig. 5. In this example, we consider that the predicted ΔP_{net} is 3000 W (which correspond to the linguistic variable "P") and the battery SOC is 90% (linguistic variable "H"). One can see that the electrolyzer power is related to the available net power P_{net} , and to the variance associated with the predicted value of net power. Thus, the electrolyzer power will be reduced if the variance of the predicted net power ($|\sigma_{net}(k+1)/\mu_{net}(k+1)| - 1$) is large.

Results and discussion

Case study

To validate and compare our approach, we used the same scenarios and data proposed in Ref. [20]. Four case studies of different months are involved in the validation scenario: one August week data (summer case study), one October week data (autumn case study), one December week data (winter case study) and one April week data (spring case study). For each case study, the solar radiation and wind speed forecast data are provided at a 1 h sampling rate. A

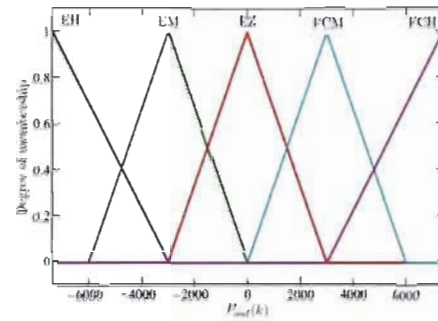


Fig. 4 – Membership functions for the controller output power P_{out} .

constant load with an 8 h period centered at noon is considered. In addition, a peak load of 3.2 kW and a base load of 0.8 kW for the remaining hours were assumed with an overall daily energy demand of 38.4kWh [20]. In our case the same conditions are kept in order to compare the Power Management Systems.

Fig. 6 presents the produced power by the RES systems (PV and WT) when data from solar radiation and wind speed are used. Otherwise, the seasonal net power is presented. During the summer week, the produced electric energy is greater than the load demand (LD), and the computed surplus of energy is 83.1kWh (due to high PV energy production (Fig. 6, Graph (a))). During the spring and the autumn weeks, the surplus of energy shows a decrease which is estimated to 72.7kWh and 22.9kWh, respectively (Fig. 6, Graph (d) and Fig. 6, Graph (b)). A high energy deficit is presented during the winter

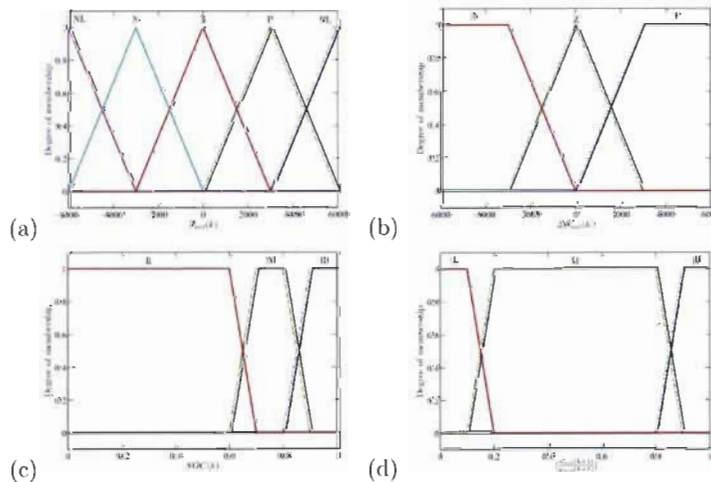


Fig. 3 – Membership functions: a) Net power P_{net} b) Deviation ΔP_{net} c) Battery state of charge SOC d) One step prediction net power relative variance.

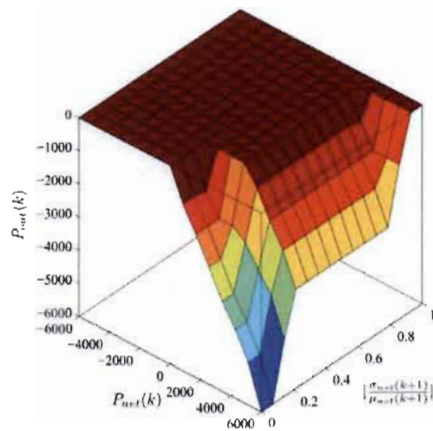


Fig. 5 – 3D map of controller output for electrolyzer with $\Delta P_{net}(k+1) = 3000 \text{ W}$ and $\text{SOC}(k) = 90\%$.

week, and it is estimated to -31.3 kWh (Fig. 6, Graph (c)). In that period, the hydrogen energy is used in order to cover the electric demand. The electric energy produced by the WT is important during the autumn and winter weeks (see Ref. [20] for more details).

In addition, Table 3 shows different values regarding the initial conditions, maximum and minimum storage limits [20].

Simulation results

Starting from the initial conditions, the scenario and data proposed in previous section, our fuzzy logic-PMS with uncertainty provides electrolyzer power reference P_{EL}^{ref} and fuel cell power reference P_{FC}^{ref} , respectively as shown in Fig. 7. The first graph of this Fig. 7 indicates that the electrolyzer is mainly used in summer and spring weeks when a surplus of PV energy is available. In summer week, the surplus of energy used by the electrolyzer is 40.6 kWh . However, only 28.7 kWh of that energy is transformed into hydrogen. In spring week, the electrolyzer used 37.7 kWh of surplus energy to produce 27.2 kWh of hydrogen. During that period, the battery supplies energy to the load when no PV energy is

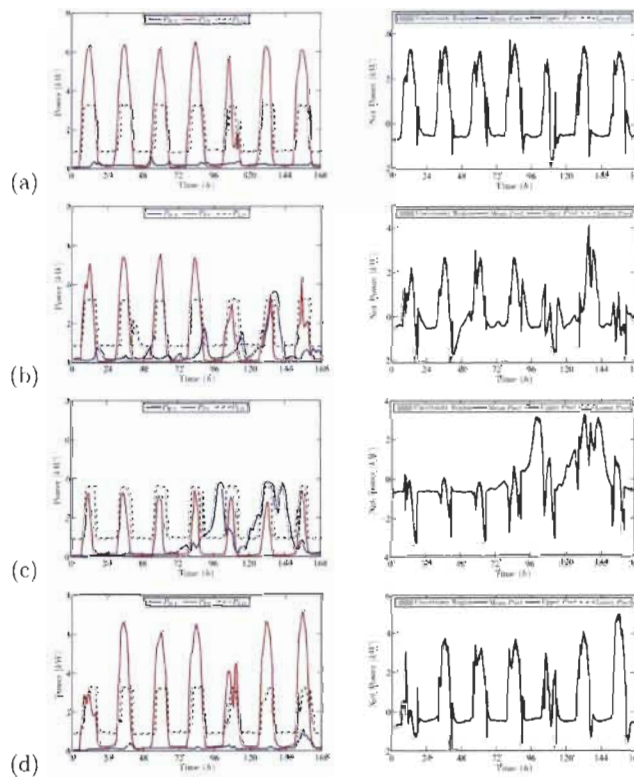


Fig. 6 – Power generation, load demand and Net Power [20] (a) Summer case. (b) Autumn case. (c) Winter case and (d) Spring case.

Table 3 Initial conditions and storage limits.	
Battery	
Minimum state-of-charge (SOC^{min})	60%
Maximum state-of-charge (SOC^{max})	90%
Initial state-of-charge (SOC^0)	80%
Maximum charging/discharging power ($P_{B,max}$)	18 kW
Hydrogen storage	
Minimum H_2 tank pressure ($P_{H_2,min}$)	2 bar
Maximum H_2 tank pressure ($P_{H_2,max}$)	13.8 bar
Initial H_2 tank pressure ($P_{H_2,in}$)	10 bar
Minimum electrolyzer power ($P_{Ez,min}$)	1.5 kW
Maximum electrolyzer power ($P_{Ez,max}$)	6.2 kW
Minimum fuel cell power ($P_{FC,min}$)	0.5 kW
Maximum fuel cell power ($P_{FC,max}$)	6 kW

available. Therefore, no fuel cell operation is required. On the other hand, the produced hydrogen is used in winter by the fuel cell to supplement battery energy and powered the load (graph (b) of Fig. 7). During this week, the fuel cell delivered 5.1kWh to satisfy the load demand. This data indicates that the WT electric energy is important during this winter week in order to avoid frequent cycling of the fuel cell (see graph (c) of Fig. 6).

In Fig. 8, it shows that the battery storage (state-of-charge) and the hydrogen tank storage (the ratio between the current

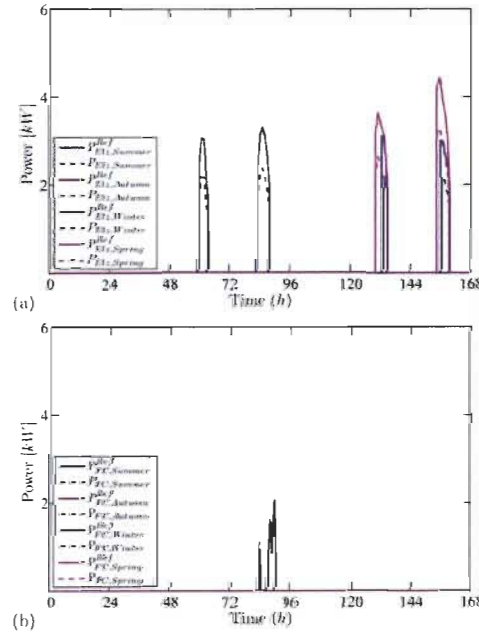


Fig. 7 – Hydrogen storage system: (a) Electrolyzer power profiles. (b) Fuel cell power profiles.

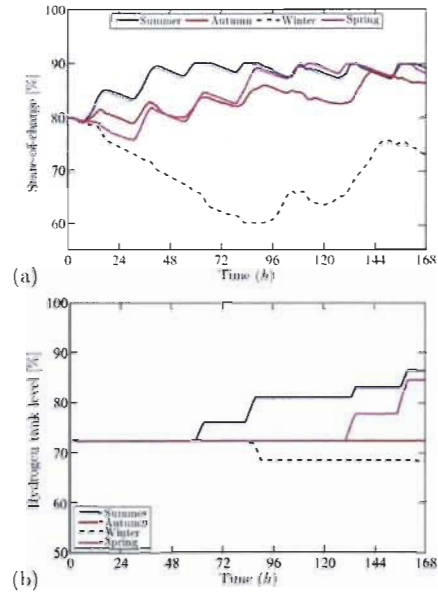


Fig. 8 – Storage time profiles: (a) Battery SOC. (b) Hydrogen tank storage.

and the maximum hydrogen tank pressure) for the four weeks. The energy production from RES (PV and WT) is greatly affected by the weather season. In summer, autumn and spring, the presence of excess energy from PV and WT allows battery state-of-charge to increase (Graph (a), Fig. 8). So, hydrogen is produced with the electrolyzer which contribute to increase the H_2 tank storage (Graph (b), Fig. 8). However, the load demand in winter, increases and the available renewable energy is not enough. Therefore, the previously stored H_2 energy is used to power the load. The black dashed curve in Fig. 8, Graph (a) and Graph (b) indicates the storage profiles in the winter week. Clearly, it can be observed the decrease of battery energy as well as the H_2 storage.

In order to better estimate the advantage of our approach, we propose in the following section, a comparative study with the approach reported in Ref. [26].

Power management system comparative analysis

Different Power Management Systems (PMS) have been extensively analyzed in the literature. Among them, a first PMS based on the battery SOC's as presented by Refs. [10,12]. Normally, this PMS is most used in the Hybrid Renewable Energy System (HRES) due to the easy applicability and not complex mathematical formulation. A second PMS based on the artificial intelligence is suggested by Ref. [18] for the hybrid power plant. In this PMS are considered the Renewable Energy Sources (RES) predictions but like that the first PMS (based on

Table 4 Comparative results.

	Storage at the end		Electrolyzer			Fuel cell			
	SOC [%]	p_{H_2} [bar]	On/Off	$t_{operation}$ [h]	Degradation rate operation [$\mu V h^{-1}$]	On/Off	$t_{operation}$ [h]	Degradation rate (operation) [$\mu V h^{-1}$]	Degradation rate (start-up) [$\mu V h^{-1}$]
Summer									
Our PMS	89.3	11.93	4	14.21	42.63	0	0	0	0
Optimized PMS	92.6	13.22	15	13.57	40.71	0	0	0	0
Autumn									
Our PMS	86.5	10.00	0	0	0	0	0	0	0
Optimized PMS	65.1	8.03	0	0	0	2	2.55	25.5	100
Winter									
Our PMS	73.1	9.45	0	0	0	2	2.70	27.02	100
Optimized PMS	75.7	4.69	9	4.63	13.89	13	6.74	67.4	650
Spring									
Our PMS	88.3	11.67	2	9.427	28.28	0	0	0	0
Optimized PMS	84.8	10.85	5	3.37	10.11	1	0.41	4.1	50

the battery SOC), the RES and load demand uncertainties are not considered. Finally, a third PMS based on the optimization is currently used for the management systems that consider the RES and the load demand uncertainties [8,45]. Overall this last PMS presents good results, but its computational cost is high and its mathematical formulation is complex. Our PMS is based on the artificial intelligence (Fuzzy logic) and its considers the uncertainty. The proposed PMS could be the same or higher level than the PMS based on the optimization. A comparative analysis will be conducted in order to evaluate the propose PMS performance. The metric used are those given in section 2.3.

One of the recently published works on RES power management system is presented in Ref. [20]. We select this particular study because the weather and load forecasts and their corresponding uncertainties are taken into account. Furthermore, the reported approach used an optimization frameworks to deliver the best possible control of both the fuel cell and the electrolyzer. The minimization of selected cost function will ultimately allow to maximize the component lifetimes. The scenario presented above has been used to compare the two PMS (our PMS and the optimized PMS in Ref. [20]).

Table 4 gives the comparative indicator values. SOC and p_{H_2} represent the battery state-of-charge and the hydrogen tank pressure, respectively.

Storage at the end of each week

the battery SOC for both PMS are quite equivalent for summer, winter and spring weeks; the deviation between the SOC values of the two PMS is less than 5% for these weeks. However, the optimized PMS used the fuel cell twice in autumn, increasing the fuel cell degradation. Regarding the hydrogen storage, one can observe that our PMS provides better hydrogen storage compared to the optimized PMS.

Degradation associated to the number of start/stop

for all four week, the number of start/stop cycles for the fuel cell and the electrolyzer is lower with our PMS than what has been obtained using the optimized PMS. Therefore, the degradation rate associated to the cycling is improved with the fuzzy-based PMS.

Degradation associated to the operation duration

the proposed fuzzy-based PMS let the electrolyzer to operate for long duration compared to the results obtained with the optimized PMS. Whilst this longer operation duration may increase the electrolyzer degradation, it will let a better hydrogen quality to be produced. Indeed, this quality is thoroughly related to the electrolyzer temperature which increases as it operates for long time.

Conclusion

A new Power Management System for a stand-alone Hybrid Renewable Energy System with hydrogen production is presented. Based on fuzzy logic approach, the proposed controller takes into account the available energy, the battery state-of-charge, the predicted net power over the DC link and the uncertainty associated with this prediction. Incorporating the net power prediction makes the power management system less sensitive to the upcoming high net power. Indeed, if the predicted net power is likely to be a high positive value, the electrolyzer could be started in advance, living more space in battery for storing the upcoming power. On the other hand, a predicted negative value indicated that it is likely to have a lack of upcoming power. Therefore, the electrolyzer should not be operating. The same rational can be applied to the fuel cell as well. This PMS approach has been validated using four-week data. Each week corresponds to one season. Furthermore, a comparative study with an optimized PMS recently reported in literature suggests that the fuzzy-based PMS is likely to keep battery state-of-charge in healthy operating range whilst minimizing in the same time, the degradation associated to the number of fuel cell and electrolyzer start/stop cycles.

Acknowledgment

This work was supported by "Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec" and Natural Science and Engineering Research Council of Canada.

Appendices A

Linguistic variables fuzzy logic

Table 5 Linguistic variables for P_{net} .

Term	Description
NL	Negative Large
N	Negative
Z	Zero
P	Positive
PL	Positive Large

Table 6 Linguistic variables for $\Delta P_{net}(k)$.

Term	Description
N	Negative
Z	Zero
P	Positive

Table 7 Linguistic variables for predicted DC link power, prediction variance $\sigma_{net}^2(k-1)$ and SOC(k).

Term	Description
L	Low
M	Medium
H	High

Table 8 Linguistic variables for fuzzy controller output power.

Term	Description
EH	Run Electrolyzer with a high input power
EM	Run Electrolyzer with a medium input power
EZ	Stop electrolyzer or fuel cell
FCM	Run fuel cell to produce a medium output power
FCH	Run fuel cell to produce a high output power

Table 9 Inference table for P_{Elz} : $P_{net} = PL$ and SOC = M.

If		Then
ΔP_{net}	σ_{net}^2	P_{Elz}
P	L	EM
Z	L	EM
N	L	EM
P	M	EM

Table 10 Inference table for P_{FC} : $P_{net} = N$ and SOC = L.

If		Then
ΔP_{net}	σ_{net}^2	P_{FC}
P	L	FCM
Z	L	FCM
N	L	FCM
P	M	FCH
Z	M	FCH
N	M	FCH
P	H	FCH
Z	H	FCH
N	H	FCH

REFERENCES

- [1] Ahmed HB, Multon B, Thiaux Y. Consommation d'énergie, ressources energetiques et place de l'électricité. Tech. Rep. D3900. Paris: Techniques de l'Ingénieur; Feb. 2011.
- [2] Mousseau N. L'avenir du Québec passe par l'indépendance énergétique. Editions MultiMondes 2009. Quebec.
- [3] Jebaraj S, Iniyas S. A review of energy models. *Renew Sustain Energy Rev* 2006;10(4):281–311. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.004>.
- [4] Deshmukh SS, Boehm RF. Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2008;12(9):2301–30. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2007.06.008>.
- [5] Kélouwani S, Agbossou K, Chahine R. Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage. *J Power Sources* 2005;140(2):392–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.08.019>.
- [6] Nehrir MH, Wang C, Strunz K, Aki H, Ramakumar R, Bing J, et al. A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: configurations, control, and applications. *IEEE Trans Sustain Energy* 2011;2(4):392–403. <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2011.2157540>.
- [7] Trifkovic M, Sheikhzadeh M, Nigim K, Daoutidis P. Modeling and control of a renewable hybrid energy system with hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2014;22(1):169–79. <http://dx.doi.org/10.1109/TCST.2013.2248156>.
- [8] Giannakoudis G, Papadopoulos AI, Seferlis P, Voutetakis S. Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35(3):872–91. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.11.044>.
- [9] Bajpai P, Dash V. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16(5):2926–39. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.009>.
- [10] Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Elmasides C. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2009;34(16):7081–95. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.051>.
- [11] Dursun E, Kilic O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone pv/wind/pemfc hybrid power system. *Int J Electr Power Energy Syst* 2012;34(1):31–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.08.025>.
- [12] Carapellucci R, Giordano L. Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37(3):2081–93. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.10.073>.

- [13] Tang H, Qi Z, Ramani M, Elter JF. Pem fuel cell cathode carbon corrosion due to the formation of air/fuel boundary at the anode. *J Power Sources* 2006;158(2):1306–12. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.10.059>.
- [14] Ulleberg Ø. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. *Int J Hydrogen Energy* 2003;28(1):21–33. [http://dx.doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00033-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00033-2).
- [15] Ulleberg Ø, Nakken T, Eté A. The wind/hydrogen demonstration system at utsira in norway: evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35(5):1841–52. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.10.077>.
- [16] Wu J, Yuan XZ, Martin JJ, Wang H, Zhang J, Shen J, et al. A review of pem fuel cell durability: degradation mechanisms and mitigation strategies. *J Power Sources* 2008;184(1):104–19. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.06.006>.
- [17] Carmo M, Fritz DL, Mergel J, Stolten D. A comprehensive review on pem water electrolysis. *Int J Hydrogen Energy* 2013;38(12):4901–34. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.
- [18] Chávez-Ramírez A, Vallejo-Becerra V, Cruz J, Ornelas R, Orozco G, Muñoz Guerrero R, et al. A hybrid power plant (solar/wind/hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in mexico. *Int J Hydrogen Energy* 2013;38(5):2641–55. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.11.140>.
- [19] Borghetti A, Bosetti M, Grillo S, Massucco S, Nucci CA, Paolone M, et al. Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources. *Syst J IEEE* 2010;4(3):313–22. <http://dx.doi.org/10.1109/SYST.2010.2059171>.
- [20] Cau G, Cocco D, Petrollese M, Kr SK, Milan C. Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system. *Energy Convers Manag* 2014;87(0):820–31. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.078>.
- [21] Ierapetritou M, Acevedo J, Pistikopoulos E. An optimization approach for process engineering problems under uncertainty. *Comput Chem Eng* 1996;20(6–7):703–9. [http://dx.doi.org/10.1016/0098-1354\(95\)00203-0](http://dx.doi.org/10.1016/0098-1354(95)00203-0).
- [22] Ayyub BM, Klir GJ. *Uncertainty modeling and analysis in engineering and the sciences*. Boca Raton, FL: Press, CRC; 2010.
- [23] Hossain MR, Maung Than Oo A, Ali S. Historical weather data supported hybrid renewable energy forecasting using artificial neural network (ann). *Energy Procedia* 2012;14(0):1035–40. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1051>.
- [24] Zhao X, Wang S, Li T. Review of evaluation criteria and main methods of wind power forecasting. *Energy Procedia* 2011;12(0):761–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.10.102>.
- [25] Zhang F, Thanapalan K, Procter A, Carr S, Maddy J, Premier G. Power management control for off-grid solar hydrogen production and utilisation system. *Int J Hydrogen Energy* 2013;38(11):4334–41. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.175>.
- [26] Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Elmasides C, et al. Energy management in a stand-alone power system for the production of electrical energy with long term hydrogen storage. *Comput Aided Chem Eng* 2008;25(0):1125–30. [http://dx.doi.org/10.1016/S1570-7946\(08\)80194-0](http://dx.doi.org/10.1016/S1570-7946(08)80194-0).
- [27] Plett GL. Extended kalman filtering for battery management systems of lipb-based hev battery packs: part 2. modeling and identification. *J Power Sources* 2004;134(2):262–76. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.02.032>.
- [28] Pop V. *Battery management systems: accurate state-of-charge indication for battery-powered applications*. Netherlands: Springer; 2008.
- [29] Hammoudi M, Henao C, Agbossou K, Dubé Y, Doumbia M. New multi-physics approach for modelling and design of alkaline electrolyzers. *Int J Hydrogen Energy* 2012;37(19):13895–913. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.07.015>.
- [30] Larminie J, Dicks A, McDonald MS. *Fuel cell systems explained*. New York: Wiley; 2003.
- [31] Anouar A. *Évaluation et contrôle d'un système hybride à énergies renouvelables pour un site isolé* [Ph.D. thesis]. Québec: Université du Québec à Trois-Rivières; 2003. <http://depot-e.uqtr.ca/3994/1/00103597.pdf>.
- [32] Labbé J. *L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés* [Ph.D. thesis]. Paris: École des Mines de Paris; Dec. 2006. <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00420986/>.
- [33] Wishart J, Dong Z, Secanell M. Optimization of a pem fuel cell system based on empirical data and a generalized electrochemical semi-empirical model. *J Power Sources* 2006;161(2):1041–55. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.05.056>.
- [34] Lee JH, Lalk TR, Appleby AJ. Modeling electrochemical performance in large scale proton exchange membrane fuel cell stacks. *J Power Sources* 2006;70(2):258–68. [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7753\(97\)02683-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7753(97)02683-9).
- [35] Mann R, Amphlett J, Hooper M, Jensen H, Peppley B, Roberge P. Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a pem fuel cell. *J Power Sources* 2000;86(1):173–80. [http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7753\(99\)00484-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0378-7753(99)00484-X).
- [36] Higuera Cano M, Kélouani S, Agbossou K, Dubé Y. Free air breathing proton exchange membrane fuel cell: thermal behavior characterization near freezing temperature. *J Power Sources* 2014;246(0):650–8. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.07.074>.
- [37] Barbir F. *PEM fuel cells: theory and practice*. Burlington, MA: Academic Press; 2005.
- [38] Deshmukh M, Deshmukh S. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2008;12(1):235–49. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.011>.
- [39] Kashefi Kaviani A, Riahy G, Kouhsari S. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/pv generating system, considering component outages. *Renew Energy* 2009;34(11):2380–90. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.03.020>.
- [40] Nelson DB, Nehrir MH, Wang C. Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/pv/fuel cell power generation systems. *Renew Energy* 2006;31(10):1641–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.08.031>.
- [41] Eroglu M, Dursun E, Sevencan S, Song J, Yazici S, Kilic O. A mobile renewable house using pv/wind/fuel cell hybrid power system. *Int J Hydrogen Energy* 2011;36(13):7985–92. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.01.046>.
- [42] Calderón M, Calderón AJ, Ramiro A, González JF. Automatic management of energy flows of a stand-alone renewable energy supply with hydrogen support. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35(6):2226–35. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.12.028>.
- [43] Calderón M, Calderón AJ, Ramiro A, González JF. Weather data and energy balance of a hybrid photovoltaic-wind system with hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35(15):7706–15. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.05.067>.

- [44] Calderón M, Calderón AJ, Ramiro A, González JF, González I. Evaluation of a hybrid photovoltaic-wind system with hydrogen storage performance using exergy analysis. *Int J Hydrogen Energy* 2011;36(10):5751–62. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.02.055>.
- [45] Baziar A, Kavousi-Fard A. Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices. *Renew Energy* 2013;59(0):158–66. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.026>.

3.3 Article 2 : « Experimental evaluation of a power management system for a hybrid renewable energy system with hydrogen production »

Dans le deuxième article, nous nous sommes intéressés à l'évaluation et à la validation du SGE stochastique proposées dans le premier article. Nous avons utilisé deux approches pour parvenir à nos fins : l'approche par simulation et la validation expérimentale par l'intermédiaire d'un banc d'essai. La plupart des SHER sont strictement simulés à partir de conditions prédéterminées de vitesse du vent, d'irradiation solaire et de consommation électrique (systèmes déterministes). Dans le meilleur des cas, une analyse de sensibilité peut donner une idée limitée sur les performances du SHER et du SGE. Dans ces situations, les valeurs moyennes de vitesse du vent, d'irradiation solaire et de consommation électrique sont importantes, parce qu'elles peuvent influencer les résultats de simulation et les décisions prises par le SGE. Dans cet article, nous avons considéré que chaque valeur moyenne correspond à la réalisation d'un procédé stochastique représenté par une fonction de distribution normale gaussienne.

En considérant l'hypothèse de la connaissance préalable des moyennes et des écarts-types (ou variances) de ces variables (vitesse du vent, irradiation solaire et consommation électrique), nous pouvons faire une analyse probabiliste utilisant la méthode Monte-Carlo (MMC)⁷ [83]. Cette analyse nous a donné des résultats probabilistes des différentes combinaisons entre les différentes sources d'énergie renouvelable et la consommation électrique qui suivent une loi de distribution normale. Nous avons ensuite évalué le degré de probabilité du SHER et du SGE stochastique par la méthode de Monte-Carlo après avoir exécuté 1 000 itérations. Les résultats des simulations démontrent que le temps moyen d'opération de la pile à combustible (PàC) est de 0,3 h et que la dégradation moyenne d'opération est de 2 μVh^{-1} . De même, le temps d'opération de l'électrolyseur est de 1 h et la dégradation moyenne d'opération est de 3 μVh^{-1} .

Parallèlement aux analyses probabilistes, la validation expérimentale du SGE a été effectuée et les résultats sont reportés dans cet article. Un banc d'essai SHER a été construit

⁷ La MMC peut être vue comme une méthode d'approximation, même s'il s'agit d'approximation au sens statistique du terme. Elle se caractérise par l'utilisation du hasard pour résoudre des problèmes centrés sur un calcul. La MMC est en général applicable à des problèmes de type numérique, ou bien à des problèmes de nature elle-même probabiliste [64].

autour d'une PàC de 30 W, un électrolyseur de 23 W et un banc de batteries au plomb-acide de 36 W en utilisant la plateforme LabVIEW. Nous avons utilisé des profils de puissance nette pour chaque période météorologique de l'année, incluant la saison hivernale. Pendant les saisons d'été, d'automne et de printemps, le surplus d'énergie a été emmagasiné sous forme d'hydrogène ou d'énergie chimique dans les batteries, selon les décisions du SGE stochastique. Le déficit énergétique pendant la saison d'hiver a été bien comblé pour la PàC en utilisant le 9 % de l'hydrogène emmagasiné précédemment. Nos résultats ont démontré que la performance du SGE a été telle qu'escomptée aux précédentes simulations, ce qui valide son bon fonctionnement dans des conditions réelles.



Contents lists available at ScienceDirect

Renewable Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/renene

Experimental evaluation of a power management system for a hybrid renewable energy system with hydrogen production

Mauricio Higueta Cano^{a,*}, Kodjo Agbossou^a, Souso Kelouwani^b, Yves Dubé^b^a Hydrogen Research Institute and the Department of Electrical and Computer Engineering of Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec, G9A 5H7, Canada^b Hydrogen Research Institute and the Department of Mechanical Engineering of Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec, G9A 5H7, Canada

ARTICLE INFO

Article history:

Received 22 September 2016

Received in revised form

25 April 2017

Accepted 18 June 2017

Available online 21 June 2017

Keywords:

Power management system
 Experimental validation
 Monte Carlo Method
 Propagation of uncertainty
 Fuzzy control system
 Stand-alone hybrid renewable-energy system

ABSTRACT

This study presents a power management system (PMS) for a hybrid renewable-energy system (HRES) using hydrogen as an energy vector. The PMS is based on a fuzzy control system that takes into account the uncertainties of the load demand and the power production from renewable energy sources (RES). The fuzzy control system evaluated differs from the traditional PMSs, as it considers a single-level prediction of the DC net power and its uncertainty from HRES allowing a suitable decision that increases the lifetime of the fuel cell-electrolyzer and boosts the hydrogen production. The robustness of the proposed PMS is evaluated in simulation through a stochastic analysis using the Monte Carlo method (MCM). The probabilistic analysis provided better results for the HRES and its control system. Finally, the fuzzy logic controller (FLC) is tested experimentally applying the Hardware-in-the-Loop (HiL) technique on an HRES test bench. The experimental results are satisfactory, and the response of the control system is as expected.

© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

The technologies of renewable-energy sources (RES) have gained significant attention in recent years as a possible solution to the important fossil fuel's exhaustion and climate change [1]. RESs, such as the wind turbine (WT) and photovoltaic panels (PV), have been investigated in studies in the literature [2]. Because of the discontinuous nature of some of these sources, a specific storage system is required to increase energy reliability and improve the balance between the energy production and the load demand. Thus, in the hybrid renewable-energy system (HRES) the storage system is considered as a vital component [3]. In the literature, two classifications of HRESs were presented: the distributed and the stand-alone HRES.

For the distributed HRES a storage system may not be required. In fact, the surplus/deficit power between the intermittent RES

production and load consumption is compensated by a traditional electric grid. Conversely, the storage system in the stand-alone HRES is essential and crucial for the storage of surplus power from discontinuous RESs and returns the stored energy for to meet load consumption during a power deficit. The components such as flywheels, supercapacitors and batteries are considered as elements of short-term storage, and these have been used in various HRES configurations. For long-term storage system, the compressed air energy systems, the pumped hydroelectric systems, and the hydrogen storage systems have been considered in distinct configurations HRES [4,5].

For stand-alone HRESs, a short- and long-term storage system that uses lead-acid batteries and hydrogen technologies has been proven to be an effective solution [6]. The lead-acid batteries play an important role as an energy buffer in a direct current (DC) power bus. Normally, the short-term mismatches between load consumption and the discontinuous RESs are handled by the batteries. As a new energy vector, the hydrogen is used in the long-term storage system as a power regulator. Because of their excellent properties such as high efficiency, cleanest and lightest fuel, the hydrogen is well-considered as the energy source of future [7]. The hydrogen gas is generated out of the water by electrolysis using the

* Corresponding author.

E-mail addresses: Mauricio.Higueta.Cano@uqtr.ca (M. Higueta Cano), kodjo.agbossou@uqtr.ca (K. Agbossou), souso.kelouwani@uqtr.ca (S. Kelouwani), yves.dube@uqtr.ca (Y. Dubé).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.06.066>
 0960-1481/© 2017 Elsevier Ltd. All rights reserved.

List of symbols	
Acronyms	
BAT	Batteries
DC	Direct Current
FC	Fuel Cell
FL	Fuzzy Logic
FLC	Fuzzy Logic Controller
HIL	Hardware-In-The-Loop
HRES	Hybrid Renewable Energy System
LC	Load Consumption
MCM	Monte Carlo Method
MPC	Model Predictive Control
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NH	Normalized Histogram
NN	Neural Network
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PMS	Power Management System
PV	Photovoltaic Panels
RES	Renewable Energy Sources
SI	Solar Irradiance
SoC	State-of-Charge
TSL	Taylor Series linearization
WS	Wind Speed
WT	Wind Turbine
WTEP	Wind Turbine Electric Power
Greek symbols	
α	Time frame, h
$\mu_{lc}(t)$	Expected load consumption power average at time t, W
$\mu_{pv}(t)$	Expected photovoltaic panel power average at time t, W
$\mu_{s}(t)$	Expected solar irradiance average at time t, $W\ m^{-2}$
$\mu_{ws}(t)$	Expected wind speed average at time t, $m\ s^{-1}$
$\mu_{WTEP}(t)$	Expected wind turbine electric power average at time t, W
$\sigma_{lc}^2(t)$	Load consumption power variance at time t, W^2
$\sigma_{pv}^2(t)$	Photovoltaic panel power variance at time t, W^2
$\sigma_{s}^2(t)$	Solar irradiance variance at time t, $(W\ m^{-2})^2$
$\sigma_{ws}^2(t)$	Wind speed variance at time t, $(m\ s^{-1})^2$
$\sigma_{WTEP}^2(t)$	Wind turbine electric power variance at time t, W^2
v_{ws}	Wind speed, $m\ s^{-1}$
$\dot{v}_{ws}(t)$	Instant operating wind speed at time t, $m\ s^{-1}$
$\eta_{bat}(t)$	Battery performance at time t
$\eta_{pv}(t)$	Photovoltaic panel performance at time t
$\eta_{MPPT}(t)$	Performance control using MPPT at time t
λ	Self-discharge rate of batteries
ΔP_{NET}	Deviation between $P_{NET}(t)$ and $P_{NET}(t+1)$
Roman symbols	
C_Q	Nominal capacity of batteries, Ah
$d(\cdot)$	Derivate
i	Degree of polynomial function
I_{bat}	Battery current, A
$N(\dots)$	Normal distribution
$\dot{\eta}_{H2}$	Hydrogen production rate, $N\ m^3\ h^{-1}$
$P_{cr,H2}$	Critical value of hydrogen pressure, Pa
P_i	Coefficient of the polynomial
$P_{NET}(t)$	Net power of DC bus at time t, W
P_{pv}	Photovoltaic panel power, W
P_{pv}^*	Nominal photovoltaic panel capacity, W
P_{Tank}	Hydrogen tank pressure, Pa
P_{WTEP}	Wind turbine electric power, W
R	Constant of gas, $8.314\ m^3\ Pa\ (mol\ K)^{-1}$
T	Temperature, K
$T_{cr,H2}$	Critical value of hydrogen temperature, K
SI_{STC}	Incident irradiance at standard conditions, $1000\ W\ m^{-2}$
$U_{NET}(t+1)$	Uncertainty of the net power of DC bus at time t+1
V_{Tank}	Hydrogen tank volume, m^3

surplus power that results from RESs, subsequently compressed and stored in a container of hydrogen. Conversely, the stored energy of hydrogen is transformed into the electrical energy using a fuel cell (FC) when a power deficit happens [8]. A correct handling of electrical power flow in the HRES must be executed in order to improve the overall performance and to expand the lifetime of HRES several components, particularly the FC and the electrolyzer [9]. Therefore, a suitable management of the energy flow through the HRES is vital, and the implementation of a power management system (PMS) is necessary. Recently, the reported PMS can be divided into two categories: (i) PMS based on optimization and (ii) PMS based on intelligent technique [10].

In general, the PMS based on optimization involves an objective function which maximizes HRES efficiency, minimizes hydrogen fuel consumption and improves operation conditions. Recently, a PMS optimization approach over a PV/FC/BAT system has been presented by Vaishalee et al. [11]. This PMS does not need a dump load, as the generated energy is matched with the load demand. The simulation results show how the excess PV power is sent to the electrolyzer when the state-of-charge (SoC) estimation is 99.5% and hence protects the battery from overcharging. Another PMS optimization strategy for a stand-alone HRES is presented by Torreglosa et al. [12]. The objective function minimizes the net present value of the operating cost of the HRES for its entire lifetime. Nasri et al. [13]

presented a PMS strategy to satisfy load requirements. Excess PV energy is used to produce hydrogen. When the hydrogen storage is full, the excess energy is sent to the ultra-capacitor. The PV system is offline when the capacitor is fully loaded. Bordin et al. [14] include the battery degradation processes inside the PMS optimization. A sensitivity analysis is conducted, the aim of which is to show how battery costs and battery performance have an impact on the economic cost of the system. Unfortunately, the PMS based on optimization computing costs are enormous. A hydrogen-based energy management strategy is presented by Valverde et al. [15]. Two PMS strategies were evaluated, with the model predictive control showing better performance than the hysteresis band control. However, optimality was not always reached; in some cases, solutions were sub-optimal or not found at all.

PMSs based on intelligent techniques are easier to implement, and are more widely used for control of real-time HRES. In addition, it is not essential to know the exact model for each of the RES or storage devices of the HRES. A predictive PMS using real-time predictions of RES and load demand is presented by Brka et al. [16]. The experimental validation is conducted through a bench test using intelligent PMSs based on Neural Networks (NN) to control the power flow of the stand-alone HRES. The experimental results show how the predictive PMS is affected by forecasting errors. Khan et al. [17] presented a PMS based on a multi-agent method; the

non-cooperative game theory is used for the multi-agent PMS. Compared with a conventional centralized PMS, the simulation results show that multi-agent PMSs provide more robust and high performance control. Bruni et al. [18] presented a model predictive control (MPC) for a domestic off-grid system. Weather forecasting is included in the MPC and the RES is optimized to improve residential comfort conditions. Abedi et al. [19] presented a differential evolution algorithm with fuzzy logic. The aim of the optimization is to minimize overall costs, the unsatisfied load as well as emissions from the HRES system considering the uncertainties associated the RES. The simulation results show the effectiveness of the evolution algorithm of the PMS.

Some studies use the fuzzy logic controllers to manage the power flow in the stand-alone HRES. Several PMSs based on fuzzy logic have advantages such as: easy adaptability to complex systems, computational efficiency and robustness in modeling uncertainties [10]. A PMS based on fuzzy logic is presented by Garcia et al. [20]. The aims are to satisfy load demand, maintain the level of stored hydrogen and maintain the SoC of the batteries at maximum level while optimizing operation costs and battery lifetime. A total savings of 13% compared with PMS based on control states is achieved. Recently, Abadlia et al. [21] proposed an intelligent fuzzy logic controller to manage the power flow in a stand-alone HRES with hydrogen production. The objective is to optimize the RES continually called upon to meet the load demand and to maximize hydrogen production. The simulation results show that the intelligent PMS meets the load requirements while maximizing hydrogen production. An experimental performance assessment of an online PMS strategy using the fuzzy logic is presented by Erdin et al. [22]. The effectiveness and feasibility of the PMS are validated experimentally through the regulation of the overall energy flow and removal of renewable-based power production variation during all load power conditions. Chavez et al. [23] presented solar irradiance and wind speed forecasting models (short-term prediction model) based on artificial neural networks where the prediction outcomes has been integrated into a fuzzy logic PMS. The presented outcomes are favourable, but uncertainties related to the load consumption forecast, weather predictions and lifetime of the FC and electrolyzer were not considered.

Considering the drawback of the previously reported fuzzy logic PMS, in this work we present a stochastic PMS which anticipates the start/stop of the FC and the electrolyzer and improves their respective lifetimes. The proposed fuzzy logic PMS considers the uncertainty related to the load consumption (LC) profile prediction, wind speed (WS) and solar irradiance (SI) forecasts. We present the experimental validation of our PMS approach by applying the Hardware-in-the-Loop (HIL) technique on an HRES test bench. Moreover, we present the evaluation of the robustness of the proposed PMS for HRES with hydrogen production through a stochastic analysis using the Monte Carlo Method (MCM). The particularity of our PMS with uncertainty is detailed in Ref. [24].

The rest of the paper is organised as follows. The stand-alone HRES test bench is presented in section 2. The stochastic and deterministic models are presented in section 3. The stochastic PMS based on uncertainty is presented in section 4. The simulation, the experimental results and the discussion are provided in section 5. Finally, section 6 presents the conclusions.

2. Hybrid renewable-energy system test bench

A hybrid renewable-energy system (HRES) test bench was built. This HRES test bench used a free air breathing PEMFC (H-30) and a PEM electrolyzer (Hydrofill Pro) supplied by Horizon Company. The FC stack and electrolyzer themselves and the auxiliaries, as well as the data acquisition system, are described in detail in the following

sections.

2.1. Experimental setup

HIL technique was used to test our control system. The real-time processor, I/O interface and operator interface were built on the LabVIEW platform. The real components of the PEM electrolyzer, PEMFC, hydrogen cartridge storage, stack of batteries and DC/DC power converters are used in the HIL. The HRES test bench used for the experiments is shown in Fig. 1.

The HRES test bench used an electronic DC power supply and an electronic load to emulate the WT, the solar panels electricity generation and the load consumption power, respectively.

The H-30 stack with 14 cells is rated at 30 W per FC, which can deliver an output voltage between 8 V and 14 V. This stack is equipped with an Arduino-UNO controller unit. This controller unit monitors the cell temperature, blower speed and hydrogen purging valve operation.

The proton exchange membrane electrolysis cell is rated at 23 W, which can accept an input voltage of 10 V and 19 V. The electrolyzer uses de-ionized water and can consume 20 ml/h approximately. A hydrogen output pressure up to 2.8 MPaG (406 PSI) can be delivered.

The hydrogen storage system is based on hybrid metal cartridges (Hydrostik Pro). When the cartridge has been filled with hydrogen by the electrolyzer, it is removed and transferred to the FC for later use. Thus, the circuit loop of hydrogen is closed. We use two hybrid metal cartridges. To initial conditions, the first cartridge is full loaded, and it is ready to be used by the FC. The second hybrid

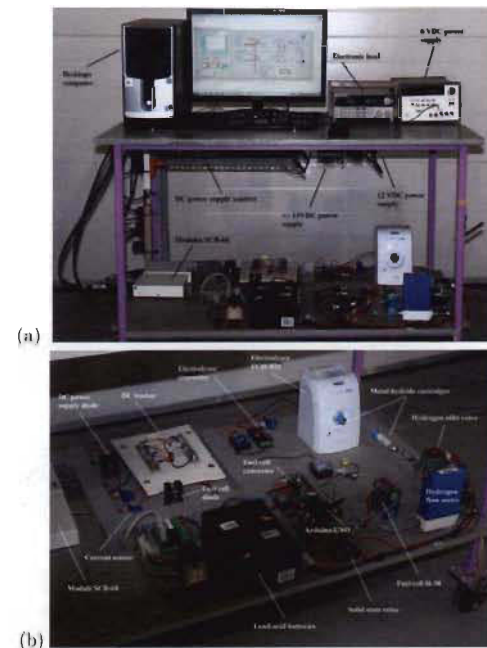


Fig. 1. Hybrid renewable-energy system test bench: a) Top view. b) Bottom view.

metal cartridge is empty, and it is waiting to be loaded by the PEM electrolyzer.

The DC bus voltage corresponds to that of the stack battery (between 23 V and 25 V). The electric power of the HRES test bench is rated at 30 W. The test bench and the National Instruments LabVIEW interface used in the experiments are depicted in Fig. 2. The digital signals are sent from a connector block (SCB-68) to the solid-state relays to activate the FC, the electrolyzer and the hydrogen inlet valve. The constant output voltages of the FC and electrolyzer converters are fixed and adjusted using a potentiometer. The physical parameters, as well as the auxiliary equipment specifications are presented in Table 1. The National Instruments (NI) LabVIEW interface and block diagram are shown in Fig. 3.

2.2. National Instruments: test, measurement and embedding

All the sensors and controllers were connected to a desktop computer (PC) in which LabVIEW (version 2014 - 64 bits) software was installed. The main acquisition board was an NI card PCI-6323, which was also compatible with the PC. Two signal conditioning modules SCB-68 from NI were also used.

3. Stand-alone hybrid renewable-energy system: stochastic and deterministic models

3.1. Stochastic system approach

An increased of the performance and effectiveness of the decision-making stage for PMS is evidenced in the HRES due to the introduction of weather forecasts, LC prediction and their uncertainties [25,26]. Unfortunately, the conventional weather forecast system does not give information about the uncertainties of WS and SI. Fortunately, these meteorological variables can be interpreted as a probabilistic prediction [27]. One method is to emulate and combine the forecasts of the weather and the load demand prediction through a stochastic process where each of the uncertainties, WS, SI and LC, is a probabilistic model.

3.1.1. Weather and load demand stochastic approach

The predicted mean values of WS, SI and LC are considered as random variables, which follow a normal probability function. We used a time frame analysis of α hours, where each time t is equivalent to $1 < t \leq \alpha$.

The WS stochastic process model is represented by

$$WS(t) = N(\mu_{ws}(t), \sigma_{ws}^2(t)) \tag{1}$$

where $N(\dots)$ is a normal distribution and $\mu_{ws}(t)$ and $\sigma_{ws}^2(t)$ represent the expected WS average at time t and the associated variance, respectively.

The SI stochastic process model is represented by

$$SI(t) = N(\mu_{si}(t), \sigma_{si}^2(t)) \tag{2}$$

where $\mu_{si}(t)$ and $\sigma_{si}^2(t)$ represent the expected SI average value at time t and the associated variance, respectively.

The LC stochastic process model is represented by

$$LC(t) = N(\mu_{lc}(t), \sigma_{lc}^2(t)) \tag{3}$$

where $\mu_{lc}(t)$ and $\sigma_{lc}^2(t)$ represent the expected LC average value at time t and the associated variance, respectively.

3.1.2. Wind turbine power stochastic approach

The stochastic approach of the wind turbine electric power (WTEP) is produced by the expression 4. The WTEP model is based on a WT polynomial function and this present the relation between the WS P_{WS} and the WTEP P_{WTEP} [28]:

$$P_{WTEP}(t) = \sum_{i=0}^K p_i P_{WS}^i(t) \tag{4}$$

K represented the degree of polynomial function, where $p_i, 0 \leq i \leq K$ depicts the coefficient of the polynomial.

The transformation from equation (4) in a stochastic process is performed using the Taylor series linearization (TSL). Considering

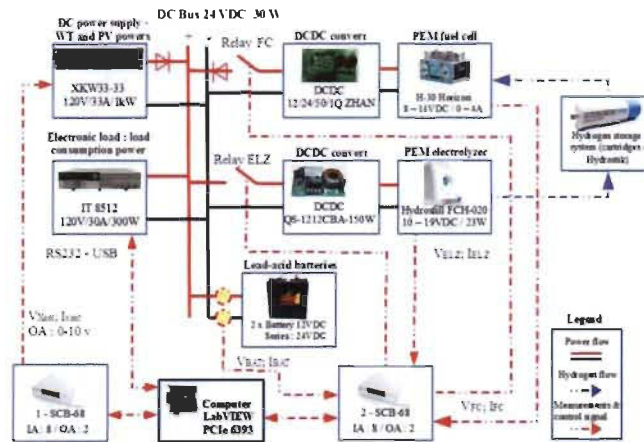


Fig. 2. Hybrid renewable-energy system (HRES) test bench: architecture and data acquisition system.

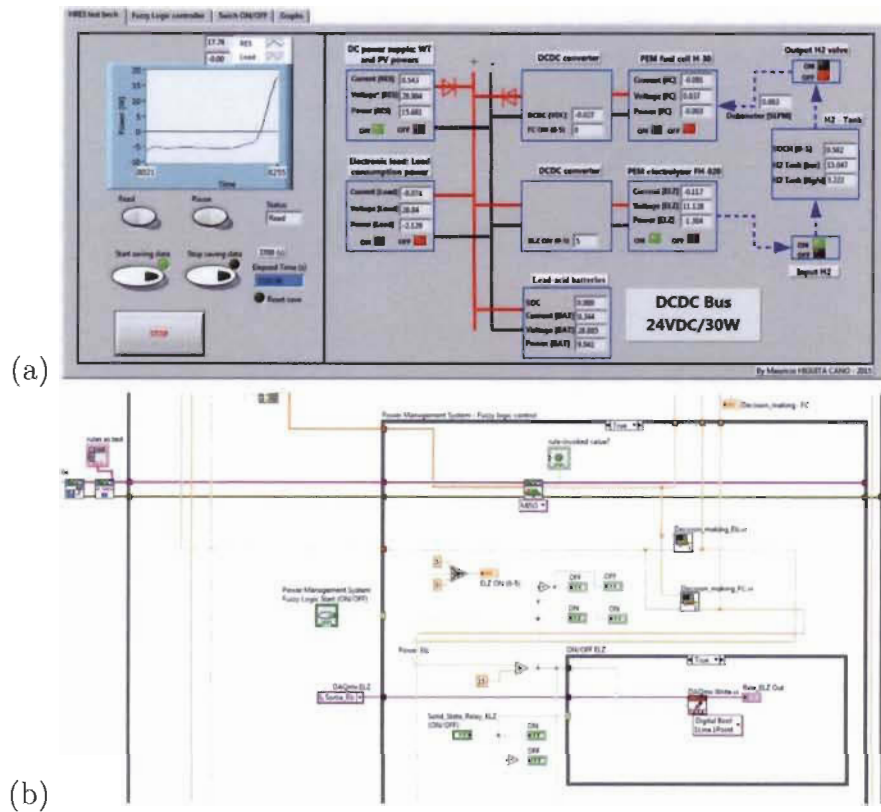


Fig. 3. National Instruments LabVIEW: a) Interface. b) Block diagram.

the density of a continuous random variable such as WS $\nu_{ws}(t)$ and knowing the instant operating WS $\nu_{ws}(t)$, the WTEP production is represented:

$$P_{WTEP}(t) = X(t)\bar{\nu}_{ws}(t) + Y(t) \tag{5}$$

where

$$X(t) = \left[\frac{d}{d(\nu_{ws}(t))} \sum_{i=0}^K p_i \bar{\nu}_{ws}^i(t) \right]_{\nu_{ws}(t)} \tag{6}$$

The previous expression, $d(\cdot)$ represented the derivate of $\nu_{ws}(t)$.

$$Y(t) = \sum_{i=0}^K p_i \bar{\nu}_{ws}^i(t) - \left[\frac{d}{d(\nu_{ws}(t))} \sum_{i=0}^K p_i \bar{\nu}_{ws}^i(t) \nu_{ws}^i(t) \right]_{\nu_{ws}(t)} \tag{7}$$

Due to the expression 5 is linear, the WTEP stochastic model is proposed by

$$P_{WTEP}(t) = N(\mu_{WTEP}(t), \sigma_{WTEP}^2(t)) \tag{8}$$

where

$$\mu_{WTEP}(t) = E[P_{WTEP}(t)] = X(t)E[\bar{\nu}_{ws}(t)] + Y(t) \tag{9}$$

Since $E[\bar{\nu}_{ws}(t)] = \mu_{ws}(t)$, equation (9) is rewritten as

$$\mu_{WTEP}(t) = X(t)\mu_{ws}(t) + Y(t) \tag{10}$$

The variance $\sigma_{WTEP}^2(t)$ is given by

$$\sigma_{WTEP}^2(t) = X^2(t)\sigma_{ws}^2(t) \tag{11}$$

3.1.3. Solar photovoltaic power stochastic approach

The solar PV approach adopted throughout this study corresponds to the outcome described by Ref. [29]. The SI is transformed into electrical energy according to

$$P_{PV}(t) = \eta_{PV} \eta_{MPPT} P_{PV} \frac{SI(t)}{SI_{STC}} \tag{12}$$

The terms η_{PV} , η_{MPPT} , P_{PV} , $SI(t)$ and SI_{STC} , represent the PV performance, the performance of the control interface using MPPT (maximum power point tracking), the nominal PV capacity in Watt, the stochastic process of SI and the incident irradiance at standard

Table 1
HRES Test bench specifications.

Electrical Parameters	
Electronic load (IT8512 120 V/30 A/300 W Itech)	
Electronic DC power supply (Xantrex XKW33-33 120 V/33 A/1 kW)	
Current sensors (Hall Effect Sensor HAS-505)	
Fuel cell converter (DCDC 1.2/24/50/Q.ZHAN)	
Input voltage 10–20 V	
Output voltage 20–30 V	
Efficiency 95%	
Switch frequency 20 kHz	
Electrolyzer converter (DCDC QS-1212CBA-150 W)	
Input voltage 6–32 V	
Output voltage 1–28 V	
Efficiency 97%	
Switch frequency 15 kHz	
Solid state relay (SSRDC100VDC12)	
Batteries	
Nominal voltage (U_b) 12 V	
Rated capacity (C_{20} , Q_b) 1.5 Ah	
Number of batteries (N_b) 2	
Type (lead-acid)	
Fuel Cell system	
Fuel cell (H-30 Horizon 30 W)	
Electrolyte (PEM)	
Hydrogen consumption capacity (0.42 L/min)	
Hydrogen inlet valve (ASCO 24 V)	
Hydrogen purge valve (5 V)	
Hydrogen flow meter (Omega, model FMA-A2317)	
Electrolyzer system	
Electrolyzer (Hydrofill Pro FCH-020 Horizon 23 W)	
Electrolyte (PEM)	
Hydrogen generation capacity (Up to 3 L/H)	
Quality hydrogen (99.99%)	
Hydrogen storage system (metal hybrid cartridges - Hydrostrik)	

conditions (1.000W/m², 25°C), respectively.

The expression (12) represents the solar photovoltaic power. In this case, the relation between PV power and $S(t)$ is linear. So, the $P_{PV}(t)$ stochastic approach is as presented:

$$P_{PV}(t) = N(\mu_{PV}(t), \sigma_{PV}^2(t)) \quad (13)$$

where

$$\mu_{PV}(t) = \eta_{PV} \eta_{MPPT} P_{PV}^* \frac{E[S(t)]}{S_{STC}} \quad (14)$$

Since $E[S(t)] = \mu_{st}(t)$,

Equation (14) is rewritten as

$$\mu_{PV}(t) = \eta_{PV} \eta_{MPPT} P_{PV}^* \frac{\mu_{st}(t)}{S_{STC}} \quad (15)$$

The $P_{PV}(t)$ variance represented by $\sigma_{PV}^2(t)$ is calculated by

$$\sigma_{PV}^2(t) = \left[\frac{\eta_{PV} \eta_{MPPT} P_{PV}^*}{S_{STC}} \right]^2 \sigma_{st}^2(t) \quad (16)$$

3.2. Deterministic system model

3.2.1. Lead-acid battery model

The lead-acid battery is used as short-term storage technology for HRESs [30]. The dynamic model of the SoC was presented in Ref. [31]:

$$SoC(t) = (1 - \lambda)SoC(t-1) - \left(\frac{\eta_{bat} \Delta t}{C_Q} \right) I_{bat}(t) \quad (17)$$

where λ , t , η_{bat} , C_Q and I_{bat} represent the low self-discharge rate of batteries, the time, the battery performance, the nominal capacity of batteries and the current from the batteries, respectively. $I_{bat}(t) \leq 0$ represents the battery current of charging. Opposite, $I_{bat}(t) > 0$ represents the batteries current of discharging.

3.2.2. Compressed hydrogen storage

The compression of hydrogen gas from a tank is used as long-term storage technology for the HRES. Therefore, the hydrogen compression process is suggested by Refs. [32,33] in which is considered the model of Vans der Waals.

$$P_{Tank} = \frac{\bar{n}_{H_2} RT}{V_{Tank} - \bar{n}_{H_2} \psi} - \psi \frac{\bar{n}_{H_2}^2}{V_{Tank}^2} \quad (18)$$

where R represent the constant of gas and V_{Tank} indicate the container volume of hydrogen, respectively. The parameter's ψ and ϕ are defined by the expressions (19) and (20), correspondingly.

$$\psi = \frac{27R^2 T_{cr}^2 \bar{n}_{H_2}}{64P_{cr} \bar{n}_{H_2}} \quad (19)$$

$$\phi = \frac{RT_{cr} \bar{n}_{H_2}}{8P_{cr} \bar{n}_{H_2}} \quad (20)$$

where T_{cr, H_2} represent the critical temperature of hydrogen and

P_{cr,H_2} indicates the critical pressure. The critical values of hydrogen are presented by Ref. [32] and there are $T_{cr,H_2} = 33$ K and $P_{cr,H_2} = 1.3$ MPa, respectively.

4. Stochastic power management system: uncertainty

The RES production does not correspond to the load demand. Therefore, a PMS is mandatory for the adequate power flow control among the HRES constituent. Particularly, the surplus power is converted into hydrogen employing an electrolyzer according to the decision of PMS. Additionally, the FC delivers electrical energy from the load demand when the PMS detects that the RES is not able to cover it [4,34].

Diverse PMSs have been employed for different HRES configurations [35]. Most of the PMSs presented in the literature used the state-of-charge (SoC) estimation for the batteries; it is highly probable that the electrolyzer and the FC will be repeatedly switched on and off due to the discontinuous nature of the RES generated by the WT and/or PV [34]. The PMS design has a significant impact on the degradation of the electrolyzer and the FC. The degradation phenomena in the electrolyzer have a strong correlation with the number of start/stops cycles, as presented by Refs. [36,37]. Similarly, the FC lifecycle is shortened by the number of start/stop cycles [38]. Therefore, reducing the number of start/stop cycles for the electrolyzer and the FC is vital for extending the lifetimes of these two elements.

Hence two techniques for reducing the number of start/stop cycles of the electrolyzer and FC due to the intermittent nature of RES are (i) to increase the sizing of the batteries (oversizing) or (ii) to include weather prediction and load consumption forecasting into the PMS decision-making stage. In the HRES, battery oversize could help compensate for the intermittency of the RES and meet the load demand and at the same time reduce the number of start/stop cycles of the FC and the electrolyzer, though this would result in an increase in operation and installation costs in the HRES [36,39]. It is increasingly common to use weather forecasts in PMSs. Thus wind speed (WS) and solar irradiance (SI) forecasting models based on an artificial neural network (ANN) were presented by the author [23,40]. Subsequently, the results of the weather forecasts were associated with the PMS that is based on a fuzzy control system. Nevertheless, the weather forecasts did not account for uncertainties, which in the case of forecasting errors, can result in the untimely switching on or off of the electrolyzer (or FC) [27]. Since considerable uncertainty exists in the prediction of high levels of WT power, the PMS decision process is not straightforward, due to the high possibility of intense discharge of the batteries to produce hydrogen using the surplus power, as well as the possibility that the electrolyzer may start up unnecessarily. Similarly, prediction of a significant load demand together with a high level of uncertainty can result in switching on the FC needlessly [26]. A new control system for a stand-alone HRES with hydrogen production that used the optimization method was presented by the author [41]. Uncertainties related to the load demand forecast and the weather predictions are taken into account in this optimal management strategy. The presented outcomes are favourable, but the lifetime of the electrolyzer and the FC were not evaluated. Considering the shortcoming of PMSs mentioned above, integrating uncertainty into a PMS is an advantage that can increase the overall system performance and improve the respective lifetimes of the FC and the electrolyzer.

We are therefore presenting the design of a PMS that integrates the predictions and the uncertainties of RESs and load demand.

Different metrics is studied in the literature with the aim of analysing our PMS [35,37], were used: the battery SoC, the hydrogen production, the FC and electrolyzer switching on/off and

the FC and electrolyzer degradation estimate per start/stop cycle. The first two metrics can give information on the status of energy storage and the degree to which the electricity demand is met. The remaining metrics provide information on the health and lifecycle of the FC and the electrolyzer.

The design of a PMS that helps solve the nonlinear control problems frequently found in process applications was one of the aims of this study. Among the many control systems, the fuzzy control system occupies a privileged position and it is becoming an intelligent control system. The benefits of fuzzy logic (FL) include flexibility, simplification of the tasks in the designer system build, faster computer calculation, easy application and quick reaction response of the control [42]. Moreover, the FL control describes the exact representation of the real behaviour of a system [43].

4.1. Fuzzy logic controller (FLC)

Most of the PMSs proposed in the literature use the net power of the DC bus for decision making in the HRES. The uncertainty associated with this net power is not taken into account in the design of PMSs. We considered the net power P_{NET} to be the result of the combination of the stochastic process of the WT, PV and LC models and their uncertainties.

An overview of the architecture of the FLC is presented in Fig. 4. The fuzzy control system aims to anticipate the start/stop of the FC and the electrolyzer and improve their respective lifetimes given the uncertainty in RES and load consumption. The FC and the electrolyzer cannot run simultaneously; an output of FLC is necessary. Thus, P_{OUT} is designed as the output variable of the fuzzy control system. The method's defuzzification and centroid are employed.

The variables of the FLC are:

- $P_{NET}(t)$: net power of DC bus at time t .
- $\Delta P_{NET}(t)$: the deviation between $P_{NET}(t)$ and $P_{NET}(t+1)$. A positive value of $\Delta P_{NET}(t)$ designates an increment of the net power of DC bus for the times $(t+1)$, while a negative value indicates a decline from the net power of DC bus for next coming times.
- $U_{NET}(t+1)$: the uncertainty of the net power of DC bus at time $(t+1)$. This is the relation of the square root of the variance and the mean of the predicted value $P_{NET}(t+1)$.
- $SoC(t)$: the battery SoC at time t .

4.1.1. FL - membership function

The trapezoidal and triangular membership functions are used for the linguistic variable's input/output of the fuzzy control system with the aim of simplifying computer calculations on the FC, and the electrolyzer control signal.

4.1.2. FL - linguistic variables

In order to maintain the efficiency of the fuzzy control systems in terms of rules and decision, we consider different linguistic variables. Therefore, $P_{NET}(t)$ used five linguistic variables. $\Delta P_{NET}(t)$ is represented by three linguistic variables, $U_{NET}(t+1)$ has three linguistic variables, like $SoC(t)$. Lastly P_{OUT} is depicted with five linguistic variables (Fig. 4).

5. Simulation, experimental results and discussion

This section describes.

- The evaluation of the robustness of the PMS for a stand-alone HRES with hydrogen production through a stochastic analysis using MCM.

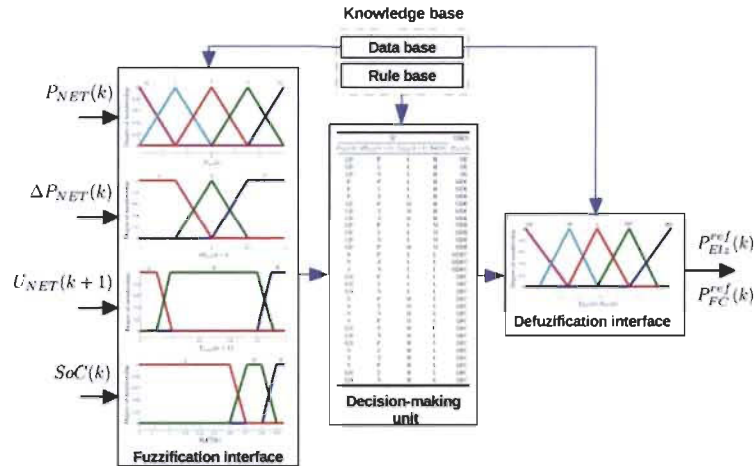


Fig. 4. Fuzzy inference system.

- The validation of our fuzzy logic power management system (FL-PMS) for an HRES based on uncertainty using the Hardware-in-the-Loop (HIL) technique on an HRES test bench.

limited to 30/−30 W. The normalized histogram (NH) of net power (Fig. 6 (b)) shows the trend of the RES and load demand through a probability normal distribution of net power with mean (μ) 0.012 W and standard deviation (σ) 7.380 W.

5.1. Probabilistic analysis

Most simulations of RESs are restricted to simulating the system under certain conditions of WS, SI and LC. In the best cases, a sensitivity analysis can indicate the performance of the HRES and its control system.

The variability of the mean values of the expected WS, SI and LC is crucial because it can influence the simulation results and the decision making of the control system. Each mathematical expectation is considered as the observed value of a probabilistic process represented by a Gaussian or normal distribution.

Therefore, having determined the mean and the variance of these variables (WS, SI and LC), we can perform a probabilistic analysis using the MCM. This analysis provides the probabilistic results of the different combinations of the different variables that follow a normal distribution. Thus, the degree of probability of the HRES and its control system can be determined. The problem formulation involves the definition of the deterministic and the stochastic system model. Fig. 5 presents a flowchart of the MCM applied in this study.

5.1.1. Monte Carlo simulation

Figs. 6 and 7 show the results of the probability analysis obtained using 1000 realizations or Monte Carlo simulations of the stand-alone HRES with hydrogen production. The electric power of the HRES is rated at 30 W during simulations; the aim is to maintain the same HRES test bench characteristics.

The results of generating pseudo random numbers by using the variables WS, SI and LC follow a normal distribution. The net power and the normalized histogram (NH) of net power is presented in Fig. 6 (a) and Fig. 6 (b), respectively. The net power represents the random behaviour of WS, SI and LC. The surplus/deficit power is

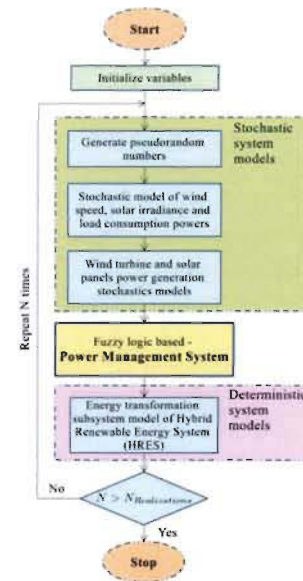


Fig. 5. Flowchart of Monte Carlo method: deterministic, stochastic system approach and power management system.

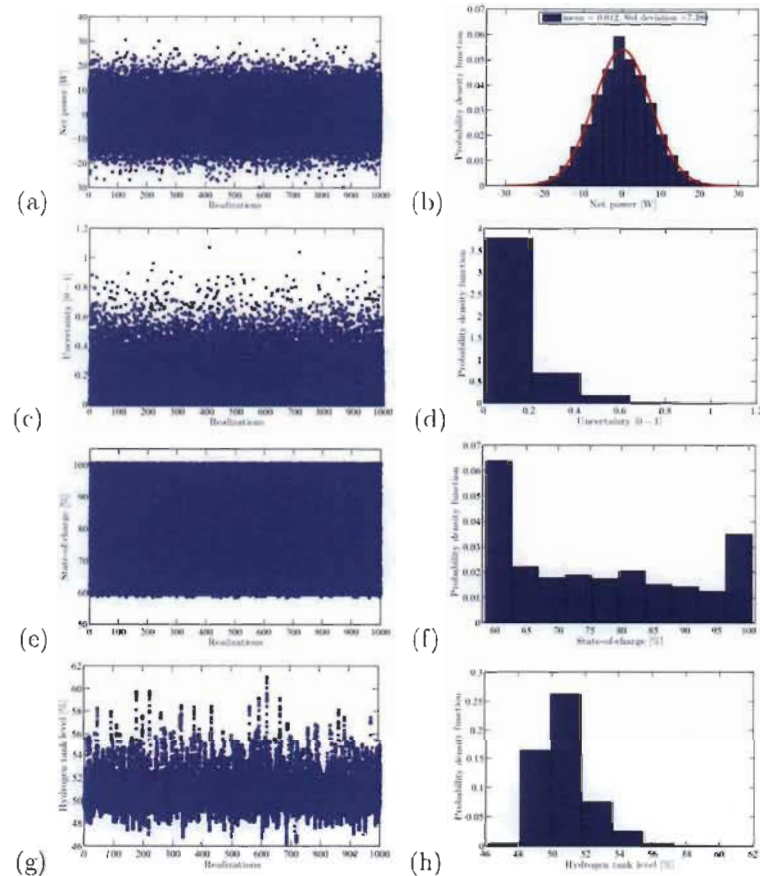


Fig. 6. Monte Carlo simulation and normalized histogram (NH) results: a) Net power P_{NET} . b) NH of net power. c) Uncertainty $[P_{NET}(x-1)/P_{NET}(x+1)]$. d) NH of uncertainty. e) Battery state-of-charge SoC. f) NH of state-of-charge SoC. g) Hydrogen tank level. h) NH of hydrogen tank level.

The uncertainty and the NH of the uncertainty is presented in Fig. 6 (c) and Fig. 6 (d), respectively. Uncertainty values are normally considered to lie between 0 and 1 but in some cases, the standard deviation may be greater than the mean of the predicted net power. The NH of uncertainty with its respective probability density function is shown in (Fig. 6(d)). In this case, values below 20% of uncertainty are highly probable, which indicates a favourable decision for the start/stop of the FC or the electrolyzer.

Starting the Monte Carlo simulation from the initial conditions, our FL-PMS associated with uncertainty furnishes the FC power and the electrolyzer power. Fig. 6 (e) shows the SoC of batteries. A probabilistic analysis using the NH with the respective probability density function according to the SoC of the batteries is presented in Fig. 6(f). This NH shows that the batteries are most used at the higher or lower ranges of their storage limit values ($SoC_{min}=60\%$ and $SoC_{max}=100\%$) as opposed to intermediate SoC values. Finally, the hydrogen tank level is presented in Fig. 6(g). The initial value of the hydrogen tank level is 50%. The NH of the hydrogen tank level is

presented in Fig. 6 (h). In this case, hydrogen production is very likely given the consumption of hydrogen by the FC.

The expected lifetime of the FC and electrolyzer was evaluated using the MCM. The degradation rate is presented in Fig. 7. The FC-electrolyzer degradations estimate per operation and per start/stop cycles were considered [37] (for more details see Ref. [24]).

The probability analysis shows that according to the 1000 realizations, the electrolyzer operation time and its degradation rate are below 3.5 h and $10 \mu V h^{-1}$, as shown in Fig. 7 (a) and Fig. 7 (b), respectively. The electrolyzer mean operation time is determined to be 1.0 h and the electrolyzer mean degradation is estimated at $3 \mu V h^{-1}$.

For the FC, the operation time and degradation rate are lower: 1.5 h and $14 \mu V h^{-1}$, as indicated in Fig. 7 (c) and Fig. 7 (d), respectively. The FC mean operation time is estimated below 0.3 h and the mean degradation rate is calculated as $2 \mu V h^{-1}$.

The MCM initial conditions and the storage limits are presented in Table 2. The MCM can be used to simulate and thereby evaluate

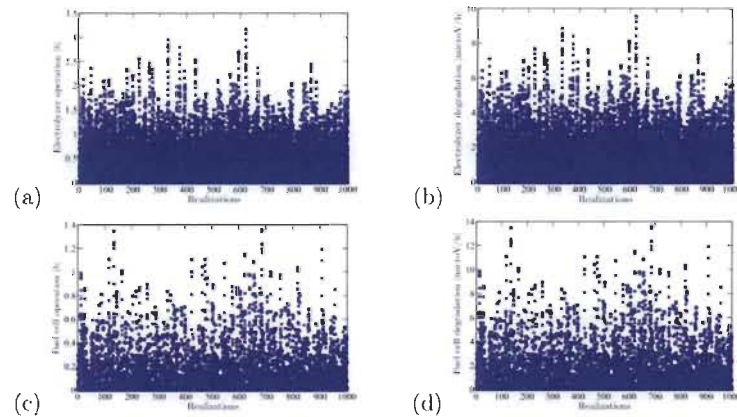


Fig. 7. Monte Carlo simulation results: a) Electrolyzer operation. b) Electrolyzer degradation. c) Fuel cell operation. d) Fuel cell degradation.

the limits, restrictions and behaviour of our proposed PMS. This step is important before proceeding to experimental validation in order to preserve the integrity of the test bench. The proposed stochastic PMS is evaluated experimentally in Section 5.2. The results obtained in the experimental test are a particular case of the 1000 realizations evaluated through the MCM.

5.2. HRES test bench: experimental results

To prove and examine our FL-PMS, we employed the net power of the different seasons proposed in Ref. [41], as presented in Fig. 8. The power produced by the WT and the PV (RESs) from WS and SI are exploited. In the summer power profile, RES-produced power exceeds the LC, and the calculated energy surplus is 23 255 W s and the peak power is 30 W, Fig. 8 (a). In the autumn power profile, peak power reached 25 W and the excess energy presents a decrease, which is calculated at 5 414 W s, Fig. 8 (b). Alike, in spring power profile, the surplus of energy is calculated to 14 562 W s and the peak power achieved is 30 W, Fig. 8 (d). Contrary to previous profiles, the winter net power presented a deficit of energy, and it is calculated at 8 439 W s. The variation of the net power values was more significant this winter season. The negative peak reached -30 W and the maximum positive peak reached was 26 W. During this period, stored hydrogen is used to cover electric consumption, Fig. 8 (c).

Starting from the initial conditions, our FL-PMS associated with uncertainty furnishes the FC power and the electrolyzer power.

In Fig. 9, the battery SoC and level of stored hydrogen during the weather seasons are presented. The production of electricity from

the WT and the PV (RESs) strongly depends on weather conditions and seasonal variation. RES-produced power represented excess energy, which allowed for an increase in the batteries' SoC throughout the summer, autumn and spring seasons, Fig. 9 (a). Therefore, the electrolyzer is used more frequently to contribute to hydrogen production and to increase the level of stored hydrogen, Fig. 9 (b). During the summer, an increase in the hydrogen tank level was registered to 55%. In the spring, the hydrogen tank level increased to 53% and during the autumn, an increment of the hydrogen tank level of 51% is presented. Nevertheless, renewable energy does not entirely cover the increased load demand during the winter session. Consequently, the H_2 energy before storage is employed to meet the load consumption. In Fig. 9 (a) the storage profile during the winter season is presented through the black curve. The decrease in battery energy storage can clearly be seen. As soon as the SoC of the batteries drops below 61%, the FC is activated. In Fig. 9 (b) the consumption of hydrogen up to 44% is shown.

Fig. 10 presents the operation time of the electrolyzer and the FC. As indicated in Fig. 10 (a), the electrolyzer is used principally during the summer, spring and autumn sessions when an electric power excess from the WT and PV is feasible. In the summer season, the excess energy used by the electrolyzer is 7 418 W s. Alone, 3 338 W s of that energy is converted into hydrogen. During the spring seasons, the electrolyzer used 5 914 W s of extra energy to produce 2 661 W s of hydrogen. In autumn season, the surplus of energy used by the electrolyzer is 736 W s to transform 331 W s into hydrogen.

The energy stored in the batteries is delivered to the load demand when the power of the WT and PV is not valid. Hence the FC operation is not necessary. Conversely, during the winter season, the FC used the previously stored hydrogen to provide energy to the batteries and electric power towards the load consumption (Fig. 10 (b)). The FC sent 9 585 W s to satisfy the load consumption. These data indicate the importance of the electric power provides the WT in the winter season to avert the FC switching repetition (Fig. 8 (c)).

6. Conclusion

A stochastic power management system (PMS) for a hybrid renewable-energy system (HRES) using hydrogen as an energy vector was experimentally validated through of an HRES test bench.

Table 2
Storage limits values.

Hydrogen	
Minimum cartridge pressure H_2 ($p_{H_2, min}$)	2 bar
Maximum cartridge pressure H_2 ($p_{H_2, max}$)	30 bar
Initial cartridge pressure H_2 ($p_{H_2, i}$)	15 bar
Battery	
Minimum value state-of-charge (SoC^{min})	60%
Maximum value state-of-charge (SoC^{max})	100%
Initial value state-of-charge (SoC^m)	80%

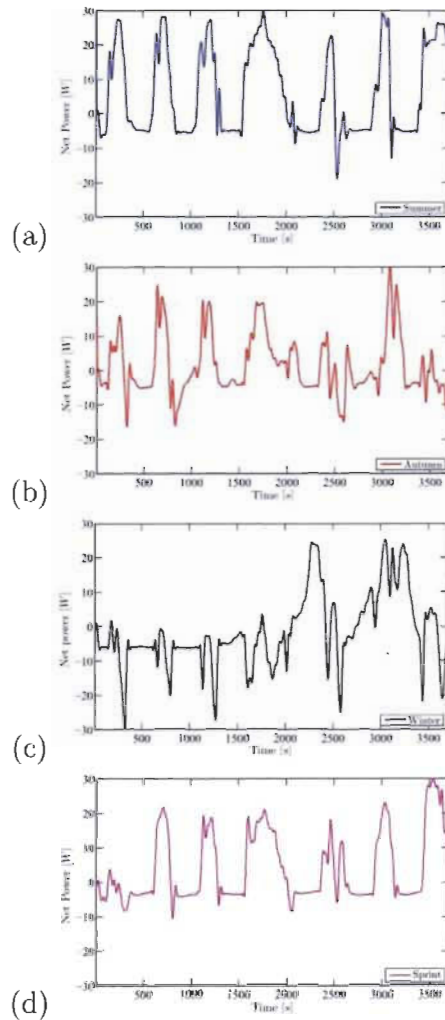


Fig. 8. Seasonal net power profile: a) Summer. b) Autumn. c) Winter. d) Spring.

The aim was to test in real time the fuzzy logic PMS based on uncertainty. The experimental results are satisfactory and the response of the control system is as expected. The fuzzy logic PMS considers the battery SoC, the anticipated net power of DC bus and the prediction of the uncertainty of the net power of DC bus. Moreover, the association of the net power forecast renders the fuzzy logic PMS minus sensitive to the next large net power occurrence. Additionally, if a high likelihood of a net positive power is predicted, the water electrolyzer can anticipate his turned on, ensuring that the batteries' SoC has enough of storage for the expected or upcoming power. Otherwise, a negative prediction value

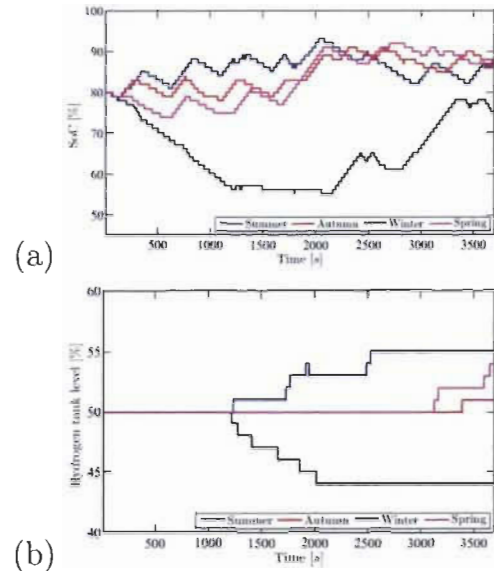


Fig. 9. Experimental results of the storage system: a) State-of-charge estimation for batteries. b) Hydrogen reservoir level.

indicates the elevated probability of the insufficiency of net power. Hence, the electrolyzer operation is not required. A similar logic is used to the FC.

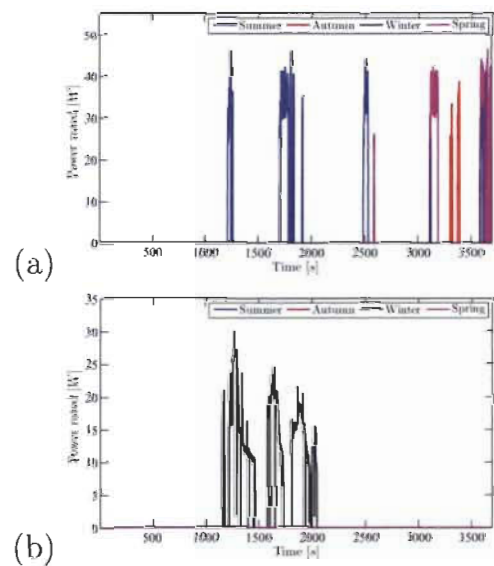


Fig. 10. Experimental results of the H_2 storage system: a) Electrolyzer power profile. b) FC power profile.

The robustness of the proposed PMS approach was evaluated using the Monte Carlo Method. The probabilistic analysis provided a high degree of probability for the HRES and its control system. This method allowed us to explore the different intermittent conditions of the renewable-energy source (RES) that the HRES and its control system must face. Finally, the Monte Carlo Method allowed us to verify that the net power prediction et its uncertainty from the HRES are key elements for reducing the battery size. Furthermore, this method allowed sizing the ability of all the HRES components in order to meet the energy demand.

Acknowledgment

This work was supported by "Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec" and Natural Science and Engineering Research Council of Canada.

References

- [1] L.E. Jones, *Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty, and Flexibility in Power Grids*, Academic Press, 2014.
- [2] V. Khare, S. Nema, P. Baredar, Solar-wind hybrid renewable energy system: a review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 58 (2016) 23–33. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>.
- [3] B.V. Mathiesen, H. Lund, D. Connolly, H. Wenzel, P.A. Østergaard, B. Möller, S. Nielsen, I. Ridjan, P. Karnøe, K. Sperling, et al., Smart energy systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions, *Appl. Energy* 145 (2015) 139–154. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075>.
- [4] M.H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, Z. Salameh, A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: configurations, control, and applications, *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2 (4) (2011) 392–403. <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2011.2157540>.
- [5] A. Chauhan, R. Saini, A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 38 (2014) 99–120. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.079>.
- [6] D. Scamman, M. Newborough, H. Bustamante, Hybrid hydrogen-battery systems for renewable off-grid telecom power, *Int. J. Hydrogen Energy* 40 (40) (2015) 13876–13887. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.08.071>.
- [7] S.E. Hosseini, M.A. Wahid, Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: promising green energy carrier for clean development, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 57 (2016) 850–866. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.112>.
- [8] M. Castañeda, A. Cano, F. Jurado, H. Sánchez, L.M. Fernández, Sizing optimization, dynamic modeling and energy management strategies of a stand-alone pv/hydrogen/battery-based hybrid system, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (10) (2013) 3830–3845. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.080>.
- [9] M. Calderón, A.J. Calderón, A. Ramiro, J.F. González, Automatic management of energy flows of a stand-alone renewable energy supply with hydrogen support, *Int. J. Hydrogen Energy* 35 (6) (2010) 2226–2235. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.12.028>.
- [10] I. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. Ismail, M. Moghasevizi, Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: a review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 62 (2016) 821–835. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.040>.
- [11] V. Dash, P. Bappai, Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic-fuel cell-battery hybrid system, *Sustain. Energy Technol. Assessments* 9 (2015) 68–80. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2014.10.001>.
- [12] J.P. Torreglosa, P. García-Tsvino, L.M. Fernández-Ramírez, F. Jurado, Control based on techno-economic optimization of renewable hybrid energy system for stand-alone applications, *Expert Syst. Appl.* 51 (2016) 59–75. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eswa.2015.12.038>.
- [13] S. Naani, B.S. Sami, A. Cherif, Power management strategy for hybrid autonomous power system using hydrogen storage, *Int. J. Hydrogen Energy* 41 (2) (2016) 857–865. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.085>.
- [14] C. Bordin, H.O. Anuta, A. Crossland, L.L. Gutierrez, C.J. Dent, D. Vigo, A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in off-grid power systems with solar energy integration, *Renew. Energy* 101 (2017) 417–430. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.066>.
- [15] L. Valverde, F. Rosa, C. Bordons, J. Guerra, Energy management strategies in hydrogen smart-grids: a laboratory experience, *Int. J. Hydrogen Energy* 41 (31) (2016) 13715–13725. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.05.279>.
- [16] A. Brka, G. Kothapalli, Y.M. Al-Abdeli, Predictive power management strategies for stand-alone hydrogen systems: lab-scale validation, *Int. J. Hydrogen Energy* 40 (32) (2015) 9907–9916. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.06.081>.
- [17] M.R.B. Khan, R. Jidin, J. Pasupuleri, Multi-agent based distributed control architecture for microgrid energy management and optimization, *Energy Convers. Manag.* 112 (2016) 288–307. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.011>.
- [18] G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, F. Spagnolo, A study on the energy management in domestic micro-grids based on model predictive control strategies, *Energy Convers. Manag.* 102 (2015) 50–58. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.01.067>.
- [19] S. Abedi, A. Alimardani, G. Charehpetian, G. Rialy, S. Hosseini, A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid res-based autonomous energy systems, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (3) (2012) 1577–1587. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.030>.
- [20] P. García, J.P. Torreglosa, L.M. Fernández, F. Jurado, Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (33) (2013) 14146–14158. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.08.106>.
- [21] I. Abadía, T. Bahi, H. Bouzeria, Energy management strategy based on fuzzy logic for compound res/less used in stand-alone application, *Int. J. Hydrogen Energy* 41 (38) (2016) 16705–16717. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.120>.
- [22] O. Erdinc, O. Elma, M. Uzunoglu, U. Selamogullari, B. Vural, E. Ugur, A. Boynuegri, S. Dusmez, Experimental performance assessment of an online energy management strategy for varying renewable power production suppression, *Int. J. Hydrogen Energy* 37 (6) (2012) 4737–4748. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.12.042>.
- [23] A. Chávez-Ramírez, V. Vallejo-Becerra, J. Cruz, R. Ornelas, G. Orozco, R. Muñoz Guerrero, L. Arriaga, A hybrid power plant (solar/wind/hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in Mexico, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (6) (2013) 2641–2655. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.11.140>.
- [24] M.H. Cano, S. Kelouwani, K. Agbossou, Y. Dub, Power management system for off-grid hydrogen production based on uncertainty, *Int. J. Hydrogen Energy* 40 (23) (2015) 7260–7272. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.157>.
- [25] N. Nikmehr, S. Najafi-Ravadanegh, Optimal operation of distributed generations in micro-grids under uncertainties in load and renewable power generation using heuristic algorithm, *Renew. Power Gener.* IET 9 (8) (2015) 982–990. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0357>.
- [26] A. Baziari, A. Kavousi-Fard, Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices, *Renew. Energy* 59 (0) (2013) 158–166. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.026>.
- [27] G. Giannakoudis, A.I. Papadopoulos, P. Seferlis, S. Vouetakis, Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage, *Int. J. Hydrogen Energy* 35 (3) (2010) 872–891. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.11.044>.
- [28] S. Shokrzadeh, M.J. Jozani, E. Bibeau, Wind turbine power curve modeling using advanced parametric and nonparametric methods, *IEEE Trans. Sustain. Energy* 5 (4) (2014) 1262–1269. <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2014.2345059>.
- [29] A. Kashi Kaviani, G. Rialy, S. Koultsari, Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/pv generating system, considering component outages, *Renew. Energy* 34 (11) (2009) 2380–2390. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.03.020>.
- [30] F. Zhang, K. Thanapalan, A. Procter, S. Carr, J. Maddy, G. Premier, Power management control for off-grid solar hydrogen production and utilisation system, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (11) (2013) 4334–4341. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.175>.
- [31] V. Pop, *Battery Management Systems: Accurate State-of-Charge Indication for Battery-powered Applications*, Springer, Netherlands, 2008.
- [32] J.D. Van der Waals, *Over de Continuïteit van den Gas-en Vloeistoftoestand*, vol. 1. Sijthoff, 1873.
- [33] J. Labbé, *L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés*, Ph.D. thesis, Ecole des Mines de Paris, Paris, Dec. 2006. URL: <http://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00420986>.
- [34] R. Carapellucci, I. Giordano, Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems, *Int. J. Hydrogen Energy* 37 (3) (2012) 2081–2095. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.10.073>.
- [35] D. Ipsakís, S. Vouetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, C. Elmasides, Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage, *Int. J. Hydrogen Energy* 34 (16) (2009) 7081–7095. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.06.051>.
- [36] D.P. Clarke, Y.M. Al-Abdeli, G. Kothapalli, The impact of renewable energy intermittency on the operational characteristics of a stand-alone hydrogen generation system with on-site water production, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (28) (2013) 12253–12265. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.07.031>.
- [37] M. Carmo, D.L. Fritz, J. Mergel, D. Stolten, A comprehensive review on pem water electrolysis, *Int. J. Hydrogen Energy* 38 (12) (2013) 4901–4934. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>.
- [38] J. Wu, X.Z. Yuan, J.J. Martin, H. Wang, J. Zhang, J. Shen, S. Wu, W. Merida, A review of pem fuel cell durability: degradation mechanisms and mitigation strategies, *J. Power Sources* 184 (1) (2008) 104–119. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.06.006>.
- [39] A. Anouar, *Évaluation et contrôle d'un système hybride à énergies renouvelables pour un site isolé*, Ph.D. thesis, Université du Québec à Trois-Rivières, Québec, April 2003. URL: <http://dipot-er.usq.ca/3994/1/000103597.pdf>.

- [40] Y. Ren, P. Sugathan, N. Srikanth, Ensemble methods for wind and solar power forecasting: a state-of-the-art review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 50 (2015) 82–91, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.081>.
- [41] G. Cau, D. Cocco, M. Petrollese, S.K. Kr, C. Milan, Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system, *Energy Convers. Manag.* 87 (0) (2014) 820–831, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.07.078>.
- [42] T.J. Ross, *Fuzzy Logic with Engineering Applications*, John Wiley & Sons, 2009.
- [43] D. Carr, J. Shearer, *Nonlinear Control and Decision Making Using Fuzzy Logic in Logix*, (Rockwell Automation).

3.4 Article 3 : « Free air-breathing proton exchange membrane fuel cell: Thermal behavior characterization near freezing temperature »

Le troisième article présente une étude expérimentale du modèle thermique d'une PàC de type atmosphérique. Différent des deux articles précédents, celui-ci propose de valider un modèle thermique de la PàC afin de développer un SGE-local qui permettra de maintenir la PàC à des valeurs maximales d'efficacité pendant son fonctionnement à des températures avoisinant le point de congélation.

La PàC atmosphérique est une technologie récente. Actuellement, elle est utilisée dans les applications stationnaires et dans les automobiles, notamment en raison de sa facilité d'opération. Un système de quatre ventilateurs à l'arrière de la PàC est chargé de fournir le débit d'air requis pour l'oxydation de l'hydrogène ainsi que pour la régulation thermique de la PàC. Le modèle thermodynamique de la PàC a été développé en considérant son modèle électrochimique, les caractéristiques géométriques de la pile et des modèles issus de la mécanique des fluides. Le but de ce modèle thermique est d'estimer la température de la PàC à partir de la température d'air à l'entrée ainsi qu'à la sortie de la PàC.

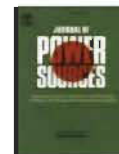
Un banc d'essai a été construit autour de la PàC de 1 kW utilisant la plateforme LabVIEW. Nos résultats ont démontré que la température de la PàC estimée par simulation présente un écart de 5 % par rapport à la température de la PàC observée pendant les essais expérimentaux. Dans cette étude, nous avons observé le comportement de la PàC sous des conditions d'opération environnant la température de congélation (3,5 °C). Donc, pour améliorer le rendement d'opération du système PàC dans des conditions de climat froid, nous devons gérer la température interne de la PàC, laquelle peut être contrôlée à travers la variation de la vitesse des ventilateurs de la PàC.



ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Journal of Power Sources

journal homepage: www.elsevier.com/locate/jpowsour

Review

Free air breathing proton exchange membrane fuel cell:
Thermal behavior characterization near freezing temperatureMauricio Higueta Cano^a, Souso Kelouwani^{b,*}, Kodjo Agbossou^a, Yves Dubé^b^aHydrogen Research Institute and the Department of Electrical and Computer Engineering of Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec G9A 5H7, Canada^bHydrogen Research Institute and the Department of Mechanical Engineering of Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec G9A 5H7, Canada

HIGHLIGHTS

- An investigation of the thermal behavior of a free air breathing PEMFC at low temperature.
- A model for estimating the stack internal average temperature using a minimum number of sensors.
- A brief discussion about the effect of hydrogen purge on the fuel cell voltage.

ARTICLE INFO

Article history:

Received 24 April 2013

Received in revised form

28 June 2013

Accepted 11 July 2013

Available online 29 August 2013

Keywords:

Thermal model

Hydrogen purge effect

Fuel cells temperature

Free air breathing fuel cell

ABSTRACT

A free air breathing fuel cell thermal model is developed. This proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) has been selected as the basis for the study due to its use in automotive applications. The blowers integrated to the stack provide the required air flow for hydrogen oxidation as well as the fluid for the stack thermal regulation. Hence, their controls are a key point for keeping the system to maximum efficiency. Using well-known fuel cell electrochemistry, a dynamic thermal model near freezing temperature, which includes the stack physical parameters, is developed and validated. In addition to these parameters, only the inlet and outlet air temperatures are used to derive the model. Experimental validation with a real 1 kW free air breathing PEMFC has demonstrated that the model can reasonably track the stack internal temperature with a maximum deviation between the observed and the estimated temperatures of 5%. Therefore, the proposed method will allow the development of efficient blower management systems for PEMFC efficiency improvement.

© 2013 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

Electric vehicles are currently the best way to reduce our dependence on fossil fuels and to reduce greenhouse-gas emissions [1]. One of the main research topics is related to on-board energy storage issue. Such vehicles are mostly powered by batteries, which must have a storage capacity for autonomy comparable to gasoline vehicles. Different types of electric vehicles have been developed to meet these constraints: hybrid-electric vehicles (HEV), plugin electric vehicles (PHEVs), and fuel cell electric vehicles (FCEV) [2]. The first two vehicles have an internal-combustion engine with

gasoline as fuel whilst the last one uses no fossil energy. Clearly, the FCEV has two interesting advantages (i) the low greenhouse-gas emission; (ii) high-power efficiency compared to internal-combustion engine [3,4].

The fuel cell has also a good power transient behavior. Nowadays, the proton exchange membrane fuel cell (PEMFC) is the most use hydrogen based stack technology for automotive applications. Two different types of PEMFC are being investigated for such applications: the free air breathing PEMFC and the air compressed PEMFC. The free air PEMFC is lighter and more efficient than the compressed air because it does not require a heavy and energy-intensive compressor. However, it cannot operate easily at sub-freezing temperature as the air used for the hydrogen oxidation cannot be used as temperature regulation fluid to heat the stack [5].

This paper main target is to determine a thermal behavior model of a free air breathing PEMFC which can further be used to design an optimal energy management system. So we begin

* Corresponding author.

E-mail addresses: Mauricio.Higueta.Cano@uqtr.ca (M. Higueta Cano), souso.kelouwani@gmail.com, souso.kelouwani@uqtr.ca (S. Kelouwani), kodjo.agbossou@uqtr.ca (K. Agbossou), yves.dube@uqtr.ca (Y. Dubé).

Table 1
PEMFC operating conditions.

Room operating conditions	Near freezing operating conditions
Room temperature 24 °C	Outside temperature 3.5 °C
Relative humidity 17%	Relative humidity 38%
Absolute pressure of hydrogen 0.15 MPa	Absolute pressure of hydrogen 0.15 MPa
Load current 0–5 A, 0–13 A and 0–20 A	Load Current 0–5–10 A

the study by developing a transient model by analyzing the stack electrochemical behavior near the water freezing temperature and in a steady-state [6]. This electrochemical model, based on the results presented in Refs. [7–11], has been used in industry [12] as well as in the research community [11,13–15] around the world. In addition, it has been validated experimentally several times in the past. In particular, the model version in Ref. [9] has been investigated in this paper. Indeed, the model parameters are, firstly, estimated through simulation. Secondly, the model with the estimated parameters is compared with a real experimental data obtained by running a 1 kW free air breathing PEMFC. Based on this steady-state model, we derived and validated the stack transient thermal behavior. However, the hydrogen purge at the anode of each cell affects both the electrical characteristics as well as its internal temperature. In addition, a poor anode water management can increase pressure fluctuation and reduce the stack life cycle [16–19]. Indeed, as the stack is producing power, the anode water production increases, reducing the available species diffusion surface [20,21]. Hence, the purge process is mandatory to maintain good condition for reactant diffusion. So, we extend our study in order to better capture the relation between the purge process and temperature. More specifically, the work presented in the paper aims at:

- developing the transient thermal model of a free air breathing fuel cell;
- validating the obtained transient model with a real 1 kW free air breathing fuel cell;
- analyzing and discussing the effect of the hydrogen purge on the free air breathing fuel cell electric and thermal behaviors.

The rest of the paper is organized as follows. Section 2 presents the free air breathing PEMFC thermal behavior whereas the modeling approach is described in Section 3. The experimental setup and the simulation results are presented in Section 4. The purge effects and analysis are discussed in Section 5 and the conclusion is presented in Section 6.

2. Free air breathing PEMFC thermal behavior

A 1 kW free air breathing PEMFC is used for experimentation. The first step towards the development of the PEMFC thermal behavior is to observe its main parameters dynamics under different operating conditions. Two operating conditions have been selected (see Table 1).

The first operating condition is related to the room condition (normal condition) where the temperature and the air relative humidity are set constant and equal to 24 °C and 17%, respectively. During this experiment, three load current profiles are used to evaluate the real thermal behavior. The second operating condition is set in winter (outside the room) where the temperature and the air relative humidity are 3.5 °C and 38%, respectively.

2.1. Temperature sensor positions

Nine temperature sensors are positioned in the front and in the back of the fuel cell in order to capture the stack external surface thermal distribution. Five sensors labeled s_1 , s_2 , s_3 , s_4 , and s_5 are located on the front side of the stack and positioned on one main diagonal as shown in Fig. 1 (picture (a)). These sensors will permit to analyze the stack surface temperature distribution. Four additional sensors (s_6 , s_7 , s_8 , s_9) located on one backside main diagonal are shown in Fig. 1 (picture (b)) and will allow to study the outlet air temperature distribution.

2.2. Temperature behavior

The thermal behavior of the free air breathing fuel cell is presented in Section 2.2.1 for the room condition and in Section 2.2.2 for near freezing temperature condition. The sensor distribution over the fuel cell surface allows the partition of the stack into three main zones as shown in Fig. 2(a):

- lowest zone: sensors s_1 (on the stack front side) and s_6 (on the stack backside) are used to monitor the lowest zone thermal gradient;
- middle zone: sensors s_4 (on the stack front side) and s_8 (on the stack backside) are used to monitor the middle zone thermal gradient;
- upper zone: sensors s_5 (on the stack front side) and s_9 (on the stack backside) are used to monitor the upper zone thermal gradient.

Using the infrared thermography technique, the thermal distribution over the PEMFC is shown on Fig. 2(b) for a load current of

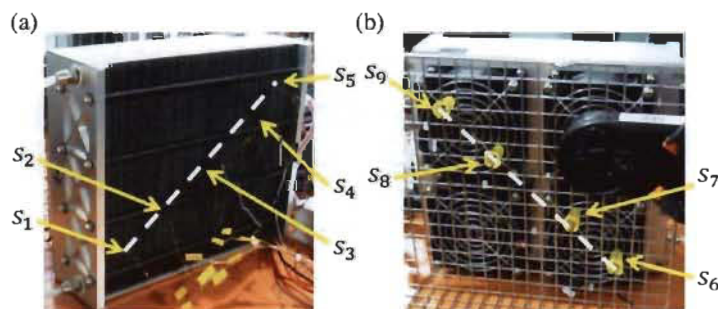


Fig. 1. Temperature sensor positions: (a) front side. (b) Backside.

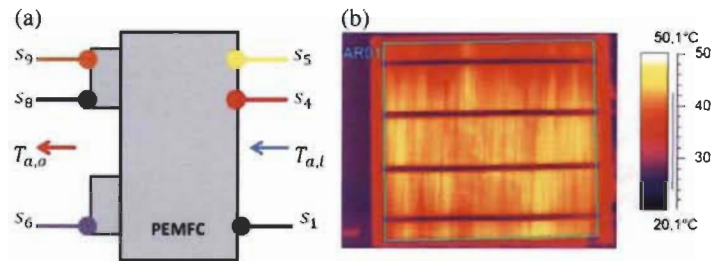


Fig. 2. Temperature behavior: (a) sensor distribution for thermal zone delimitation, (b) PEMFC front side thermography image.

20 A and a mean temperature of 47.78 °C. This thermography image reveals that the middle zone temperature is likely to be higher than the other temperature zones. In addition, the sensor's measurements of the front side of the stack (which analysis is presented in the next two sections) confirms this observation.

2.2.1. Room operating conditions

Using the three different current profiles (as defined in Table 1 of Section 2), it is desirable to analyze the stack thermal dynamics under room condition. The experimental results are shown in Fig. 3 for 5 A load current, in Fig. 4 for 13 A load current and in Fig. 5 for 20 A load current.

Three important observations can be made by analyzing these figures:

- For each current profile, the front side surface temperature values are always less than the outlet air temperature values.
- The average temperature value (s_4 and s_8) for the middle zone is always greater than the average values of the upper (s_5 and

s_9) and lower zones (s_1 and s_6). This may be explained by the spatial distribution of the blowers (see Fig. 1(b)). Indeed, there is no blower in the central zone of the stack.

- In Fig. 3(c), one can observe that the s_4 measurements exhibit some fluctuations because of its position within the stack. Indeed, the thermistor sensors s_1 , s_4 and s_5 are very sensitive to temperature variation and they are positioned inside the air flow channels in which the temperature may vary with the inlet flow temperature combined with the stack surface temperature.

2.2.2. Near freezing temperature operating conditions

In the same way, the experimental measurements for near freezing operating condition are shown in Fig. 6. Similar to the observations made for the room condition experimentation (see Section 2.2.1), one can see that the middle zone temperature sensor readings are always higher than the lower zone as well as the higher zone.

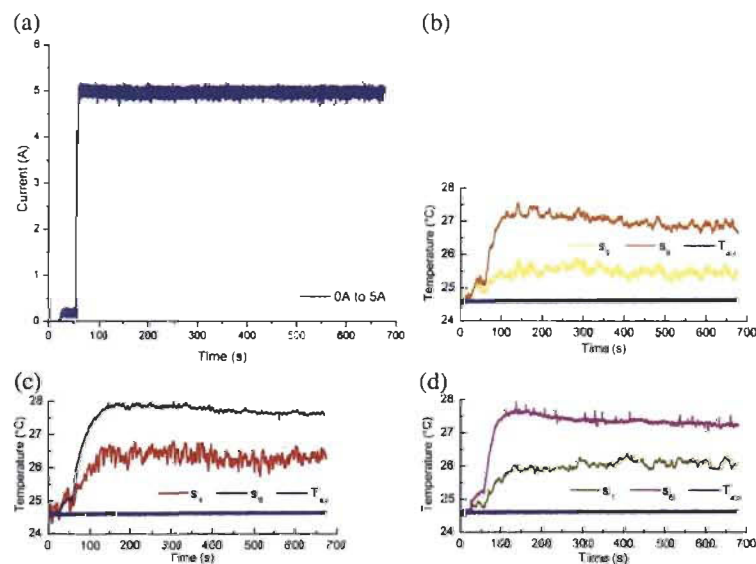


Fig. 3. Temperature profile on the PEMFC front and back sides for 5 A: (a) the load current profile; (b) upper zone temperature profiles; (c) middle zone temperature profiles; (d) lowest zone temperature profiles.

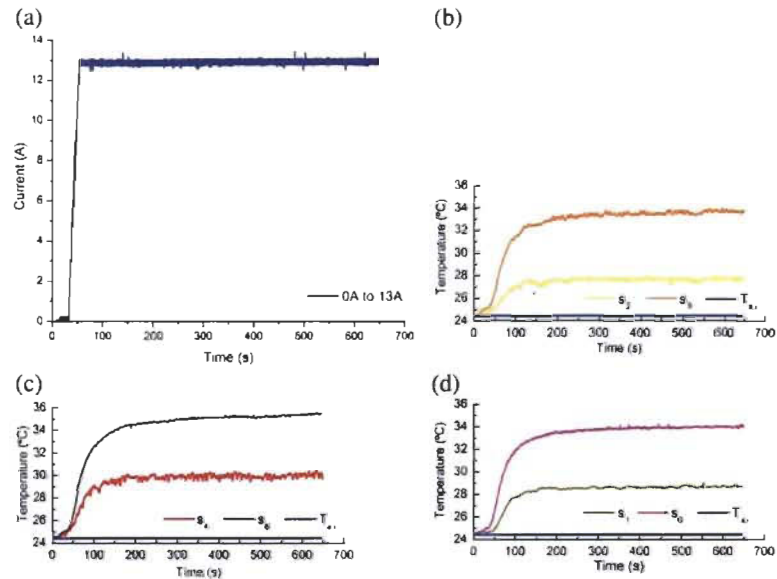


Fig. 4. Temperature profile on the PEMFC front and back sides for 13 A: (a) the load current profile; (b) upper zone temperature profiles; (c) middle zone temperature profiles; (d) lowest zone temperature profiles.

For industrial application, it is desirable to use the minimum possible number of sensors to estimate the fuel cell average temperature. As mentioned before, the middle zone is the warmer one for room and near freezing operating conditions.

So, it is reasonable to select sensor s_8 as the reference sensor for the stack average temperature estimation. Recall that this sensor is positioned on the fuel cell backside. In the following section, a PEMFC stack thermal behavior will be investigated by

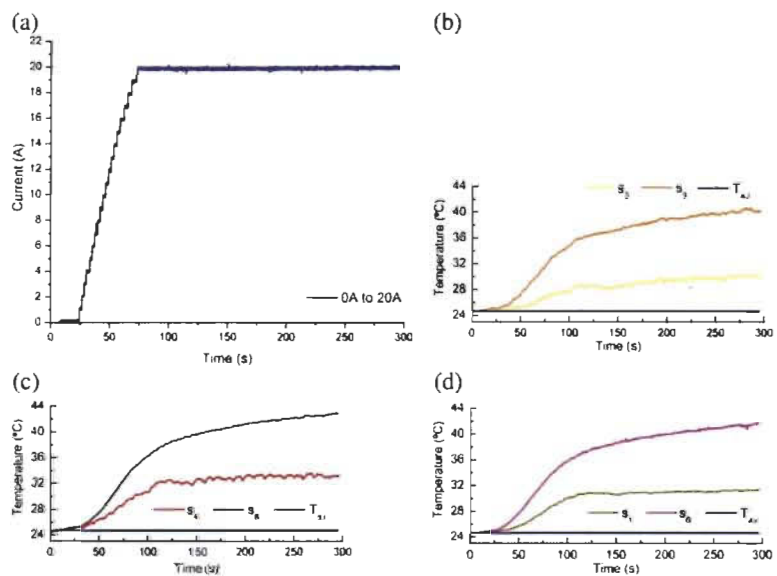


Fig. 5. Temperature profile on the PEMFC front and back sides for 20 A: (a) the load current profile; (b) upper zone temperature profiles; (c) middle zone temperature profiles; (d) lowest zone temperature profiles.

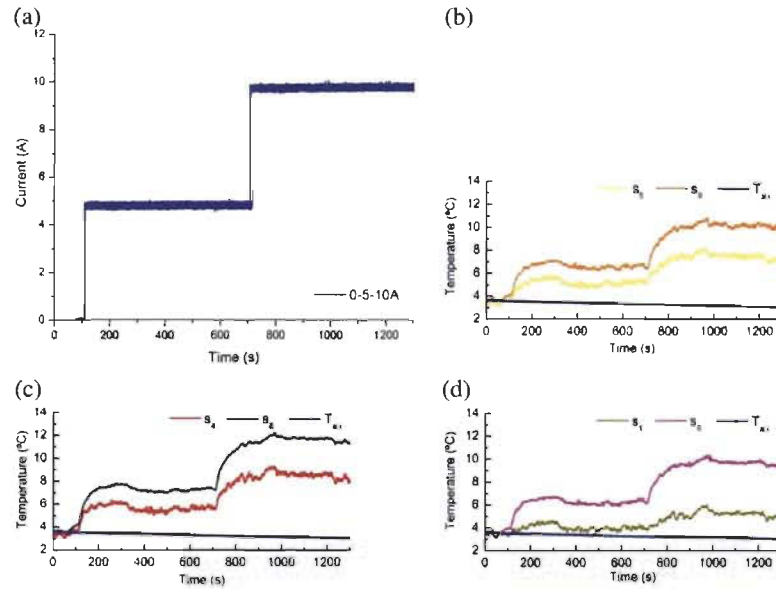


Fig. 6. Near freezing operating condition with 0–5–10 A: (a) the load current profile; (b) upper zone temperature profiles; (c) middle zone temperature profiles; (d) lowest zone temperature profiles.

considering only the s_8 data and the ambient temperature sensor.

3. Modeling approach

As mentioned before, the goal of the thermal model is to predict the mean stack temperature T_S which value will be used to improve the blower control for maximum fuel cell efficiency. The prediction should be performed using a minimum number of sensors. However, the blower speed optimal control will be addressed in a future work.

Different models have been used to describe the thermo-energetic behavior of a PEMFC. This section aims at representing the free breathing PEMFC thermal behavior, based on an electro-chemical model and a heat transfer model. Therefore, the desired model is based on the following measures:

- the ambient temperature $T_{a,i}$,
- the outlet air mass flow rate $\dot{m}_{a,o}$,
- the outlet air temperature $T_{a,o}$ monitored with the sensor s_8 ,
- and the output net current I_S .

3.1. Free breathing PEMFC model

The thermal model used in the paper is based on the results presented in Refs. [13,15]. The exothermic reaction and the cell voltage are represented by equations (1) and (2), respectively:



$$V_{\text{cell}} = E_{\text{Nernst}} - E_{\text{act}} - E_{\text{ohm}} - E_{\text{con}} \quad (2)$$

where E_{Nernst} , E_{act} , E_{ohm} and E_{con} represent the Nernst potential or the open-circuit voltage, the activation voltage, the ohmic voltage and the concentration voltage, respectively (see Refs. [4,9,13,22] for more details).

Thus, the power produced by a stack of N_{cell} cells when the output net current is I_S , is given by Ref. [13]:

$$P_{\text{elec}} = V_{\text{cell}} I_S N_{\text{cell}} \quad (3)$$

The Nernst potential of the fuel cell is given [23]:

$$E_{\text{Nernst}} = \frac{-\Delta G}{nF} = 1.23 \text{ V} \quad (4)$$

where

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S \quad (5)$$

and where n , F , ΔH , T and ΔS , represent the number of electrons per molecule, the Faraday's constant, the enthalpy of formation, the reaction temperature and the entropy, respectively.

The heat generated is represented by the following equation [13]:

$$\dot{Q}_{\text{gen}} = (E_{\text{max}} - V_{\text{cell}}) I_S N_{\text{cell}} \quad (6)$$

where E_{max} (see equation (7)) is the maximum voltage obtained using hydrogen heating value. Thus, E_{max} equals to 1.48 V or 1.23 V if hydrogen high or low heating value is used.

$$E_{\text{max}} = \frac{\Delta H}{nF} \quad (7)$$

To derive the thermal dynamics of the stack, let consider the control volume shown in Fig. 7. The parameters involved in the

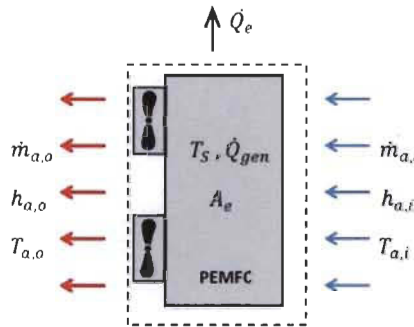


Fig. 7. Fuel cell stack heat transfer.

thermal dynamics are the transferred heat by convection between the stack and the environment (Q_e), the inlet air mass flow rate ($\dot{m}_{a,i}$), the outlet air mass flow rate ($\dot{m}_{a,o}$), the inlet heat transfer coefficient ($h_{a,i}$), the outlet heat transfer coefficient ($h_{a,o}$), the inlet air temperature ($T_{a,i}$) and the outlet air temperature ($T_{a,o}$).

The following assumptions are made:

1. the stack lumped specific heat is constant;
2. the hydrogen and the oxygen follows the ideal gas behavior;
3. the potential and kinetic energy variations are neglected;
4. the bipolar plate conduction resistance is neglected;
5. the air is flowing in rectangular channels which are positioned vertically through the bipolar plate;
6. there is no air flow leak in the stack; the inlet air flow mass rate is the same as the outlet air flow mass rate ($\dot{m}_{a,i} = \dot{m}_{a,o} = \dot{m}_a$);
7. the blower loss is neglected.

According to energy conservation rule, the dynamics of the stack thermal energy balance is represented by:

$$m_S C_p \frac{dT_S}{dt} = \dot{Q}_{gen} + \dot{Q}_e + \dot{Q}_a \quad (8)$$

where m_S , C_p , T_S , \dot{Q}_{gen} , \dot{Q}_e and \dot{Q}_a represent the stack thermal mass, the stack average specific heat capacity, the stack mean temperature, the stack heat generation rate, the stack fuel cell-environment convection heat transfer rate and the air flow heat transfer rate removed by the blowers, respectively.

The expression of \dot{Q}_{gen} is given by equation (6) and equation (9) represents the stack-environment heat transfer rate [24,25].

$$\dot{Q}_e = h_{conv} A_e (\bar{T}_{a,i} - \bar{T}_S) \quad (9)$$

where h_{conv} and A_e represent the stack-environment convection heat transfer coefficient and the effective heat transfer surface, respectively.

The heat rate removed on rectangular channels running vertically through the bipolar plate can be calculated with the expression that is given by Refs. [25] and (see Fig. 8):

$$\dot{Q}_a = \dot{m}_a C_{p,a} (T_{a,i} - T_{a,o}) \quad (10)$$

where $C_{p,a}$ is the air specific heat transfer coefficient at constant pressure.

Knowing the inlet air flow velocity $v_{a,i}$, the inlet air mass flow rate $\dot{m}_{a,i}$ is given by:

$$\dot{m}_{a,i} = v_{a,i} \rho_a A_{ch} \quad (11)$$

where, ρ_a and A_{ch} represent the air density and the total rectangular channel cross section on the fuel cell front side, respectively.

Since the inlet air flow mass rate is the same as the outlet air flow mass rate ($\dot{m}_{a,i} = \dot{m}_{a,o}$), the outlet air flow velocity $v_{a,o}$ is derived using equation (12) where A_b represents the blowers cross section on the fuel cell backside.

$$v_{a,i} = \frac{v_{a,o} A_b}{A_{ch}} \quad (12)$$

The term $T_{a,o}$ in equation (10) is determined using the formula given in Ref. [24]:

$$T_{a,o} = \bar{T}_S - (\bar{T}_S - T_{a,i}) e^{-\frac{\bar{h}_{conv} A_e}{\dot{m}_a C_{p,a}}} \quad (13)$$

where \bar{h}_{conv} and \bar{A}_{conv} represent the average heat transfer rate between the flowing air within channels and the total heat transfer surface, respectively.

\bar{h}_{conv} is determined using the expression given in Ref. [24]:

$$\bar{h}_{conv} = \frac{k_a Nu_D}{D_h} \quad (14)$$

where k_a , Nu_D and D_h represent the air thermal conduction coefficient, the Nusselt number and the channel hydraulic diameter, respectively.

The Nusselt number is given by the following empirical expression [26]:

$$Nu_D = 4.36 + \frac{0.023 G_z}{1 + 0.0012 G_z} \quad (15)$$

where G_z , represent the Graetz number which value is given by Ref. [25]:

$$G_z = Re_e P_r \frac{D_h}{L} \quad (16)$$

and where Re_e , P_r and L represent the Reynolds number, the Prandtl number and the length of the channel, respectively.

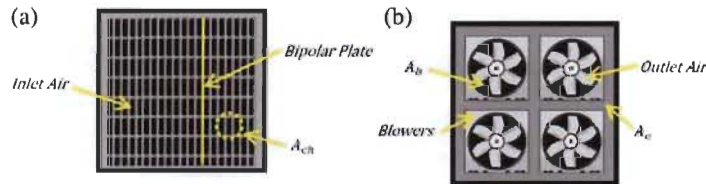


Fig. 8. Fuel cell stack technical drawing: (a) front side, (b) Backside.

In addition, the Reynolds number is computed with expression (17) [24,25]:

$$Re = \frac{\rho_a v_{a,l} L}{\mu_a} \quad (17)$$

where μ_a represent the air viscosity. Since the obtained Reynold number ($Re = 313$) is less than 2300, the flow is assumed to be laminar [24].

The hydraulic diameter is given by Refs. [24,25]:

$$D_h = \frac{4A_c}{P} \quad (18)$$

where A_c and P represent the air laminar flow cross sectional area and the wetted perimeter [24], respectively.

Typical values of k_a , P , ρ_a , μ_a and $C_{p,a}$ can be found in Ref. [27].

Substituting \dot{Q}_{gen} , \dot{Q}_c and \dot{Q}_a with their expressions (6), (9) and (10), respectively, the differential equation (8) is solved numerically.

4. Simulation and experimental results

This section aims at:

- presenting a free air breathing stack polarization curve measurements which will show the effect of near freezing temperature;
- validating the mean stack temperature model.

Before presenting the experimental results, let us introduce the test bench of the fuel cell.

4.1. Experimental setup

The stack used in our test bench is a free air breathing PEMFC provided by Horizon company (H1000). The stack itself, the auxiliaries as well as the data acquisition system are detailed in the following sections.

4.1.1. H1000 free air breathing fuel cell system

The test bench used during experiments is depicted in Fig. 9. The H1000 stack is a rated 1 kW fuel cell with 72 cells, which can deliver

Table 2

Test bench setup specifications.

Electrical parameters	
Electronic load (Dynaload Series WCL488 Water Cooled)	
External power (TENMA Model 728141 Input: 120VAC 60 Hz Output 13.8VDC Constant 6 A, 8 A)	
Stack current (Hall Effect Sensor L08P100D15)	
Blowers current (Hall Effect Sensor L08P100D15)	
Hydrogen purge valve (On/Off 12VDC–0VDC)	
Pressure	
Hydrogen inlet 1 (Model 44-2260-242-017 TESCOM: 17.24 to 0.31 MPa)	
Hydrogen inlet 2 (Model 44-2260-242-017 TESCOM: 0.31 to 0.05 MPa)	
Flow	
Hydrogen flow meter (Omega, model FMA-23 A)	
Quality hydrogen (Praxair HYS.OSP 99.999%)	
Air velocity meters (Velocicalc Model 9545)	
Temperature	
Temperature sensor (Thermistor NTC MF51E)	
Temperature hydrogen sensor (Omega CLAD XL type K)	
Humidity	
Humidity sensor (HIH-4000-003)	

an output voltage between 39 V and 72 V. This stack is equipped with a controller unit (SCU) that monitors the cells temperature, the blower speed, the hydrogen purging valve operation. In addition, the controller unit can shut down the stack if the temperature exceeds 65 °C, the current exceeds 30 A or the voltage is lower than 36 V. During experiments, the outlet air velocity is measured and is kept constant to 2.3 m s⁻¹. An electronic load is connected to the stack output. The physical parameters as well as the auxiliary equipment specifications are given in Table 2.

4.1.2. Data acquisition system

All sensors and controllers are connected to a personal computer (PC) with LabView (version 19.0–32 bits) software installed. The main acquisition board is the National Instrument (NI) card PCIe-6323 which is also installed in the PC. Two signal conditioning modules SCB-68 from NI are also used.

4.2. Electrical characteristics

The electrical behavior of the free air breathing fuel cell is represented by the well-known polarization curves as shown in Fig. 10.

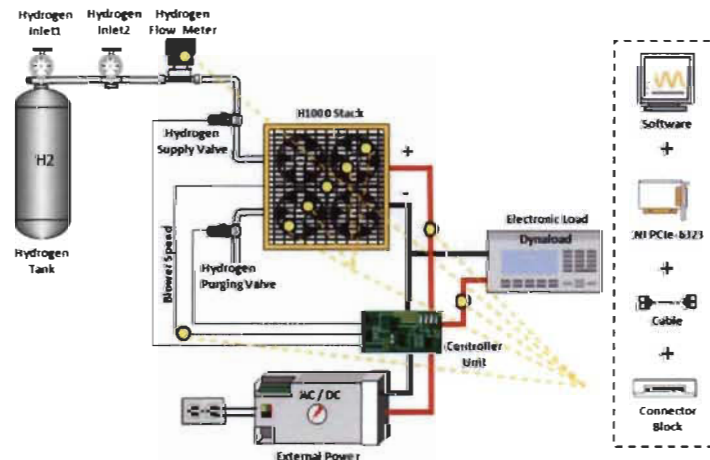


Fig. 9. Free air breathing test bench and data acquisition system.

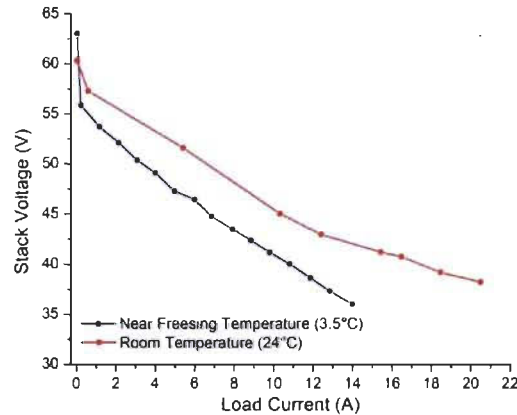


Fig. 10. PEMFC polarization curves: near freezing operating condition (blue curve) and room temperature condition (red curve). (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

These curves were obtained using measurements at room condition (room temperature) and at near freezing temperature condition (outside temperature). The open-circuit voltage E_{Nernst} (load current of 0 A on Fig. 10) which is a function of the reversible voltage, is higher at near freezing temperature than at the room temperature as shown on Fig. 10. Indeed, the reversible voltage is a function of the cells' temperature [28,29]. However, the ohmic resistance increases at low temperature, limiting the available current range. At low ambient temperature $E_{Nernst} = 63.14$ V, $R_{ohm} = 1.47 \Omega$ and $RH = 38\%$. At room temperature, $E_{Nernst} = 60.24$ V, $R_{ohm} = 1.2 \Omega$ and $RH = 17\%$. Hence, we observed that the maximum currents that can be delivered by our stack before the SCU (Stack Controller Unit) shut down, are 14 A at near freezing temperature and 21 A at room temperature.

4.3. PEMFC average temperature experimental validation

The estimation of a PEMFC stack average temperature \bar{T}_S proposed in this paper is based on the measurements of the ambient

temperature $T_{a,i}$, the outlet air temperature $T_{a,o}$ and the air mass flow rate $\dot{m}_{a,i}$. Notice that $T_{a,o}$ is estimated using s_B . Since \bar{T}_S cannot be measured directly, we provided an indirect validation as follows:

- solve numerically the differential equation (8) using the measurements of $T_{a,i}$, $\dot{m}_{a,i}$, I_S and $T_{a,o}$ to obtain \bar{T}_S ;
- used the obtained solution \bar{T}_S to compute $T_{a,o(sim)}$, the simulated value of $T_{a,o}$ by using equation (13);
- compare the simulated values $T_{a,o(sim)}$ and the sensor s_B measurements. The estimation \bar{T}_S is good enough when $T_{a,o(sim)}$ is closed to s_B measurements.

Fig. 11 represents the experimental results of the outlet air temperature. The sub-figures (a) and (b) are related to the room operating conditions whereas the sub-figures (c) and (d) are related to the near freezing operating conditions. In sub-figures (a) and (c), the $T_{a,o(sim)}$ simulated (black curve) is compared to $T_{a,o}$ measured (red curve). The deviations between the curves of the room operating conditions and the near freezing operating conditions are represented in sub-figures (b) and (d), respectively.

The room operating conditions experiments show that the relative deviation is always lower than 4% for all tested current profiles. This result suggests that the proposed approach can estimate reasonably the stack mean temperature. On the other hand, the deviation observed at near freezing operating conditions is higher at the beginning of the experimentation but has decreased quickly with time. At the end of the experimentation, this deviation becomes lower than 5% which is an additional evidence of the capability of the proposed approach to reasonably estimate \bar{T}_S at near freezing temperature.

5. Discussion

The proposed approach for a free air breathing PEMFC average temperature estimation did not consider the effect of hydrogen purge on the stack behavior. Since each PEMFC stack manufacture has its own hydrogen purge strategy, it is difficult to incorporate this functionality in the analysis. Nevertheless, we conducted several experiments in order to analyze the impact of the anodic purge (hydrogen purge) on the stack voltage as represented by equation (2).

Fig. 12 shows a typical effect of the hydrogen purge on the PEMFC under study. We can observe that a voltage drop to 0 V

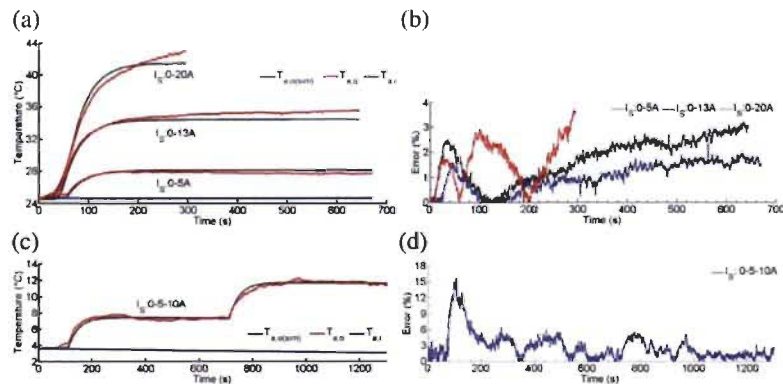


Fig. 11. Outlet air temperature validation results: (a) comparison of measured sensor $T_{a,o}$ and simulated $T_{a,o(sim)}$ at room operating conditions. (b) Deviation between $T_{a,o}$ and $T_{a,o(sim)}$ at room operating conditions. (c) Comparison of $T_{a,o}$ and $T_{a,o(sim)}$ at near freezing operating conditions. (d) Deviation between $T_{a,o}$ and $T_{a,o(sim)}$ at near freezing operating conditions.

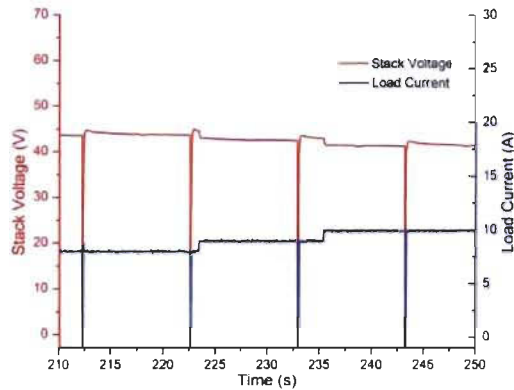


Fig. 12. Hydrogen purge effect on the PEMFC: Stack voltage (red curve). Load current (blue curve). (For interpretation of the references to color in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

occurs shortly after the purging valve is activated. During this short period of low voltage, the output current is also affected and became close to 0 A. During a long period of operation, these perturbations could affect the stack internal temperature estimation and create deviation larger than what is observed so far during this study.

6. Conclusion

A thermal model for a free air breathing PEMFC is presented. Based on well formulated and well-known hydrogen fuel cell electrochemistry, this model aims at using only the inlet air temperature (ambient temperature) and the outlet air temperature to estimate the stack internal temperature. Two different operating conditions are analyzed: room conditions (ambient temperature set to 24 °C) and near freezing operating condition (outside temperature set to 3.5 °C). The observed thermal behavior in these operating conditions has further been used to derive a thermal dynamic model with respect to the stack physical parameters. Several experimental results showed that the relative deviation between the model and experimental temperature is less than 5%. Hence, the proposed approach can reasonably track the stack internal temperature. The impact of the hydrogen purge during the stack operation has been observed but not included in the derivation of models. These purging effects on the stack average temperature will be investigated deeply in a future work.

Acknowledgment

This work was supported by H2CAN Network, “Bureau de l’efficacité et de l’innovation énergétique, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec” and Natural Science and Engineering Research Council of Canada.

References

- [1] R. Sioshansi, P. Denholm, *Environmental Science & Technology* 43 (2009) 1199–1204.
- [2] J. Gover, *A Tutorial on Hybrid Vehicles: EV, HEV, PHEV and FCEV*, Kettering University, 2007.
- [3] G. Jung, K. Lo, A. Su, F. Weng, C. Tu, T. Yang, S. Chan, *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (2008) 2980–2985.
- [4] J. Larminie, A. Dicks, *Fuel Cell Systems Explained*, John Wiley & Sons, 2003.
- [5] H. F. C. Technologies, *H-1000 Fuel Cell Stack User Manual*, 2009.
- [6] J. Amphlett, R. Mann, B. Peppley, P. Roberge, A. Rodrigues, *Journal of Power Sources* 61 (1996) 183–188.
- [7] J. Amphlett, R. Baumert, R. Mann, B. Peppley, P. Roberge, T. Harris, *Journal of the Electrochemical Society* 142 (1995) 1–8.
- [8] M. Fowler, R. Mann, J. Amphlett, B. Peppley, P. Roberge, *Journal of Power Sources* 106 (2002) 274–283.
- [9] R. Mann, J. Amphlett, M. Hooper, H. Jensen, B. Peppley, P. Roberge, *Journal of Power Sources* 86 (2000) 173–180.
- [10] R. Mann, J. Amphlett, B. Peppley, C. Thurgood, *Journal of Power Sources* 161 (2006) 768–774.
- [11] F. Amrouche, B. Mahmah, M. Belhamel, H. Benmoussa, *Revue des énergies renouvelables* 8 (2005) 109–120.
- [12] D. Xue, Z. Dong, *Journal of Power Sources* 76 (1998) 69–80.
- [13] J. Wishart, Z. Dong, M. Secanell, *Journal of Power Sources* 161 (2006) 1041–1055.
- [14] R. Cownden, M. Nahon, M. Rosen, *International Journal of Hydrogen Energy* 26 (2001) 615–623.
- [15] S. Yu, D. Jung, *Renewable Energy* 35 (2010) 2525–2532.
- [16] A. Mokmeli, S. Asghari, *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (2010) 9276–9282.
- [17] J. Hou, H. Yu, S. Zhang, S. Sun, H. Wang, B. Yi, P. Ming, *Journal of Power Sources* 162 (2006) 513–520.
- [18] Y. Hou, C. Shen, Z. Yang, Y. He, *Renewable Energy* (2012).
- [19] J. Gou, P. Pei, Y. Wang, *Journal of Power Sources* 162 (2006) 1104–1114.
- [20] T. Pokphet, W. Khan-ngern, J. Charoensuk, in: *2010 International Conference on Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, IEEE, pp. 88–92.
- [21] X. Yu, M. Pingwen, H. Ming, Y. Baolian, Z. Shao, *Journal of Power Sources* 188 (2009) 163–169.
- [22] J. Lee, T. Lalk, A. Appleby, *Journal of Power Sources* 70 (1998) 258–268.
- [23] F. Barbir, *PEM Fuel Cells: Theory and Practice*, Academic Press, 2005.
- [24] F. Incropera, D. De Witt, T. Bergman, A. Lavine, *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, John Wiley and Sons inc., New York, NY, 2011.
- [25] J.P. Holman, J. Philip, *Heat Transfer*, seventh ed., McGraw-Hill, New York, 1990.
- [26] H. Hausen, *Darstellung des Wärmeüberganges in Rohren durch verallgemeinerte Potenzbeziehungen*, VDI, 1943.
- [27] J.e.a. Hilsenrath, *Tables of Thermodynamic and Transport Properties*, Reprinted by Pergamon, New York, 1960), National Bureau of Standards, 1955.
- [28] H. Wang, *PEM Fuel Cell Diagnostic Tools*, CRC Press, 2011.
- [29] K. Belmokhtar, M. Hammoudi, M.L. Doumbia, K. Agbossou, in: *IEEE International Conference on Technological Advance in Electrical, Electronics and Computer Engineering (TAECE)*, IEEE, 2013.

3.5 Article 4 : « Improving a free air breathing proton exchange membrane fuel cell through the Maximum Efficiency Point Tracking method »

Dans le quatrième article, nous avons proposé la méthode de poursuite du point maximal d'efficacité basé sur la logique floue et sur la méthode de perturbation et observation (P et O) appliquée à une PàC. Le but du SGE-PàC consiste à améliorer la performance du système PàC pendant les conditions d'opération à des températures proches du point de congélation de l'eau et à répondre rapidement aux fluctuations de la puissance demandée.

La particularité de cet algorithme est l'utilisation de la technique de perturbation à pas variable qui aide à réduire les oscillations du courant de modulation de la PàC quand le système PàC est en train de chercher un point d'efficacité maximale. Pendant le fonctionnement de la PàC, l'algorithme de gestion évalue à chaque interaction le rendement global du système PàC dans le but de prendre une décision optimale sur la valeur du courant de référence. Dans cet article, nous avons comparé la méthode de poursuite du point maximal à pas variable avec la méthode de perturbation et observation (P et O) à pas fixe. Entre les deux études, nous avons démontré que pour la méthode de poursuite du point maximal d'efficacité, la technique de perturbation à pas variable atteint un rendement global plus stable en raison des faibles oscillations du courant de modulation lors de l'opération de la PàC à des rendements élevés.

Parallèlement à la méthode de poursuite du point maximal d'efficacité, un contrôle de température basé sur la logique floue a été proposé. Ce contrôle a été développé en considérant le modèle thermodynamique de la PàC présenté dans l'article 3. De plus, une étude de la cartographie thermique de la PàC est présentée dans le cadre de ce quatrième article.

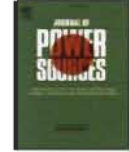
Finalement, l'algorithme de poursuite du point maximal d'efficacité a été évalué en utilisant un profil réel donné et proposé par Ettahir et al. [84]. D'ailleurs, nous avons constaté dans le test expérimental que l'algorithme de poursuite du point maximal d'efficacité répond rapidement et facilement aux différentes fluctuations et exigences de la puissance demandée. Nous avons également constaté, pendant l'évaluation expérimentale sur le banc d'essai construit à l'IRH, que l'efficacité globale du système PàC est demeurée

autour de 46 % pour des valeurs importantes du courant et en conditions générales autour de 39 % en utilisant la méthode de poursuite du point maximal d'efficacité. De même, nous avons observé que le rendement global du système de PàC est de 32 % en utilisant le contrôle industriel fourni par le fabricant de la PàC « Horizon fuel cell ».



Contents lists available at ScienceDirect

Journal of Power Sources

journal homepage: www.elsevier.com/locate/jpowsour

Improving a free air breathing proton exchange membrane fuel cell through the Maximum Efficiency Point Tracking method



Mauricio Higuaita Cano ^{a,*}, Mohamed Islam Aniss Mousli ^b, Soussou Kelouwani ^c,
Kodjo Agbossou ^a, Mhamed Hammoudi ^b, Yves Dubé ^c

^a Institut de Recherche sur l'Hydrogène, Département de Génie Électrique et Génie Informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec, G9A 5H7, Canada

^b Laboratoire de Mécanique des Fluides Théorique et Appliquée, Faculté de Physique, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, BP 32 El Alia, 16111, Bab Ezzouar, Alger, Algeria

^c Institut de Recherche sur l'Hydrogène, Département de Génie Mécanique de l'Université du Québec à Trois-Rivières, Trois-Rivières, Québec, G9A 5H7, Canada

ARTICLE INFO

Article history:

Received 30 September 2016

Received in revised form

13 January 2017

Accepted 3 February 2017

Keywords:

Proton exchange membrane fuel cell
Maximum Efficiency Point Tracking
Fuzzy control system
Near freezing temperature operating

ABSTRACT

This work investigates the design and validation of a fuel cell management system (FCMS) which can perform when the fuel cell is at water freezing temperature. This FCMS is based on a new tracking technique with intelligent prediction, which combined the Maximum Efficiency Point Tracking with variable perturbation-current step and the fuzzy logic technique (MEPT-FL). Unlike conventional fuel cell control systems, our proposed FCMS considers the cold-weather conditions, the reduction of fuel cell set-point oscillations. In addition, the FCMS is built to respond quickly and effectively to the variations of electric load. A temperature controller stage is designed in conjunction with the MEPT-FL in order to operate the FC at low-temperature values whilst tracking at the same time the maximum efficiency point. The simulation results have as well experimental validation suggest that propose approach is effective and can achieve an average efficiency improvement up to 8%. The MEPT-FL is validated using a Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) of 500 W.

© 2017 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

The use of fuel cells (FCs) is becoming more frequent, due to its high-efficiency transformation of chemical energy into electrical energy [1]. Therefore, the FC is considered as an excellent source of energy for different systems or applications (transportation systems, stationary systems, power source for portable equipment) [2,3]. Among the various FC technologies, the Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) technology stands out due to its high energy efficiency, low operating temperature (50–100 °C), low pollution, rapid start-up response, and fast dynamics [1]. The PEMFC output power is non-linear with respect to the reactant supplies and it changes widely due to the air relative humidity and

ambient temperature [4]. Therefore, the cold weather conditions affect the PEMFC performance and can further accelerate its degradation [2]. Hence, providing good operating conditions to the PEMFC through an advanced Fuel Cell Management System (FCMS) is mandatory in low ambient temperature condition. Recently reported FCMSs can be divided into two categories: (i) optimization-based control and (ii) rule-based control [5].

The optimization-based control, in general, involves an objective function which maximises the PEMFC efficiency, minimises the hydrogen fuel consumption and improves the operation conditions. Recently, In-Su Han et al. [6] present a global optimisation approach over a PEMFC system. The simulation results show a possible PEMFC efficiency improvement between 1.2 and 5.5%. Another multi-level optimisation strategy for a PEMFC system is presented by Ref. [7]. During the stationary regime, the PEMFC achieves a performance of 46.5%. Unfortunately, the PEMFC overall system model computing cost is huge. A real-time optimisation is developed by Ref. [8]. The pontryagin's minimum principle is used to minimise the hydrogen consumption and an extremum adaptive-

* Corresponding author.

E-mail addresses: Mauricio.Higuaita.Cano@uqtr.ca (M. Higuaita Cano), h2mouli@outlook.com (M.I.A. Mousli), soussou.kelouwani@uqtr.ca (S. Kelouwani), kodjo.agbossou@uqtr.ca (K. Agbossou), mhlsky005@yahoo.fr (M. Hammoudi), yves.dube@uqtr.ca (Y. Dubé).

List of symbols	
Acronyms	
FC	Fuel Cell
FCMS	Fuel Cell Management System
FL	Fuzzy Logic
ICS	Industrial Control System
MEPT	Maximum Efficiency Point Tracking
MEPT – FL	Maximum Efficiency Point Tracking - Fuzzy Logic
MPPT	Maximum Power Point Tracking
P&O	Perturbation and Observation
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
Greek symbols	
α	Variable perturbation-current step, A
η_g	Fuel cell overall efficiency system
ρ_{air}	Air density, kg m ⁻³
$\Delta\eta$	Deviation fuel cell overall efficiency system
ΔI_{FC}	Deviation fuel cell current, A
Roman symbols	
A_b	Fans cross section fuel cell, m ²
\bar{A}_{conv}	Total heat transfer surface fuel cell, m ²
A_{ch}	Total rectangular channel cross-section fuel cell, m ²
C	Fixed perturbation-current step, A
$C_{p,air}$	Air specific heat transfer coefficient at constant pressure, J kg ⁻¹ K ⁻¹
$C_{p,FC}$	Specific heat capacity of the fuel cell, J kg ⁻¹ K ⁻¹
D	Fan duty cycle
\bar{h}_{conv}	Heat transfer rate, W m ⁻² K ⁻²
I_{FC}	Fuel cell current, A
$\dot{m}_{air,input}$	Input air mass flow rate, kg s ⁻¹
$\dot{m}_{air,output}$	Outlet air mass flow rate, kg s ⁻¹
m_{FC}	Mass of the fuel cell, kg
\dot{m}_{H_2}	Hydrogen consumption rate, SLPM
P_{aux}	Electric-powered consumed by the auxiliaries, W
P_{elec}	Electrical power generated by the fuel cell, W
\dot{Q}_{heat}	Heat generation rate, W
\dot{Q}_{conv}	Environment-convection heat transfer rate, W
\dot{Q}_{air}	Air flow heat transfer rate removed by the fans, W
$T_{air,input}$	Ambient temperature, K
$T_{air,output}$	Outlet air temperature, K
T_{FC}	Fuel cell temperature, K
$v_{air,input}$	Inlet air flow velocity, m s ⁻¹
$v_{air,output}$	Outlet air flow velocity, m s ⁻¹

seeking control layer is proposed to improve the PEMFC operation conditions. This works included an online FC parameters identification. However, the effectiveness of FCMS-optimisation depends on the quality of the identified FC model parameters. Hayati et al. [9] present an online extremum-seeking optimal control, which controls the PEMFC inlet oxygen flow. A second control model with sliding mode control is used for the inlet hydrogen. The simulation results showed that the partial pressure difference between the oxygen and the hydrogen are in equilibria. Ettihir et al. [5] developed an extremum-seeking process for Maximum Power (MP) and Maximum Efficiency (ME) points of the PEMFC considering the FC degradation. The optimisation stages have been included in the model to find the MP and ME points. This approach demonstrated that the classical management system based on maps is not valid when the operating parameters vary due to the level of FC degradation.

The rules-based control is based on expert systems, which are easier to implement, and are more widely used for the control of real-time PEMFC systems. In addition, it is not essential to know the FC exact model parameters. A strategy of controlling a PEMFC for a stand-alone renewable application is presented by Ref. [10], the authors use a real-time MEPT (Maximum Efficiency Point Tracking) which controlled the hydrogen fuel inlet. An increase of the FC performance between 3 and 5% is obtained. Karimi et al. [11] present a FC predictive control based on Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) method to improve the output voltage. The method is applied to an FC of 5 kW. The results show that the model predictive controller can control satisfactorily the FC output voltage. An FC performance polarisation curve is used by Ref. [12]. This method predicts the FC operating conditions than improve the maximum output power and the performance of the FC in function of their current density. The experimental test showed a deviation of 3% between experimental and expected modeling results for the case of FC maximum output power. An FC control using a second order super-twisting algorithm is presented by Ref. [13]. The aim is to reduce the drawback of chattering phenomenon over the DC/DC

boost converter. In the same study, the impact of the operating temperature over the efficiency of the PEMFC is documented. Kuan et al. [14] present the implementation of an FC control system on a microcontroller. The purging period and the fan speed has been used to control the FC operating conditions.

Several advanced methods based on soft computing approach combined with the MPPT or MEPT techniques were reported. Wang et al. [15] present a temperature control for an FC system using the Fuzzy Logic (FL) method and the reported results indicated a performance improvement, compared to the traditional PI (Proportional Integral) controller. Recently, Zhang et al. [16] designed a FL controller to schedule the purging process over a PEMFC. To different load demands, the FC controller gives an efficient response. Benchouia et al. [17] developed an FL control combined with MPPT technique and showed that this type of controller some improvement with respect to a PID (Proportional Integral Derivative) controller. In addition, a review presented by Refs. [18,19] suggested that the MPPT combined with a FL controller is fast, stable and simple to implement. However, most of this studies did not consider operating temperature near the water freezing point and assumed that the FC is under laboratory temperature condition.

The rest of the paper is organized as follows. Section 2 presents a typical FC system configuration. The Free air breathing PEMFC models are presented in Section 3. The methodology of the Maximum Efficiency Point Tracking - Fuzzy Logic (MEPT-FL) controller is provided in Section 4. The simulation, the experimental results, and the discussions are presented in Section 5. The conclusion is presented in the last section of the paper.

2. Fuel cell system configuration

A structural block diagram of a typical FC system configuration is presented in Fig. 1. A hydrogen tank supplies the hydrogen gas to the FC. Two hydrogen inlets reduce the relative hydrogen pressure of 17.2 MPa to 0.05 MPa. Measured the hydrogen consumption uses

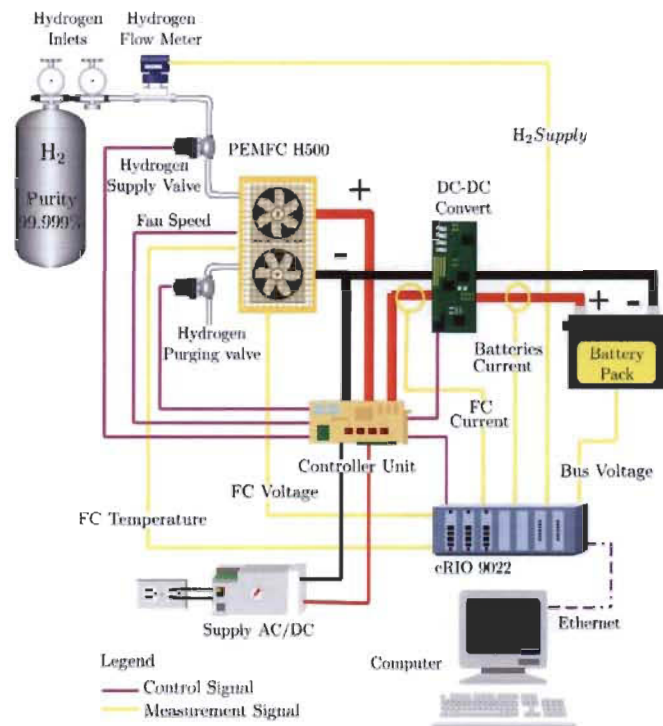


Fig. 1. FC system configuration.

a flow meter. A hydrogen supply valve allows the hydrogen gas access to the FC, and the hydrogen purging valve permits the purge for the anode side of the FC.

The horizon FC H500 is rated 500 W with 36 cells. The FC can deliver an output voltage between 18 V and 36 V. The Free air breathing PEMFC has two fans which have two main roles: (i) to bring the air to the reduction reaction of oxygen on the cathode side, and (ii) the regulation of the operating FC temperature. The FC current is controlled using 1 kW Zahn electronics power converter and connected to the lead-acid batteries pack of 3.9 kWh [20]. A computer compact cRIO 9022 of National Instrument is used to control the FC power through the DC-DC electronic power converter. Moreover, the hydrogen supply valve, the hydrogen purging valve, the fan speed and the acquisition of data is executed by a controller unit. In addition, the controller unit can shut down the stack if the temperature exceeds 65 °C, the current exceeds 35 A or the voltage is lower than 18 V [21]. The FC characteristics are given in Table 1.

3. Free air breathing PEMFC models

3.1. FC thermal model

A free air breathing PEMFC thermal model is presented in Ref. [22]. The goal of this thermal model is to predict the FC temperature T_{FC} considering the ambient temperature $T_{air,input}$, the outlet air temperature $T_{air,output}$, the outlet air mass flow rate $\dot{m}_{air,output}$ and the FC current I_{FC} . This model leads to a thermal control

Table 1
PEMFC characteristics.

FC - Technical Specification	
Type of FC	PEM
Number of cells	36
Rated Power	500 W
External temperature	5 to 30 °C
Max stack temperature	65 °C
H ₂ relative pressure	0.045–0.055 MPa
Cooling	Air (integrated cooling fan)
Rated performance	21.6 V @ 24 A

which aims at preparing the FC system to operate in cold weather conditions without sacrificing the efficiency.

The following assumptions are made for the electrochemical and thermal fuel cell models:

- the stack lumped specific heat is constant;
- the hydrogen and the oxygen follows the ideal gas behavior;
- the potential and kinetic energy variations are neglected;
- the bipolar plates resistance is neglected;
- the air is flowing in rectangular channels which are positioned vertically through the bipolar plates;
- there is no air flow leak in the stack; the inlet air flow mass rate is the same as the outlet air flow mass rate ($\dot{m}_{a,i} = \dot{m}_{a,o} = \dot{m}_a$);
- the blower loss is neglected.

Using the energy conservation rule, the FC thermal energy

balance is presented:

$$m_{FC} C_{p,FC} \frac{dT_{FC}}{dt} = \dot{Q}_{heat} + \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{air} \quad (1)$$

where m_{FC} , $C_{p,FC}$, T_{FC} , \dot{Q}_{heat} , \dot{Q}_{conv} and \dot{Q}_{air} , represent the mass of the FC, the specific heat capacity, the FC temperature, the heat generation rate, the environment-convection heat transfer rate and the air flow heat transfer rate removed by the fans, respectively.

The heat generated rate by the FC is shown by Equation (2) [23]:

$$\dot{Q}_{heat} = (U_{max} - U_{cell}) I_{FC} N_{cell} \quad (2)$$

where U_{max} , U_{cell} , I_{FC} and N_{cell} , represent the maximum voltage obtained using hydrogen heating value, the FC one cell voltage, the FC current output and the FC number of cells.

The maximum voltage using hydrogen heating value is presented by Equation (3). This voltage value depends on the hydrogen low or high heating value used (1.23 V or 1.48 V),

$$U_{max} = \frac{\Delta H}{nF} \quad (3)$$

where n , F and ΔH , represent the number of electrons per molecule of hydrogen, the Faraday's constant and the enthalpy of formation, respectively. The one cell voltage of the FC is presented by Equation (4). The terms η_{Nernst} , η_{act} , η_{ohm} and η_{con} , represent the Nernst potential, the activation voltage, the ohmic voltage and the concentration voltage, respectively [23,24].

$$U_{cell} = \eta_{Nernst} - \eta_{act} - \eta_{ohm} - \eta_{con} \quad (4)$$

Equation (5) represents the environment heat transfer rate of the FC [25,26]. The terms A_{conv} and h_{conv} , represent the effective FC heat transfer surface and the environment convection heat transfer coefficient.

$$\dot{Q}_{conv} = h_{conv} A_{conv} (T_{air,input} - T_{FC}) \quad (5)$$

The heat rate removed on rectangular channels running vertically through the bipolar plate is calculated with the expression 6 [26]. The geometric characteristics of the FC are shown in Fig. 2.

$$\dot{Q}_{air} = \dot{m}_{air,input} C_{p,air} (T_{air,input} - T_{air,output}) \quad (6)$$

where $\dot{m}_{air,input}$ and $C_{p,air}$, represent the input air mass flow rate and the air specific heat transfer coefficient at constant pressure.

The input air mass flow rate is presented by the expression 7. The terms $v_{air,input}$, ρ_{air} and A_{ch} , represent the inlet air flow velocity, the air density and the total rectangular channel cross-section on the FC front side.

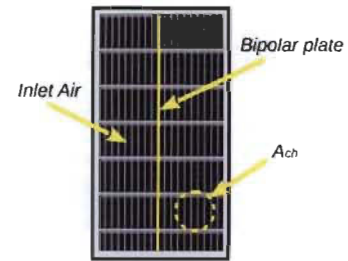
$$\dot{m}_{air,input} = v_{air,input} \rho_{air} A_{ch} \quad (7)$$

Because of the mass conservation rule, we can consider that the inlet air flow mass rate is approximately the same as the outlet air flow mass rate ($\dot{m}_{air,input} = \dot{m}_{air,output}$). Thus, the outlet air flow velocity $v_{air,output}$ is represented by:

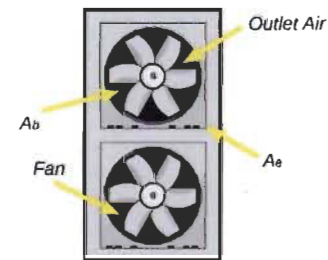
$$v_{air,output} = \frac{v_{air,output} A_b}{A_{ch}} \quad (8)$$

where A_b represents the fans cross section on the FC backside.

The expression $T_{air,output}$ in Equation (6) is resolved using the following equation [25]:



(a)



(b)

Fig. 2. FC technical drawing: (a) Front side, (b) Backside.

$$T_{air,output} = T_{FC} - (T_{FC} - T_{air,input}) \exp\left(-\frac{\bar{h}_{conv} \bar{A}_{conv}}{\dot{m}_{air,input} C_{p,air}}\right) \quad (9)$$

the terms \bar{h}_{conv} and \bar{A}_{conv} , represent the heat transfer rate between the flowing air within channels and the total heat transfer surface, respectively. (for more details see Ref. [22])

Typical values of ρ_{air} and $C_{p,air}$ can be found in Ref. [27].

Replacing \dot{Q}_{heat} , \dot{Q}_{conv} and \dot{Q}_{air} with their expressions (2), (5) and (6), respectively, the differential Equation (1) is solved numerically.

3.2. Fuel cell overall efficiency model

The FC overall efficiency system is presented by the expression 10. This equation shows the relationship between the electrical power generated by the FC and the hydrogen consumption of the FC [28,29]:

$$\eta_s = \frac{P_{elec} - P_{aux}}{212.8W \cdot SLPM^{-1} \cdot \dot{m}_{H_2}} \quad (10)$$

where P_{aux} represents the electric-powered consumed by the auxiliaries, in our case corresponds to the electric fans power consumption. Alike, \dot{m}_{H_2} represent the hydrogen consumption by the FC in Standard Liter per Minute (SLPM).

Table 2
P&O method at fixed perturbation-current step.

$\Delta\eta$	ΔI_{FC}	Next perturbation - C
Positive	Positive	Positive
Positive	Negative	Negative
Negative	Positive	Negative
Negative	Negative	Positive

4. Methodology: Maximum Efficiency Point Tracking - fuzzy logic (MEPT-FL)

The Maximum Efficiency Point Tracking method combined with Fuzzy Logic technique (MEPT-FL) is presented in this section. The MEPT algorithm with variable perturbation-current step is based on the P&O method. Before presenting our the MEPT-FL approach, let introduce the P&O method.

4.1. Perturbation and observation method (P&O)

The P&O method does not require previous knowledge of the FC system model, not even of its physical parameters [30]. The P&O algorithm is a relatively simple, and only a few parameters are needed. The P&O method is based on the observation of a system under controlled perturbation [31,32]. A positive or negative perturbation-current in the FC may lead to the FC efficiency variation. Most of the reported MEPT strategies are associated with the

P&O method at fixed perturbation-current step [33,34]. However, this approach has stability issues during the FC operation as shown by the current ripples. Consequently, the FC efficiency may be affected [13,35]. Table 2 gives a summary of the P&O method with fixed perturbation-current step C. The P&O method evaluates the deviation of the FC efficiency ($\Delta\eta$) and the deviation of the FC current (ΔI_{FC}) in order to select the next step current set-point.

Another method such as the P&O with variable perturbation-current step is investigated in this work. We consider the Maximum Efficiency Point Tracking method with variable perturbation-current step combined with a fuzzy control system (MEPT-FL) as a good option for improving the fuel cell performance whilst keeping the system stability and reducing the FC degradation. Using the variable perturbation-current step (α), we can reduce the oscillation amplitude of the FC current set-points whilst maintain the FC performance close to its maximum value. The MEPT-FL algorithm evaluates the FC current deviation and the FC efficiency deviation of the system in order to make a decision regarding the FC current set-point during the following step. In this algorithm, the variable perturbation-current step is close to zero when the FC performance is at its maximum point. The Fig. 3 (a) presents the topology of MEPT-FL control proposed and incorporated into the FC system.

4.2. MEPT- fuzzy logic controller overview

The architecture of the fuzzy logic controller overview is shown

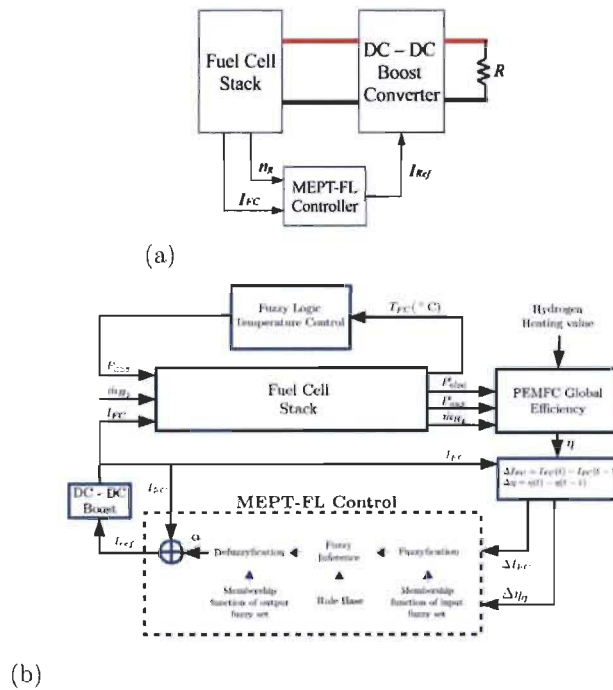


Fig. 3. Fuel cell MEPT-FL: (a) control topology, (b) architecture system.

Table 3
Deviation of the FC current.

Input variable	
Negative	Negative deviation of the FC current
Zero	Zero deviation of the FC current
Positive	Positive deviation of the FC current

Table 4
Deviation of the FC efficiency.

Input variable	
Negative	Negative deviation of the FC deviation
Zero	Zero deviation of the FC deviation
Positive	Positive deviation of the FC deviation

Table 5
Variable perturbation-current step - α .

Output variable	
Negative	Negative variable perturbation-current step
Zero	Zero variable perturbation-current step
Positive	Positive variable perturbation-current step

in Fig. 3 (b). The output variable of the MEPT-FL control is the variable perturbation-current step - α . We used the centroid method as the defuzzification method.

The selected input crisp variables are:

- ΔI_{FC} : the deviation of the FC current between $I_{FC}(t)$ and $I_{FC}(t-1)$.

$$\Delta I_{FC} = I_{FC}(t) - I_{FC}(t - 1) \tag{11}$$

- $\Delta \eta_g$: the deviation of the FC efficiency system between $\eta_g(t)$ and $\eta_g(t - 1)$.

$$\Delta \eta_g = \eta_g(t) - \eta_g(t - 1) \tag{12}$$

The selected output crisp variable is:

- $-1 \leq \alpha \leq 1$: the variable perturbation-current step. The FC current set-point applied to the DC/DC convert, which varies between -1 A and 1 A.

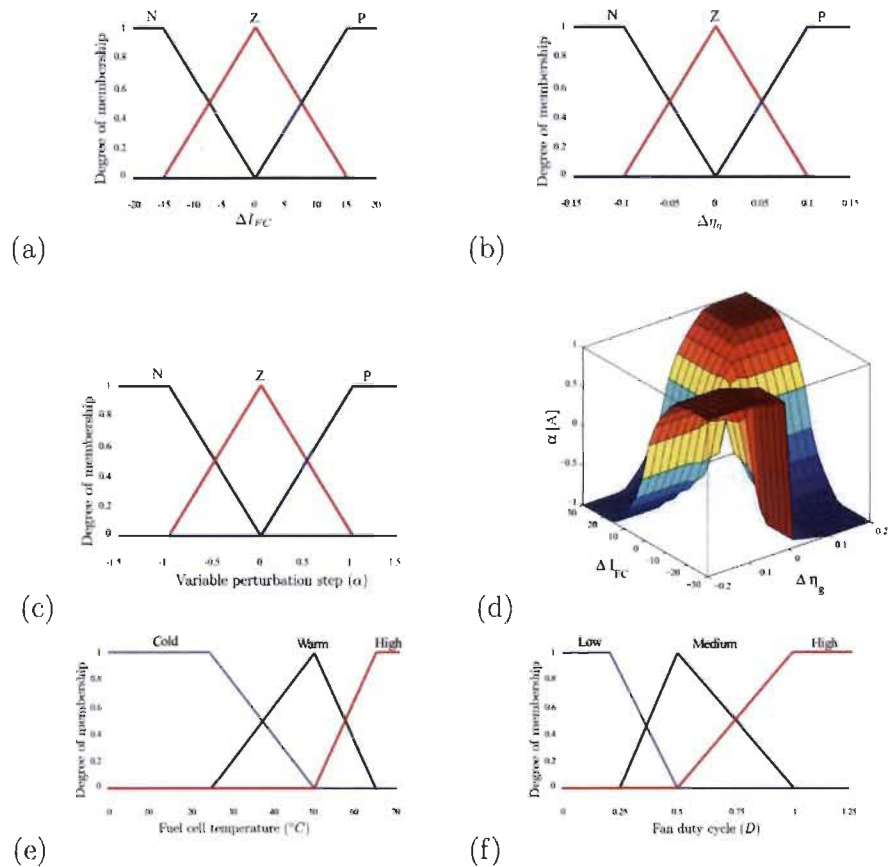


Fig. 4. Memberships function: (a) deviation of the FC current, (b) deviation of the FC efficiency, (c) variable perturbation-current step - α , (d) 3D representation MEPT-FL decision, (e) Input variable - FC temperature ($^{\circ}$ C) and (f) Output variable - fan duty cycle D .

Table 6
Linguistic variables: FC temperature control.

Input variable	
Cold	Low FC temperature
Warm	Medium FC temperature
Hot	High FC temperature
Output variable	
Low	Minimum fan duty cycle
Medium	Medium fan duty cycle
High	Maximum fan duty cycle

4.2.1. Linguistic variables

Different linguistic variables were selected to keep the controller efficient regarding rules processing and decision making. Hence, we represent the deviation of the FC current ΔI_{FC} with three linguistic variables as shown in Table 3. Similarly, the variation of the FC efficiency system $\Delta \eta_g$ is represented by three linguistic variables (see Table 4). Finally, the fuzzy logic output that corresponds to the variable perturbation-current step α is represented by three linguistic variables (see Table 5).

4.2.2. Membership function

For simplicity and easy computation, the triangular and the trapezoid membership functions are used for the input/output linguistic variables. Fig. 4 is examples of such membership functions: ΔI_{FC} (subfigure (a)) and $\Delta \eta_g$ (subfigure (b)). The controller output of the variable perturbation step α is shown in Fig. 4(c). The 3D representation of the MEPT-FL decision-making is depicted in Fig. 4(d).

4.3. Fuzzy logic temperature control

The impact of the temperature over the FC performance is reported by Refs. [2,13]. To operate the FC system near water freezing temperature with a high-efficiency, we incorporated a temperature controller in addition with the MEPT-FL algorithm. The proposed FC temperature control is designed and implemented with a one-input-one-output fuzzy logic controller. The FC low and high-temperature values are considered according to the manufacturer's recommendations (5 °C to 65 °C) [21]. The controller uses these parameters to decide the fan duty cycle between $0.25 \leq D \leq 1$. The linguistic variables are described in Table 6, and the membership functions are presented in Fig. 4(e) and (f).

5. Simulation, experimental results and discussion

In this section, we present:

- The efficiency map of a free air breathing PEMFC.
- The validation of the Maximum Efficiency Point Tracking - Fuzzy Logic (MEPT-FL) controller.

The efficiency map has served as the reference for the design of the FC temperature controller based on the fuzzy logic. For the evaluation of the MEPT-FL algorithm, two approaches have been taken into account: the simulation and the experimental validation. The simulation aims at evaluating the behavior and response of the proposed MEPT-FL control at near freezing temperature. Moreover, the FC performance and the behavior of the MEPT-FL control have been validated experimentally. For the experimental test, the MEPT-FL with variable perturbation-current step and the MEPT-FL with fixed perturbation-current step have been evaluated. For all cases, we considered an FC current profile proposed in the literature [20] and hydrogen relative pressure inlet set to 0.05 MPa.

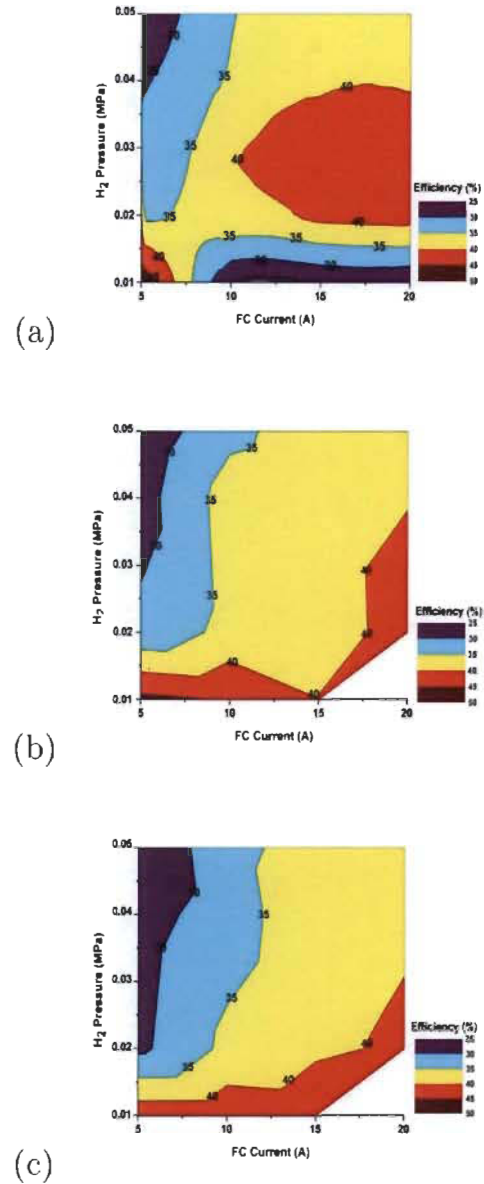


Fig. 5. FC efficiency map: (a) fan duty cycle $D = 0.6$, (b) fan duty cycle $D = 0.8$ and (c) fan duty cycle $D = 1.0$.

5.1. Free air breathing PEMFC efficiency map

The FC performance at real operating condition is evaluated considering the operating states such as (i) the hydrogen relative pressure inlet (MPa), (ii) the fan duty cycle between $0 \leq D \leq 1$, and (iii) the FC current (A), respectively.

The FC efficiency map is built as shown in Fig. 5. The Fig. 5 (a)

presents the FC efficiency map for a fan duty cycle at $D = 0.6$ with the hydrogen relative pressure between 0.01 and 0.05 MPa, and the FC current between 5 and 20 A. The yellow surface represents the FC efficiency between 35% and 40%. The red surface indicates the FC efficiency between 40% and 45%. Notice that the FC efficiency is great when the hydrogen relative pressure inlet is between 0.02 and 0.04 MPa, and when the FC current is between 10 A and 20 A. For the other surfaces, the FC system efficiency is less than 35%. In Fig. 5(b), the fan duty cycle is fixed at $D = 0.8$. The yellow surface is the largest. The red surface efficiency is divided into two zones, with two different hydrogen relative pressure inlets' values, and two intervals of FC currents. Finally, the Fig. 5(c) represents the FC efficiency map when the fan duty cycle is at its maximum value $D = 1.0$. The yellow surface is the largest. In low hydrogen relative pressure inlets, the FC efficiency is high between 40% and 45%. We can observe an increase in the FC efficiency whilst decreasing the fan speed and the hydrogen relative pressure. Therefore, an FC temperature control improves the industrial control system (ICS) which operates with a constant value of fan speed (fan duty cycle $D = 0.8$). In addition, our method can allow the FC system to operate at low-temperature.

5.2. MEPT simulation results: near freezing temperature operating conditions

Fig. 6 represents the simulation results of a free air breathing FC at near freezing temperature operating conditions. The low-temperature conditions selected during the simulation was 5 °C. Based on these conditions, we evaluate the response of the MEPT-FL controller. Fig. 6 (a) presents the FC current profile used during the simulation. The author [20] describes a load demand with transient- and steady-state. In Fig. 6 (b) the FC voltage is presented. The voltage gap is due to the change in FC temperature as provided by the FC temperature control which is included in our MEPT-FL. Fig. 6 (c) presents the FC temperature using the MEPT-FL controller and the industrial control system (ICS). At near freezing temperature conditions, the FC controlled using the ICS provides a performance between 35% and 25% at high and low electric current profile, respectively (100–200 s). Using the same operating conditions, our MEPT-FL controller delivered a FC efficiency between 38% and 31% at high and low current profile, respectively. Finally, Fig. 6 (d) shows the FC efficiency using the MEPT-FL and the ICS, respectively. At near freezing temperature operating conditions, the MEPT-FL controller provides a better performance. Moreover, the proposed MEPT-FL controller allows a quick response from the FC to the load demand profile.

5.3. MEPT experimental results: room temperature operating conditions

The objective in this sub-section is to compare our MEPT-FL algorithm with variable perturbation step with (i) the P&O method with fixed perturbation step and (ii) the industrial control system (ICS).

5.3.1. Variable perturbation-current step (α)

The Maximum Efficiency Point Tranking (MEPT-FL) algorithm is validated through a 500 W air-breathing PEMFC test bench developed in the Hydrogen Research Institute - HRI [20] (see Fig. 1). The proposed algorithm is implemented in LabVIEW environment, and embedded into the National Instrument Compact cRIO 9022. We compared our MEPT-FL algorithm with variable perturbation step with the ICS. The experiment results are shown in Fig. 7. The blue line represents the FC operation using the MEPT-FL with variable perturbation step α , and the black line represents the operation

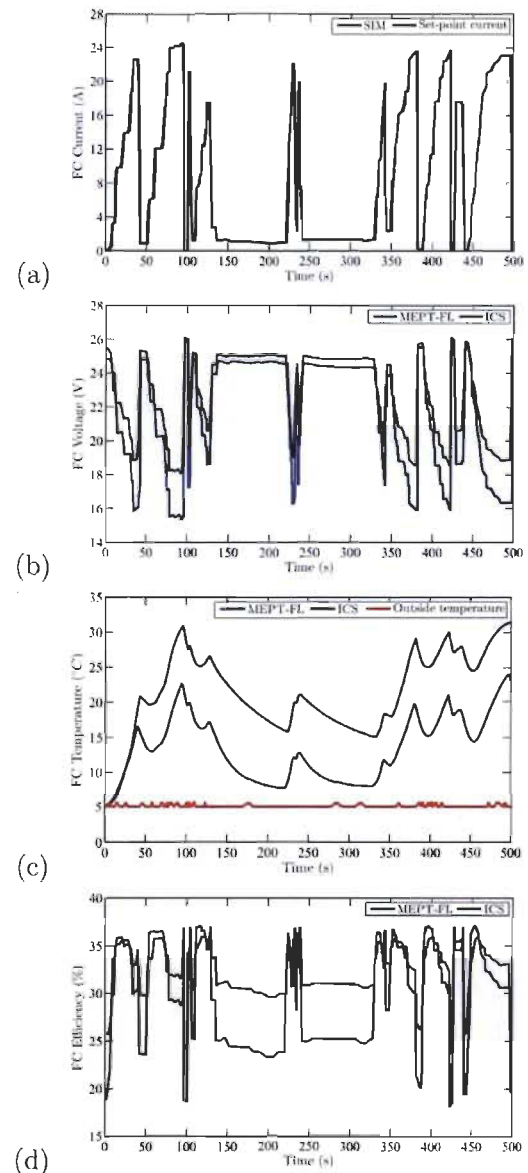


Fig. 6. Fuel cell simulation results at near freezing temperature operating conditions using the MEPT-FL controller. Hydrogen relative pressure set to 0.05 MPa: (a) FC current, (b) FC voltage, (c) FC temperature and (d) FC efficiency.

when the FC is under the ICS.

In Fig. 7, the subfigure (a) presents the FC current profile used during the 500 s experiment. The FC voltage is presented in Fig. 7 (b). A FC voltage gap is induced by the different FC temperature while being managed by the different control system (MEPT-FL (blue line) or ICS (black line)), as shown in Fig. 7 (c). The room

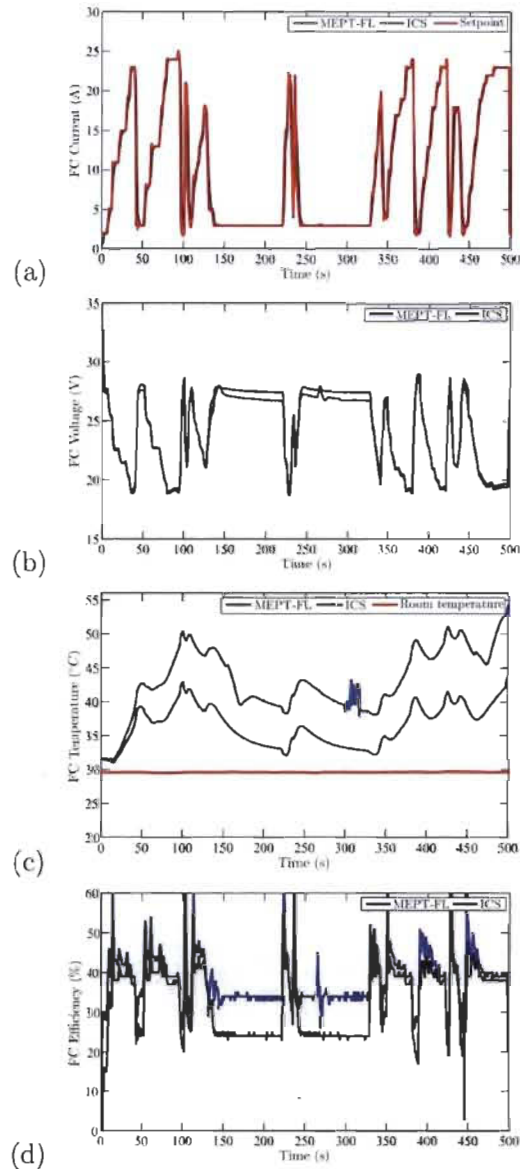


Fig. 7. MEPT-FL - variable perturbation-current step. Hydrogen relative pressure set to 0.05 MPa: (a) FC current, (b) FC voltage, (c) FC temperature and (d) FC efficiency.

temperature at 30 °C is recorded during the test. The FC performance is presented in Fig. 7 (d). During the transient states when the electric current profile of the FC is increased, the FC efficiency achieved a better performance around of 46% (0–28 s). Contrary, when the electric current profile of FC is decreased, the MEPT performed better than the ICS (see time at 130 s). During the

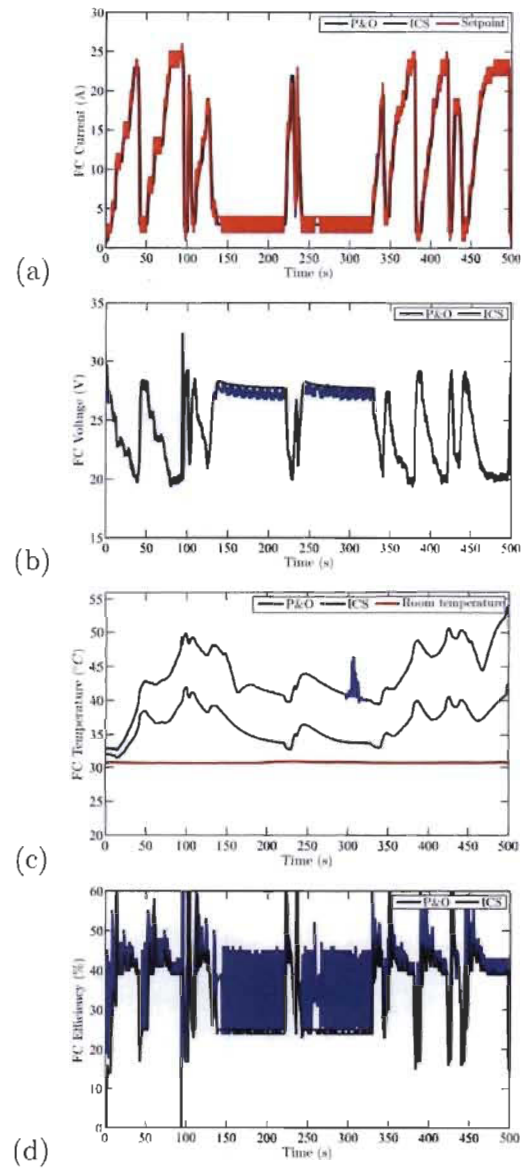


Fig. 8. P&O method - fixed perturbation-current step $C = 1$ A: Hydrogen relative pressure set to 0.05 MPa: (a) FC current, (b) FC voltage, (c) FC temperature and (d) FC efficiency.

steady-state when the electric current value of the FC is low, i.e. between 3 and 3.25 A (150–200 s and 250 to 350 s), we observe that the FC efficiency system using our MEPT-FL controller is higher than the ICS. In average and during the experimental test, the MEPT-FL controller achieves a performance of 39% compared to 32% of the ICS. With an important electric current value, the MEPT-

FL controller achieves an efficiency around of 46%.

5.3.2. Fixed perturbation-current step (C) - P&O method

The P&O method with fixed perturbation steps C is proved to the 500 W FC test bench. We used the P&O method as presented in Table 2. The fixed perturbation step is set to $C = 1$ A. We compared the P&O method with the ICS. The experimental results are shown in Fig. 8. The blue line represents the operation of the FC using the P&O method, and the black line represents the operation of FC with the ICS.

The Fig. 8(a) presents the FC current profile during the experiment. The red line represents the DC current set-point; the black line represents the DC current of the ICS, and the blue line represents the DC current of the P&O algorithm. The DC current of the P&O algorithm presents oscillations due to the fixed perturbations step of $C = 1$ A. Additionally, the same phenomenon is observed on the FC voltage curve. In Fig. 8(b) the blue line represents the FC voltage using the P&O algorithm. Similarly, the oscillations due to the fixed perturbation step affected also the FC voltage. The black line presents the FC voltage with the ICS. The FC temperature is presented in Fig. 8(c). During the test, the room temperature conditions are measured (30°C). The Fig. 8(d) presents the FC efficiency. During the transitory state and the steady-state, the FC efficiency presents oscillations due to the fixed perturbation step. In all cases, the FC efficiency using the P&O method holds a better performance compared to the ICS.

6. Conclusion

A fuel cell management system which combines a Maximum Efficiency Point Tracking with variable perturbation-current step and the fuzzy logic is proposed and experimentally validated. This advanced controller exhibits the desirable properties: (i) tracking the maximum efficiency even when the ambient temperature is near the water freezing point; (ii) reducing the current set-point profile oscillation. To achieve these interesting results, a specific temperature controller is added to the Maximum Efficiency Point Tracking. Using a test bench with a 500 W PEMFC and National Instrument measurement system, an efficiency value of 39% is observed experimentally near the water freezing point with this new controller whilst the other methods achieved an efficiency less than 33%. In addition, the proposed controller exhibits a better performance during FC transient state than the industrial method.

Acknowledgment

This work was supported by "Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec" and Natural Science and Engineering Research Council of Canada.

We gratefulness to Loïc Boulon, Professor, "Institut de Recherche sur l'Hydrogène, Département de Génie Électrique et Génie Informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières" for assistance with her fuel cell test bench.

References

- Q. Li, W. Chen, Z. Liu, A. Guo, S. Liu, Control of proton exchange membrane fuel cell system breathing based on maximum net power control strategy, *J. Power Sources* 241 (2013) 212–218, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.04.067>.
- H.Q. Nguyen, A.M. Aris, B. Shabani, PEM fuel cell heat recovery for preheating inlet air in standalone solar-hydrogen systems for telecommunication applications: an exergy analysis, *Int. J. Hydrogen Energy* 41 (4) (2016) 2987–3003, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.108>.
- H.S. Han, C. Cho, S.Y. Kim, J.M. Hyun, Performance evaluation of a polymer electrolyte membrane fuel cell system for powering portable freezer, *Appl. Energy* 105 (2013) 125–137, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.12.056>.
- M.H. Wang, M.L. Huang, W.J. Jiang, K.J. Liou, Maximum power point tracking control method for proton exchange membrane fuel cell, *IET Renew. Power Gener.* 10 (7) (2016) 908–915, <http://dx.doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0205>.
- K. Ettihir, L. Boulon, K. Agbossou, Energy management strategy for a fuel cell hybrid vehicle based on maximum efficiency and maximum power identification, *IET Electr. Syst. Transp.* 6 (4) (2016) 261–268, <http://dx.doi.org/10.1049/iet-est.2015.0023>.
- I.-S. Han, S.-K. Park, C.-B. Chung, Modeling and operation optimization of a proton exchange membrane fuel cell system for maximum efficiency, *Energy Convers. Manag.* 113 (2016) 52–65, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.045>.
- K. Kim, M.R. von Spakovsky, M. Wang, D.J. Nelson, Dynamic optimization under uncertainty of the synthesis/design and operation/control of a proton exchange membrane fuel cell system, *J. Power Sources* 205 (2012) 252–263, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.11.014>.
- K. Ettihir, L. Boulon, K. Agbossou, Optimization-based energy management strategy for a fuel cell/battery hybrid power system, *Appl. Energy* 163 (2016) 142–153, <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.176>.
- M.R. Hayati, A. Khayatian, M. Dehghani, Simultaneous optimization of net power and enhancement of PEM fuel cell lifespan using extremum seeking and sliding mode control techniques, *IEEE Trans. Energy Convers.* 31 (2) (2016) 688–696, <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2016.2514738>.
- N. Bizon, M. Oproescu, M. Raceanu, Efficient energy control strategies for a standalone renewable/fuel cell hybrid power source, *Energy Convers. Manag.* 90 (2015) 93–110, <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.002>.
- M. Karimi, J. Yahyazadeh, A. Rezaade, Controlling of proton exchange membrane fuel cell by model predictive controller based on AN-FIS model, *Fuel Cells* 16 (5) (2016) 530–537, <http://dx.doi.org/10.1002/fuce.201600001>.
- J.A. Salva, A. Iranzo, F. Rosa, E. Tapia, E. Lopez, F. Isorna, Optimization of a PEM fuel cell operating conditions: obtaining the maximum performance polarization curve, *Int. J. Hydrogen Energy* 41 (43) (2016) 19713–19723, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.136> the 5th Iberian Symposium on Hydrogen, Fuel Cells and Advanced Batteries (HYCELTEC 2015), 5–8 July 2015, Tenerife, Spain.
- M. Derbeli, M. Farhat, O. Barambones, L. Sbita, Control of PEM fuel cell power system using sliding mode and super-twisting algorithms, *Int. J. Hydrogen Energy* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.06.103>.
- Y.-D. Kuan, J.-Y. Chang, H.-T. Ku, Proton exchange membrane fuel cell purge and fan control using a microcontroller, *Int. J. Green Energy* 0 (0) (2016), <http://dx.doi.org/10.1080/15435075.2016.1206011>, 0. arXiv: <http://dx.doi.org/10.1080/15435075.2016.1206011>.
- Y.X. Wang, F.F. Qin, K. Ou, Y.B. Kim, Temperature control for a polymer electrolyte membrane fuel cell by using fuzzy rule, *IEEE Trans. Energy Convers.* 31 (2) (2016) 667–675, <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2015.2511155>.
- C. Zhang, Z. Liu, X. Zhang, S.H. Chan, Y. Wang, Dynamic performance of a high-temperature PEM (proton exchange membrane) fuel cell modelling and fuzzy control of purging process, *Energy* 95 (2016) 425–432, <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.019>.
- N.E. Benchouia, A. Derghal, B. Mahmah, B. Madi, L. Khochemane, E.H. Aoul, An adaptive fuzzy logic controller (AFLC) for PEMFC fuel cell, *Int. J. Hydrogen Energy* 40 (39) (2015) 13806–13819, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.05.189>.
- N. Karami, N. Moubayed, R. Outbit, General review and classification of different MPPT techniques, *Renew. Sustain. Energy Reviews* 68 (Part 1) (2017) 1–18, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.132>.
- A. Amir, A. Amir, J. Selvaraj, N. Rahim, Study of the MPP tracking algorithms: focusing the numerical method techniques, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 62 (2016) 350–371, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.039>.
- K. Ettihir, L. Boulon, M. Becherif, K. Agbossou, H.S. Ramadan, On-line identification of semi-empirical model parameters for PEMFCs, *Int. J. Hydrogen Energy* 39 (36) (2014) 21165–21176, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.10.045>.
- H.F.C. Technologies, H-500 Fuel Cell Stack User Mamel v1.3, 2009.
- M. Higueta Cano, S. Kelouvani, K. Agbossou, Y. Dubé, Free air breathing proton exchange membrane fuel cell: thermal behavior characterization near freezing temperature, *J. Power Sources* 246 (0) (2014) 650–658, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.07.074>.
- J. Wishart, Z. Dong, M. Secanell, Optimization of a PEM fuel cell system based on empirical data and a generalized electrochemical semi-empirical model, *J. Power Sources* 161 (2) (2006) 1041–1055, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2006.05.056>.
- J. Larminie, A. Dicks, M.S. McDonald, Fuel Cell Systems Explained, John Wiley & Sons, New York, 2003, <http://dx.doi.org/10.1002/9781118878330>.
- F. Incropera, D. De Witt, T. Bergman, A. Lavine, Fundamentals of Heat and Mass Transfer, John Wiley and Sons Inc, New York, NY, 2011.
- J.P. Holman, J. Philip, Heat Transfer, seventh ed., McGraw-Hill, New York, 1990.
- J.E.A. Hilsenrath, Tables of Thermodynamic and Transport Properties, Natl Bur. Stand. Reprinted by Pergamon, New York, 1960, p. 1955.
- K.M. Adegnon, Y. Dubé, K. Agbossou, Experimental evaluation of PEM fuel cell systems efficiency, in: Electrical and Computer Engineering, 2009. CCECE '09. Canadian Conference on, 2009, pp. 716–719, <http://dx.doi.org/10.1109/>

- cece.2009.5090223.
- [29] K. Agbossou, M. Kolhe, J. Hamelin, T.K. Bose, Performance of a stand-alone renewable energy system based on energy storage as hydrogen, *IEEE Trans. Energy Convers.* 19 (3) (2004) 633–640, <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2004.827719>.
- [30] Z.-D. Zhong, H.-B. Huo, X.-J. Zhu, G.-Y. Cao, Y. Ren, Adaptive maximum power point tracking control of fuel cell power plants, *J. Power Sources* 176 (1) (2008) 259–269, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.10.080>.
- [31] V. Salas, E. Olas, A. Barrado, A. Lzaro, Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems, *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 90 (11) (2006) 1555–1578, <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2005.10.023>.
- [32] G. Dileep, S.N. Singh, Maximum power point tracking of solar photovoltaic system using modified perturbation and observation method, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 50 (2015) 109–129, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.072>.
- [33] D. Herrera Vega, N. Marx, L. Boulon, A. Hernandez, Maximum Efficiency Point Tracking for hydrogen fuel cells, in: *Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2014 IEEE 27th Canadian Conference on*, 2014, pp. 1–6, <http://dx.doi.org/10.1109/CCECE.2014.6900909>.
- [34] J.A. Abu-Qahouq, M. Hong, H.J. Al-Atrash, I. Batarseh, Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT) method and digital dead time control implementation, *Power Electronics, IEEE Trans.* 21 (5) (2006) 1273–1281, <http://dx.doi.org/10.1109/TELE.2006.880244>.
- [35] N. Benyahia, H. Denoun, A. Badji, M. Zaouia, T. Rekioua, N. Benamrouche, D. Rekioua, MPPT controller for an interleaved boost dc/dc converter used in fuel cell electric vehicles, *Int. Journal Hydrogen Energy* 39 (27) (2014) 15196–15205, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.185>.

Chapitre 4 - Discussion générale

Un des principaux problèmes qui affectent les SHER autonomes avec production d'hydrogène réside dans les phénomènes de dégradation de la pile à combustible (PàC) et de l'électrolyseur qui réduisent la durée de vie du système et augmentent les coûts de maintenance. Ces phénomènes sont fortement corrélés au nombre de cycles de D/A. Si on ajoute à cela les conditions climatiques hivernales des pays nordiques où les températures minimales peuvent atteindre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, le système PàC-électrolyseur devient alors très sollicité pour maintenir un haut niveau de performance. L'augmentation de la qualité de l'hydrogène produit par l'électrolyseur et la réduction de la dégradation accélérée causée par les basses températures demeurent des problématiques à résoudre pour faciliter l'intégration d'une telle solution. Par conséquent, la réduction de la dégradation est un facteur clé pour améliorer la durée de vie et contribuer à minimiser les coûts de l'implantation des SHER autonomes.

L'objectif principal de cette thèse est de garantir une alimentation adéquate de la charge électrique tout en réduisant le nombre de cycles D/A de la PàC et de l'électrolyseur dans le but d'augmenter la durée de vie du système. De plus, la réduction de la taille des batteries diminue considérablement la taille totale du système tout en ajoutant une panoplie d'avantages environnementaux associés à la diminution du nombre de batteries à recycler. Enfin, nous proposons une méthode permettant de réduire la dégradation accélérée de la PàC et de l'électrolyseur dus aux conditions d'opération à des températures proches du point de congélation fréquentes dans les zones nordiques.

Comme toute solution inclut son lot de problèmes, nous avons proposé dans cette thèse une gestion stochastique qui prend en considération la prévision de la puissance du lien à courant continu (CC) du SHER, l'état de charge (SoC) des batteries et la puissance nette instantanée. L'introduction de l'incertitude des prévisions des sources d'énergie renouvelable (SER) et de la consommation électrique est considérée comme un support au processus décisionnel du nouveau SGE stochastique. Elle ajoute un niveau de certitude sur les prévisions météorologiques et sur les prévisions de la consommation électrique. Cette idée fut bien détaillée tout au long de la thèse. L'élaboration d'un nouveau SGE facile à implémenter, à concevoir, fiable et qui présente un temps de calcul et de réponse rapide nous a menés vers une solution qui peut répondre aux différents critères précédemment

discutés. Ce nouveau contrôleur est basé sur la logique floue et vise à fournir une activation efficace de la PàC et de l'électrolyseur par rapport à l'incertitude de la puissance nette estimée. Contrairement aux systèmes traditionnels de gestion d'énergie, le système de contrôle que nous proposons permet de prévoir la puissance nette du bus à courant continu (CC) et son incertitude. Le système de contrôle a permis une amélioration de la production d'hydrogène et une augmentation de la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur. Grâce à l'activation efficace de l'électrolyseur, le temps d'opération est supérieur à celui des SGE traditionnels, ce qui entraîne une augmentation de la production d'hydrogène. Par conséquent, la température d'opération optimale de l'électrolyseur est facilement atteinte grâce à la durée d'opération allongée, ce qui se traduit par une meilleure qualité d'hydrogène produit. De même, l'activation efficace de la PàC est assurée pendant les périodes de forte demande de puissance de la part des consommateurs.

Les batteries sont utilisées à la fois pour créer une liaison entre tous les composants du SHER et comme système de stockage à court terme; elles sont également utilisées pour absorber et lisser les fluctuations de puissance provenant des sources renouvelables (WT + PV). Dans le cas qui nous intéresse, la taille des batteries est choisie en fonction du profil de la consommation électrique. Par conséquent, il n'est pas nécessaire, dans le cadre de notre étude, de prendre en considération la consommation de l'électrolyseur au moment du dimensionnement. Notre SGE évite en tout temps d'épuiser l'énergie emmagasinée dans les batteries pendant le démarrage de l'électrolyseur, vérifiant ainsi la certitude des prévisions durant la production d'hydrogène. Une diminution des coûts du SHER autonome est donc observée en raison de la diminution de la quantité d'énergie qui doit être stockée dans les batteries pour faire fonctionner l'électrolyseur.

D'autre part, anticiper les D/A de la PàC et de l'électrolyseur permet des avantages significatifs : citons par exemple la préparation aux conditions d'opération des systèmes PàC-électrolyseur avant l'arrivée d'un surplus ou d'un déficit de la puissance nette prévue du SHER. L'électrolyseur sera prêt à produire de l'hydrogène et la PàC prête à fournir de l'électricité à tout moment. Le but est d'utiliser cette énergie excédentaire pour la production d'hydrogène et pour la production d'électricité à partir de la PàC. L'anticipation des D/A des systèmes PàC-électrolyseur joue un rôle important à cause de leurs contraintes dynamiques face aux fluctuations rapides de la puissance nette. Le nouveau SGE respecte

le cycle de la mise en marche et de l'arrêt de la PàC et de l'électrolyseur qui dépend de leur puissance ou de la taille du bloc de cellules. Leur temps de démarrage et d'arrêt avant production peut varier entre 30 et 50 minutes. Les avantages énumérés ci-dessus sont également appliqués lors de l'utilisation des systèmes PàC-électrolyseur dans des conditions climatiques froides après que la décision de la mise en marche/arrêt de la PàC soit prise par le nouveau SGE.

Le SGE proposé a été évalué et validé au cours de cette thèse. L'approche par simulation suivie d'une validation expérimentale par l'intermédiaire d'un banc d'essai a été choisie pour atteindre nos objectifs. Normalement, les SHER sont simulés à partir de conditions prédéterminées de vitesse du vent, d'irradiation solaire et de consommation électrique; par conséquent, ces simulations sont dites de type déterministe. Dans ces cas, les possibilités concernant l'étude de la performance du SHER et du SGE sont limitées à une analyse de sensibilité. Nous avons proposé de substituer à la connaissance préalable des variables de type stochastique (vitesse du vent, irradiation solaire et consommation électrique) par une fonction de distribution normale en raison de l'influence majeure de ces données sur les résultats de simulation et les décisions prises par le SGE. Dans le but d'évaluer la performance du SHER et les décisions prises par le nouveau SGE, une analyse probabiliste utilisant la méthode Monte-Carlo (MMC) a été employée. Cette analyse nous a donné des résultats probabilistes des diverses combinaisons possibles entre les différentes sources d'énergie renouvelable et la consommation électrique. La MMC nous a permis de constater que la prévision et l'incertitude de la puissance nette du SHER sont des éléments clés pour parvenir à une réduction de la taille des batteries. Simultanément, un banc d'essai pour les SHER a été construit afin de valider le SGE stochastique. Nos résultats ont démontré que la performance du SGE a été telle qu'escomptée en simulation, ce qui valide son bon fonctionnement dans des conditions réelles. La performance du SGE a été adaptée de façon satisfaisante aux différentes conditions d'opération testées avec le banc d'essai.

La pertinence de notre SGE stochastique a été évaluée par rapport aux différentes approches des SGE proposées dans la littérature pour le SHER autonome. Différents des SGE basés sur l'optimisation, les SGE basés sur les techniques d'intelligence artificielle sont de plus en plus utilisés dans les SHER en raison notamment de la facilité d'implantation des algorithmes sur le contrôleur et de leur bonne stabilité d'opération en

temps réel. En outre, il n'est pas nécessaire, avec ces techniques d'intelligence artificielle, de connaître les modèles des sources d'énergie renouvelable (SER) ou des systèmes de stockage de l'énergie. Les contrôleurs basés sur la logique floue ont donc acquis une bonne réputation, surtout pour leur adaptation aux systèmes complexes, le peu de ressources informatiques de calcul qu'ils demandent et leur haute robustesse et stabilité comme SGE. La technique de logique floue de type 2 a gagné en importance comme outil de contrôle, surtout pour les processus où tous ces paramètres posent de hauts niveaux d'erreur ou d'incertitude. Nous avons transformé les erreurs des prévisions des SER et de la charge électrique en flux de puissance électrique. Notre SGE stochastique a démontré que l'intégration de la prédiction de la puissance nette et de son incertitude donne de bons résultats et permet de meilleures performances que les approches du SGE basées sur l'optimisation proposées par Cau et al. [77]. Une augmentation moyenne de 7 % sur la production d'hydrogène a été atteinte. Concernant le SoC des batteries, une faible différence de 5 % a été perçue. Grâce à la réduction des cycles D/A, on s'attend à ce que le SGE stochastique permette des réductions de la dégradation de la PàC de 85 % et de l'électrolyseur de 60 %. Quant au temps d'opération de l'électrolyseur, une incrémentation évidente atteignant 64 % a été observée, améliorant ainsi la qualité de l'hydrogène produit. Finalement, le temps d'opération de la PàC a été réduit d'environ 59 % par rapport au SGE proposé par Cau et al.

L'évaluation par simulation et par validation expérimentale du modèle thermique pour une PàC alimentée en air atmosphérique nous a permis de décrire le comportement de la PàC sous des conditions d'opération à des températures proches du point de congélation de l'eau (0 °C). Cette évaluation nous a également permis de mettre en évidence que la courbe de polarisation de la PàC est amplement affectée par l'impact des basses températures (diminution de la pente). Le développement d'un SGE – PàC utilisant un contrôle de température et la méthode de poursuite du point optimal à pas de calcul variable nous a permis de maintenir de hauts rendements d'opération de la PàC de 38 % sous des conditions d'opération à des températures proches du point de congélation. L'application des mêmes concepts et de la même philosophie de SGE – local pour opérer d'autres technologies de PàC et d'électrolyseur serait un point à considérer comme la suite de cette thèse. Par exemple, valider l'adaptabilité du SGE – local avec la technologie de PàC avec

système de refroidissement par l'eau et alimentée en air sous pression (compresseur) et valider également pour la technologie alcaline ou PEM d'électrolyseur. Afin de faire face aux conditions d'opération au climat nordique, l'utilisation d'un antigel sur le système de refroidissement ou d'un système de chauffage de l'eau peut être nécessaire pour les phases de démarrage de la PàC et de l'électrolyseur. Ainsi, un système de régulation de la température contrôlé par la pompe d'eau du système de refroidissement doit être proposé et évalué pour la technologie de PàC alimentée en air sous pression, de même que pour la technologie alcaline ou PEM d'électrolyseur.

Malgré tous les avantages du SGE stochastique proposé au cours de cette thèse, il convient de souligner quelques limitations de notre méthode afin de proposer certaines perspectives pour de futurs travaux de recherche. La première limitation de notre SGE est son *déficit d'optimisation*. La solution générée pour le SGE est adéquate, mais ne peut être considérée comme une solution optimale. Afin de résoudre cette lacune, l'optimisation stochastique apparaît comme un outil susceptible d'être inclus dans le dimensionnement du SHER et dans le processus décisionnel du SGE. *La généralisation* du SGE se pose comme une seconde limitation de notre système. Ce phénomène est présent en raison de notre utilisation de la technique de la logique floue dans le SGE, ce qui entraîne un ajustement non adapté aux différentes amplitudes de puissance nette en jeu dans un système de ce type. Dans certains cas, si par exemple la puissance nette du SHER double, les nouvelles règles et fonctions d'appartenance de la logique floue doivent être redéfinies, ce qui exclut la caractérisation généralisée du SGE. Le *manque d'adaptabilité* du SGE est un troisième facteur qui limite notre méthode. Si nous considérons un changement de technologie dans un des composants du SHER, comme le remplacement d'un électrolyseur alcalin contre un électrolyseur PEM, par exemple, il est clair que les nouvelles règles et fonctions d'appartenance de la logique floue devraient être redéfinies, car les conditions d'opération et de mise en marche/d'arrêt pour les deux technologies d'électrolyseur sont différentes. La *capacité d'apprentissage* limitée de notre système de SGE peut être considérée comme le dernier inconvénient. Dans le contexte des pays nordiques où les changements climatiques affectent graduellement les conditions météorologiques, notre SGE pourrait être affecté et rencontrer des problèmes d'adaptation aux nouvelles conditions climatiques.

Dans cette étude, certains phénomènes météorologiques qui affectent le rendement d'opération et le fonctionnement des sources d'énergie renouvelable placées dans les zones nordiques ne sont pas considérés. En effet, la formation du givre sur les pales des turbines éoliennes peut réduire de 50 % la production d'électricité [85, 86]. La prévision du givre sur les turbines éoliennes (WT) et sur les panneaux photovoltaïques (PV) fait actuellement l'objet de recherches. Intégrer les prévisions des phénomènes du givre à notre SGE stochastique pourrait améliorer et redéfinir la gestion de l'énergie des SHER autonomes et son utilisation dans les pays nordiques.

Le SGE stochastique est basé sur les considérations de distribution des probabilités gaussiennes. La simple utilisation de la fonction de probabilité normale nous a permis de calculer, de déterminer et d'explorer la propagation des incertitudes provenant des SER et de la charge électrique et de la transformer en une variable de décision pour notre SGE. Dans les travaux futurs, il sera possible d'évaluer ou de considérer des densités de probabilité non paramétriques qui sont plus près de la réalité. Dans ce contexte, deux solutions sont envisagées. La première est d'utiliser la transformation de ces différentes fonctions de probabilités non paramétriques vers la fonction de probabilité gaussienne ou d'établir un nouveau modèle mathématique pour déterminer et redéfinir la propagation de l'incertitude provenant de différentes densités de probabilités non paramétriques.

Chapitre 5 - Conclusion et perspectives

Le raccordement au réseau électrique dans les régions éloignées constitue un défi pour les compagnies de production d'électricité. L'utilisation des sources d'énergie renouvelable et plus particulièrement les panneaux photovoltaïques (PV), les éoliennes (WT), les batteries de stockage de l'énergie et la production d'hydrogène est de plus en plus fréquente. Cependant, cette solution connaît certains problèmes, comme les phénomènes de dégradation de la pile à combustible (PàC) et de l'électrolyseur liés au nombre de cycles de démarrage/arrêt qui ont un impact direct sur la durée de vie du système. La réduction de leur dégradation pour garantir leur état de santé s'avère donc un facteur clé pour l'amélioration de la durée de vie de la PàC et de l'électrolyseur. À ces problèmes, il importe d'ajouter l'impact des zones géographiques et des conditions climatiques qui affectent également les paramètres d'opération des SHER. Dans le contexte des pays nordiques où les conditions hivernales sont sévères, le système PàC et électrolyseur doit opérer dans des conditions spéciales afin de maintenir un haut niveau de performance et d'améliorer la qualité de l'hydrogène produit par l'électrolyseur, tout en réduisant la dégradation accélérée dans le cas du fonctionnement à des températures proches du point de congélation. Ces problèmes ont mené à la proposition d'un SGE dont les objectifs sont la réduction de la dégradation de la PàC et de l'électrolyseur et la minimisation de la taille des batteries, tout en prenant en considération le fonctionnement à de basses températures. Finalement, cette solution démontre un énorme potentiel quant à la réduction des coûts d'implantation des SHER autonomes comme solution d'électrification dans les zones éloignées des pays nordiques.

Dans le cadre de ce projet de recherche, nous avons proposé un SGE stochastique pour les SHER autonomes avec production et stockage d'hydrogène qui s'appuie sur la logique floue. Cette approche a permis d'améliorer les décisions de commutation de la PàC et de l'électrolyseur et, par conséquent, d'augmenter la durée de vie des deux composants (PàC – électrolyseur) en réduisant le nombre de cycles démarrage/arrêt. Le SGE a assuré de bonnes conditions de fonctionnement de la PàC et de l'électrolyseur durant leurs commandes de commutation en diminuant la dégradation d'opération. Il a également permis une augmentation de l'efficacité globale du SHER. De plus, le nouveau SGE a anticipé les démarrages/arrêts de la PàC et de l'électrolyseur pour mieux préparer leurs paramètres

d'opération pour affronter les conditions hivernales. Finalement, le SGE stochastique a été évalué par simulation et validé à travers un banc d'essai spécifiquement conçu à l'Institut de recherche sur l'hydrogène pour représenter les SHER. Une analyse probabiliste utilisant la méthode Monte-Carlo a été utilisée pour évaluer la performance du SHER et les décisions prises par le SGE. Cette analyse a démontré qu'une réduction de la taille des batteries est possible grâce à l'utilisation des prévisions des SER et de la charge électrique, ainsi qu'à la propagation de leurs incertitudes sur la puissance nette du SHER. La validation expérimentale a également démontré le bon fonctionnement du SGE dans des conditions réelles. La performance du SGE a été bien adaptée aux différents profils de puissance nette pour chaque période météorologique de l'année, incluant la saison hivernale dont les particularités ont été testées à l'aide du banc d'essai.

Le développement d'une méthode de prévision stochastique qui relie les sources d'énergie renouvelable et la charge électrique apparaît comme première perspective à mes travaux de recherche pour améliorer la proposition actuelle du SGE stochastique étudié dans cette thèse. Dans cette perspective, la prévision de la puissance nette du bus à courant continu (CC) et son incertitude pourraient être déterminées à partir de modèles de prévisions météorologiques stochastiques combinés avec des modèles stochastiques de consommation électrique.

Une autre perspective serait l'application du SGE stochastique à l'architecture SHER : « multi-électrolyseurs », « multi-PàC » ou « multigénératrice à hydrogène ». Dans ce contexte, la sortie du SGE aurait deux ou trois niveaux de puissance électrique qui pourraient être choisis en fonction des puissances nominales de fonctionnement des électrolyseurs, des PàC ou des génératrices à hydrogène.

Finalement, la validation expérimentale de la méthode de la poursuite du point de puissance maximale sur la logique floue pour le cas de l'électrolyseur compléterait le système de gestion de l'énergie proposé dans cette thèse.

Annexes – Protocole expérimental

A.1 Système hybride à source d'énergie renouvelable (SHER)

Afin de valider le système de gestion de l'énergie (SGE) proposé dans cette thèse, nous avons construit un banc d'essai dans le but de déterminer la performance du SGE stochastique en temps réel pour le système hybride à source d'énergie renouvelable (SHER). Nous avons utilisé comme outil de validation la technique du « Hardware-in-the-Loop (HIL) ». La combinaison entre l'environnement virtuel avec les composants réels du système fait en sorte que le HIL apparaît comme une solution peu coûteuse, sécuritaire et simple pour évaluer les systèmes réels et leurs systèmes de contrôle [87-89]. La conception et le dimensionnement du banc d'essai ont été développés en fonction des ressources matérielles disponibles à l'Institut de recherche sur l'hydrogène (IRH). La mise à l'échelle d'un SHER autonome limité à la puissance maximale (30 W) des équipements (PàC et électrolyseur) a donc été le principal critère dans l'étape de conception et ultérieurement, de construction du banc d'essai. La figure A-1 représente le système HIL développé pour le SHER autonome.

A.1.1 Banc d'essai – caractéristiques

Dans notre cas particulier, un banc d'essai a été construit. Une pile à combustible (PàC), un électrolyseur PEM, un banc de batteries et deux convertisseurs CC-CC ont été inclus comme les composants réels du système HIL.

Le banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable utilise une source programmable à CC qui émule la puissance électrique d'une turbine éolienne et d'un panneau photovoltaïque. Une charge électronique programmable à CC émule également la puissance d'une charge électrique.

Une pile à combustible PEM (H-30) et un électrolyseur PEM (Hydrofill Pro) du fournisseur Horizon Fuel Cell ont été utilisés. La PàC peut fournir 30 W de puissance électrique avec 14 cellules et sa tension de sortie peut varier entre 8 V et 14 V. La PàC est équipée d'un contrôleur « Arduino-UNO ». Ce contrôleur surveille la température de la PàC, la vitesse des ventilateurs et l'opération de la valve de purge d'hydrogène [90].

L'électrolyseur PEM peut absorber 23 W de puissance électrique avec une tension d'entrée entre 10 V et 19 V. L'électrolyseur utilise de l'eau déminéralisée et peut consommer environ 20 ml/h. La pression de sortie d'hydrogène peut atteindre 2,8 MPaG (406 PSI).

La tension du bus à CC est la même que celle des batteries, c'est-à-dire une tension qui varie entre 23 V et 26 V et qui est fournie par deux batteries de 12 V connectées en série. La puissance maximale du banc d'essai SHER est fixée en 30 W. Cette puissance est définie en fonction de la puissance que peut fournir la PàC et la puissance que peut absorber l'électrolyseur PEM. Le banc d'essai et l'interface NI-LabVIEW utilisés dans l'essai sont présentés dans les figures A-2 et A-3. Les paramètres physiques du banc d'essai et les spécifications des équipements auxiliaires sont présentés au tableau A-1.

Tableau A-1 Spécifications du banc d'essai

Paramètres électriques
Charge électronique (IT 8512 120 V/30 A/300 W Itech) Source programmable (Xantrex XKW 33-33 120V/33A/1 kW) Capteurs du courant (HAS-50S Effet Hall) Convertisseur PàC (DCDC 12/24/50/1Q ZHAN) Relais état solide (SSRDC100 VDC12)
Batteries
Tension nominale (12 V) Capacité (C20, 18 Ah) Nombre de batteries (2) Type de batteries (plomb-acide)
Pile à combustible (H-30 Horizon 30 W)
Type d'électrolyte (PEM) Consommation d'hydrogène (0,42 L/min) Électrovalve d'entrée d'hydrogène (ASCO 24V) Électrovalve de purge d'hydrogène (6 V) Débitmètre (Omega, FMA-A2317)
Électrolyseur PEM (FCH-020 Horizon 23 W – Hydrosfill)
Type d'électrolyte (PEM) Capacité de génération d'hydrogène (au-dessus de 3 L/h) Qualité d'hydrogène (99,99 %) Système de stockage (cartouche d'hydrure métallique – Hydrostik)

A.1.2 Plateforme LabVIEW – Système d’acquisition, de commande et de contrôle

L’environnement virtuel du système HIL pour le SHER a été conçu sous la plateforme LabVIEW. Tous les signaux des capteurs de courant, de tension et les contrôles (relais CC) sont connectés aux boîtes d’acquisition et de commande SCB-68. Ces signaux sont ensuite envoyés vers une carte PCIe-6323 qui est connectée à un ordinateur de bureau. Le logiciel LabVIEW 2014 – 64 bits a été utilisé pour développer l’interface utilisateur principale et l’algorithme du SGE (figure A-4). Le SGE a été programmé, puis embarqué dans l’outil « Dessin logique floue » à l’intérieur du module « Contrôle et simulation » de LabVIEW (figure A-5). Les différentes structures du programme SGE stochastique conçu sur la plateforme LabVIEW sont ensuite présentées. Par exemple, le programme d’acquisition des données développé sur la plateforme NI est présenté à la figure A-6. De la même manière, le programme de contrôle de la source programmable à courant continu Xantrex XKW 33-33 120 V/33 A/1 kW et de la charge électronique programmable IT 8512 120 V/30 A/300 W sont respectivement présentés aux figures A-7 et A-8.

A.1.3 Fréquence d’échantillonnage

La plateforme conçue sur LabVIEW en utilisant la carte PCIe-6323 peut atteindre une fréquence d’échantillonnage de 250 kHz pour les entrées analogiques et de 719 kHz pour les sorties analogiques [91]. Puisque les temps de réponse peuvent varier de l’ordre des secondes aux minutes en fonction des composants du SHER, nous avons déterminé une fréquence d’échantillonnage basse de 1 Hz afin de ne pas épuiser la mémoire et les ressources informatiques de calcul de l’ordinateur. De plus, cette fréquence correspond bien à la durée des essais qui, dans notre cas, permet un archivage de 3 600 données par test d’une heure.

Le temps d’échantillonnage de 1 Hz détermine le temps d’exécution du SGE stochastique, ainsi que le temps de réponse d’activation des différents relais qui contrôlent les composants du SHER. La stabilité du banc d’essai SHER a été évaluée pour le temps de réponse du SGE et par les décisions prises par le contrôleur FL.

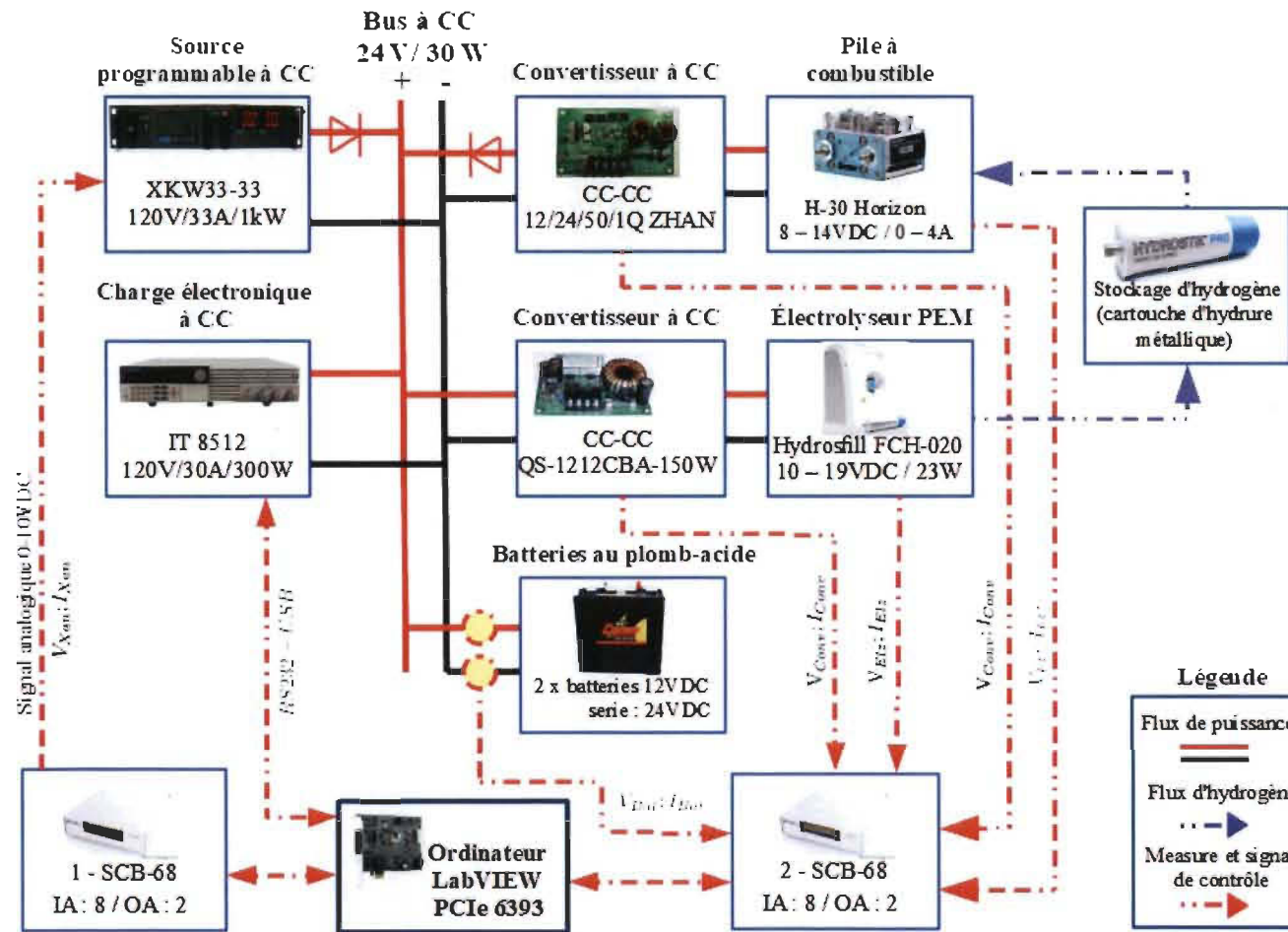


Figure A-1 Technique du « Hardware-in-the-Loop (HIL) » pour le système hybride à source d'énergie renouvelable



Figure A-2 Banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable : vue du dessus

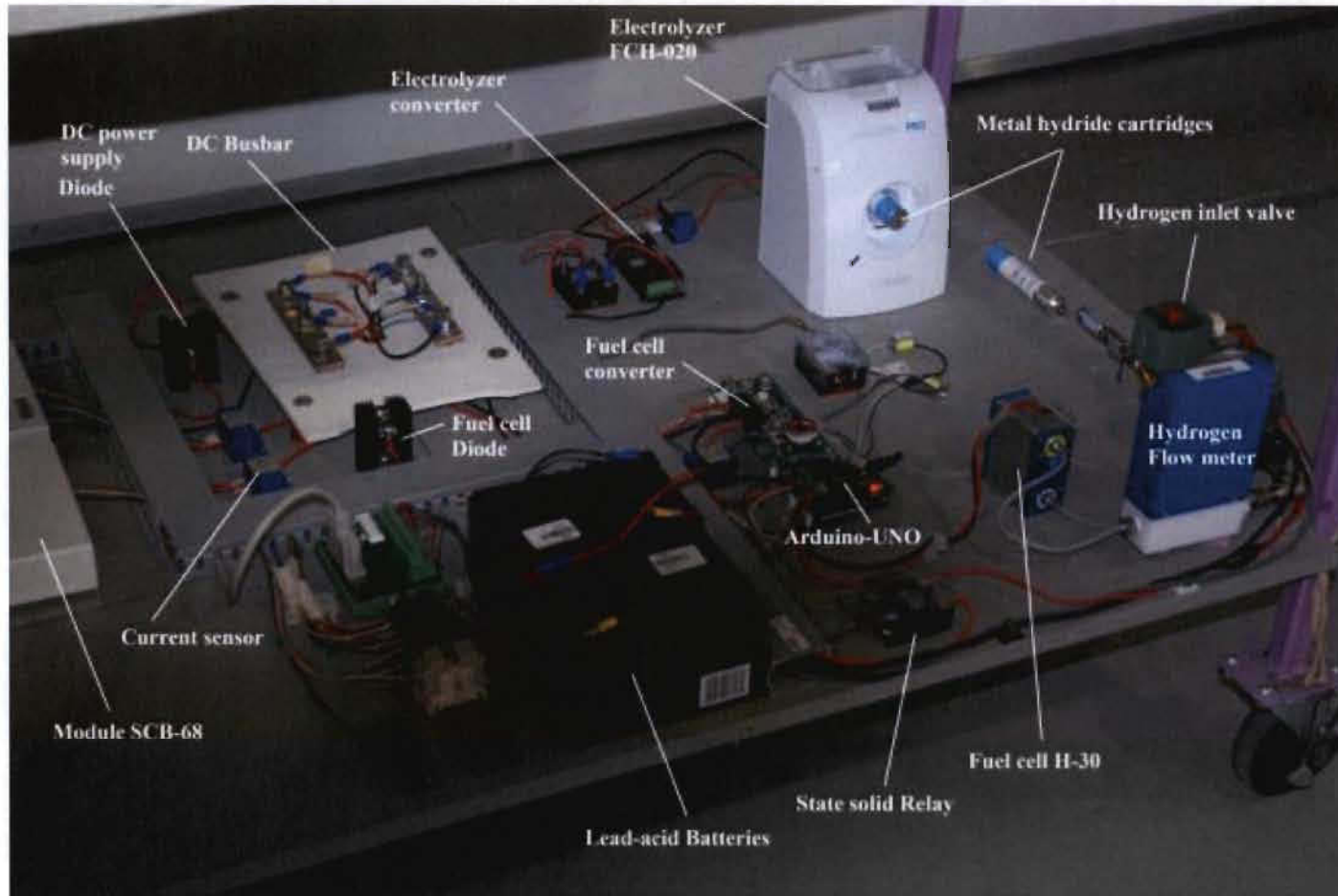


Figure A-3 Banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable : vue du dessous

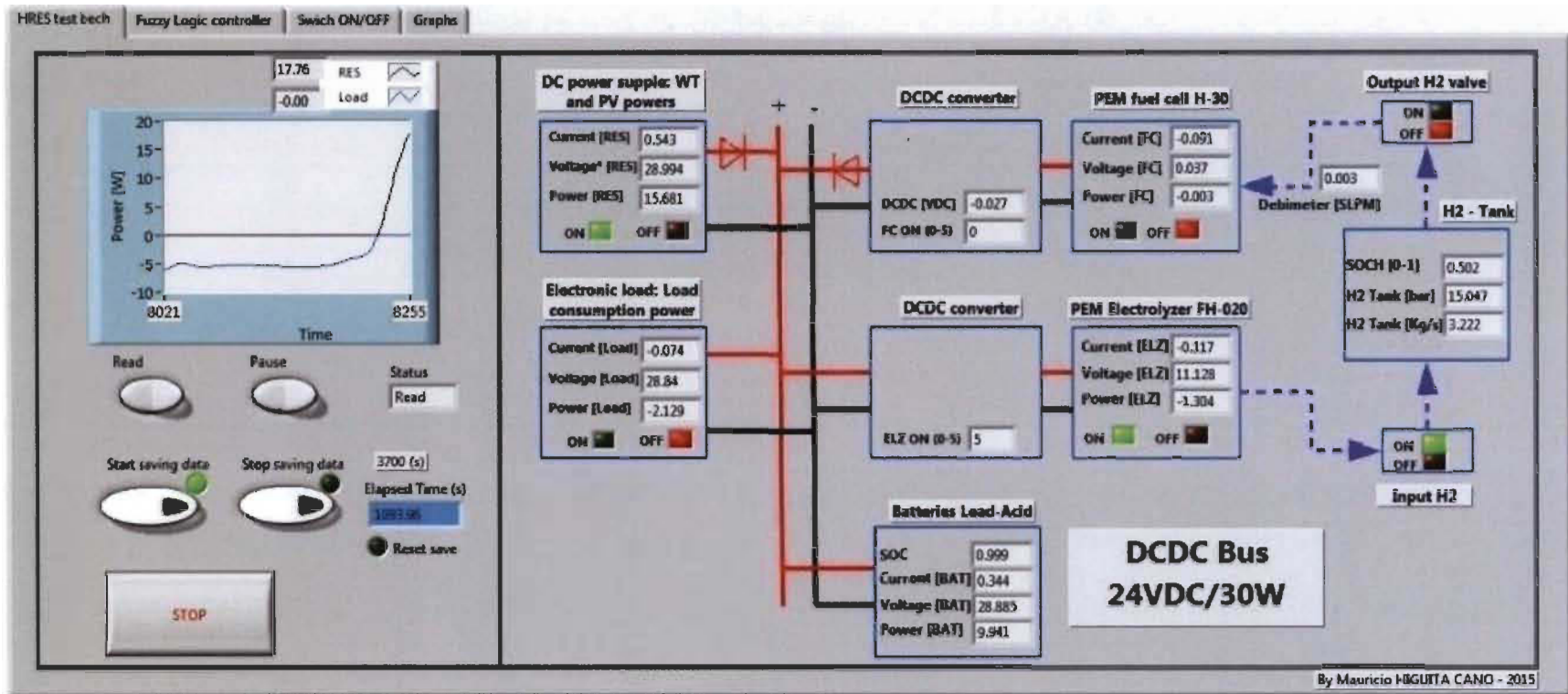


Figure A-4 Banc d'essai du système hybride à source d'énergie renouvelable : interface NI-LabVIEW

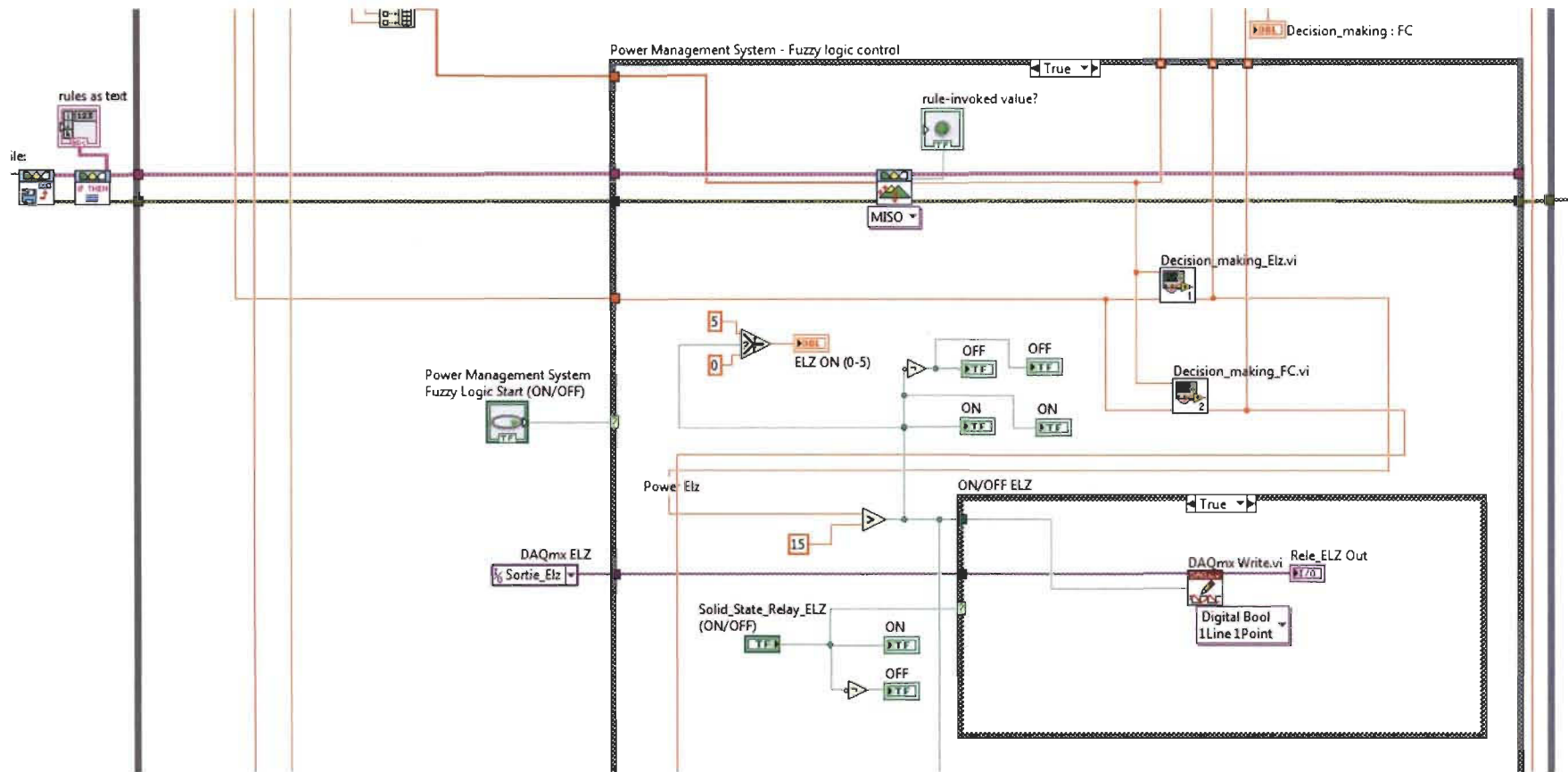


Figure A-5 Outil dessin de logique floue à l'intérieur du module de contrôle de et simulation de LabVIEW

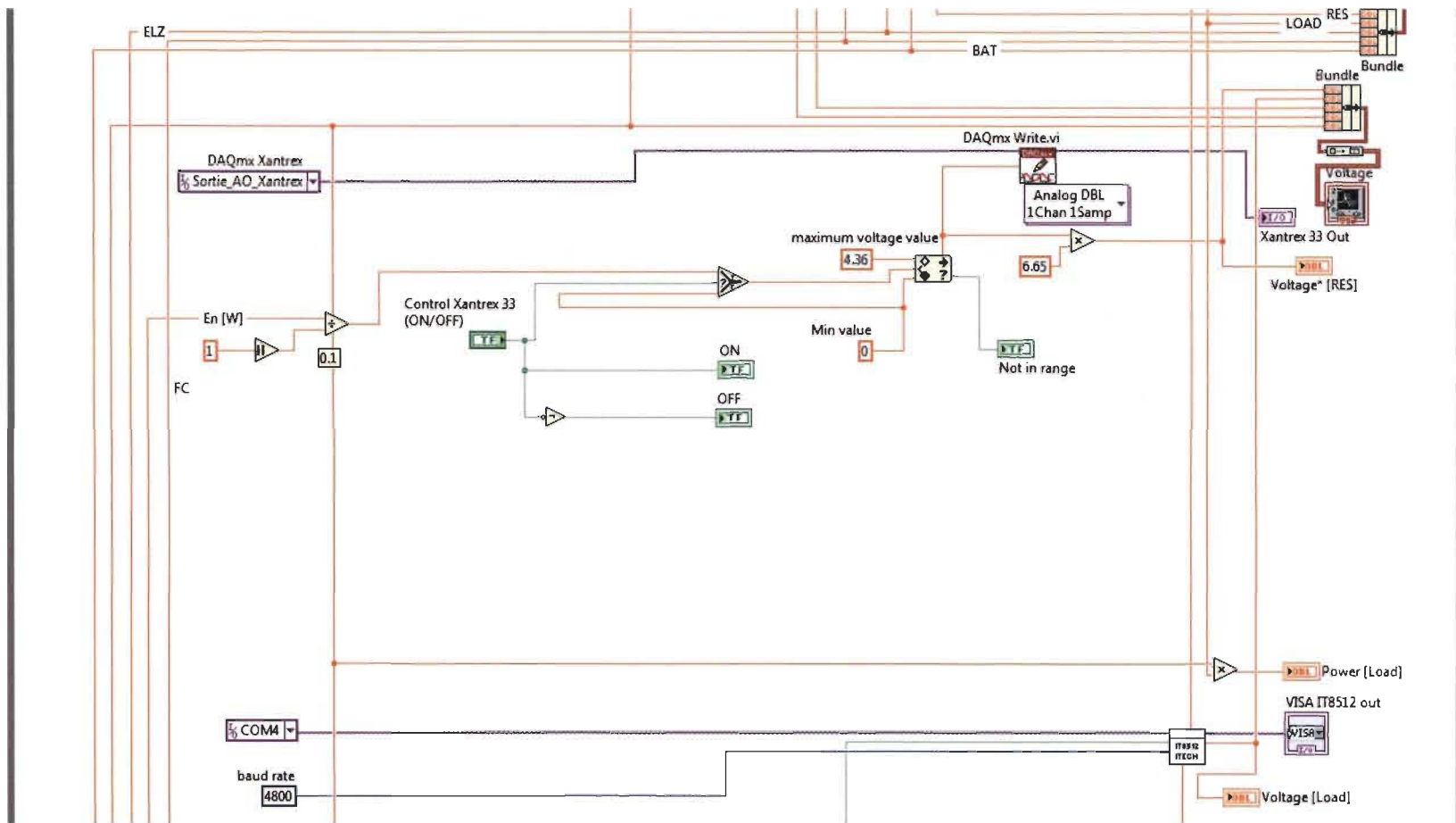


Figure A-7 Programme LabVIEW pour le contrôle de la source programmable Xantrex XKW 33-33 120 V/33 A/1 kW

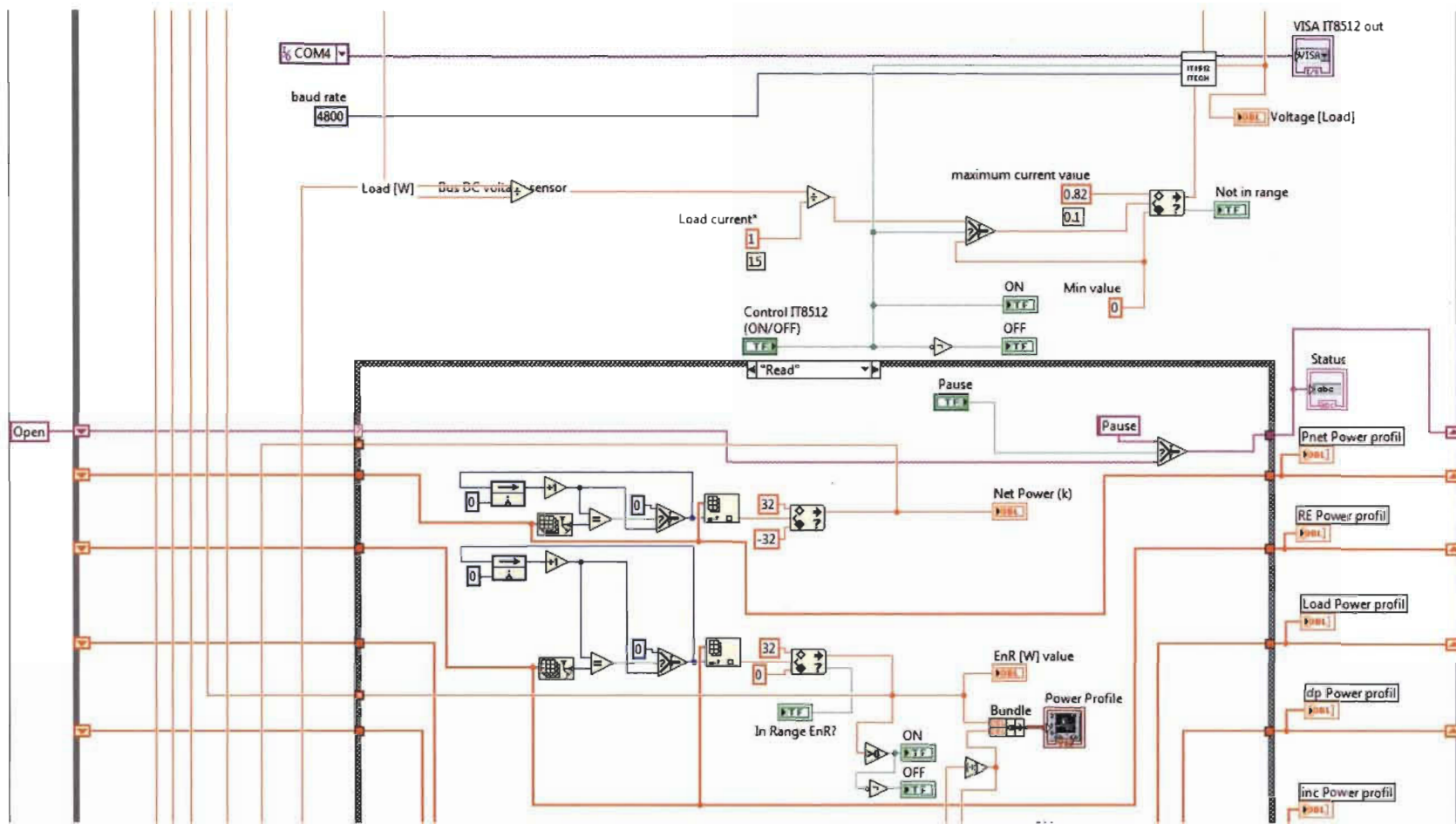


Figure A-8 Programme LabVIEW pour le contrôle d'une charge électronique programmable IT 8512 120 V/30 A/300W

A.1.4 Procédure expérimentale

Les étapes précédentes de conception et de construction du banc d'essai pour le SHER utilisent la technique du HIL. L'objectif de la procédure consiste à évaluer la performance et le fonctionnement du SGE en temps réel sous la plateforme LabVIEW. Après avoir vérifié que les environnements réels et virtuels, l'étalonnage des capteurs, le fonctionnement de chaque composant physique (PàC, électrolyseur, convertisseur, etc.) et l'acquisition des données soient prêts, il convient de considérer la procédure expérimentale. La figure A-9 présente un diagramme du flux du protocole expérimental. La première étape de ce protocole consiste à charger le profil de la puissance électrique (soit déterministe ou utilisant un profil probabiliste généré) dans le programme LabVIEW. À la suite de l'exécution de l'essai et de l'acquisition de données, l'étape finale consiste à l'analyse des données puis, finalement, à la validation de l'algorithme de gestion.

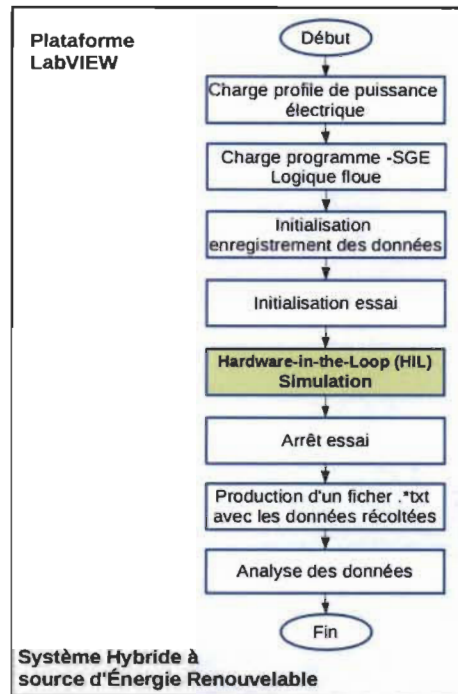


Figure A-9 Diagramme du flux de la procédure expérimentale dans le banc d'essai du SHER

A.2 Pile à combustible PEM de type atmosphérique

Un modèle thermique de pile à combustible (PàC) a été développé dans ce projet de thèse. Ce modèle thermique servira à la conception d'un système de gestion de l'énergie (SGE) ou de contrôle local visant le maintien de la PàC à des conditions optimales de fonctionnement. Un banc d'essai a été conçu afin de valider expérimentalement ce nouveau modèle thermique pour une pile à combustible de type atmosphérique [92].

A.2.1 Banc d'essai – Caractéristiques

La figure A-10 illustre la disposition du banc d'essai pour la PàC et les différentes connexions avec les auxiliaires liés au fonctionnement de la pile d'hydrogène PEM Horizon H-1000.

La pile de type atmosphérique est une pile à hydrogène fonctionnant avec de l'oxygène tiré de l'air ambiant. Cette pile est fabriquée par la compagnie Horizon Fuel Cell⁸. Elle possède un contrôleur SCU (System Unit Control) qui effectue le contrôle de tous les paramètres tels que la tension de la pile, la tension des ventilateurs (quatre ventilateurs à l'arrière de la pile qui permettent d'assurer le refroidissement de la pile et de forcer en même temps l'entrée d'air pour la réaction chimique), une valve ON/OFF d'accès d'hydrogène et une valve de purge de vapeur d'eau. Les deux variables à contrôler dans notre processus sont le courant de la charge de la pile et la pression d'entrée de l'hydrogène [93].

Une charge programmable nous permet de tirer un certain courant de la pile et de couvrir ainsi une plage de fonctionnement entre 0 à 29 ampères. La charge programmable à CC « Dynaload séries WCL488 water cooled » est l'appareil qui émule la charge résistive.

Deux détendeurs de pression sont chargés de faire la régulation de la pression de sortie de la bouteille d'hydrogène vers l'alimentation de la PàC. La pression d'entrée au premier régulateur est de l'ordre de 2 500 psi et la pression de sortie régulée est de 45 psi. Ensuite, la pression d'entrée du deuxième régulateur est de l'ordre de 45 psi et est régulée à la pression d'alimentation de la PàC, qui peut varier de 2,9 psi (0,2 bar) à 8,7 psi (0,6 bar), ce qui correspond à la pression maximale d'entrée de la pile.

Un débitmètre permet de mesurer la quantité d'hydrogène consommée à l'entrée de la pile Horizon.

Deux électrovalves de contrôle, une d'accès ou d'entrée d'hydrogène et l'autre de purge d'hydrogène, qui permettent l'élimination du mélange de vapeur d'eau et de l'eau de la pile Horizon, sont utilisées. Ces valves sont commandées par le contrôle industriel fourni par le

⁸ <http://www.horizonfuelcell.com/>

fabricant de la PàC (SCU). Les paramètres physiques du banc d'essai ainsi que les spécifications sont présentés au tableau A-2.

Tableau A-2 Spécifications du banc d'essai de la PàC atmosphérique

Paramètres électriques
Charge électronique (Dynaload series WCL488 Water Cooled) Source de courant continu (TENMA Model 728141 Input: 120 VAC 60 Hz) Capteurs de courant PàC (L08P100D15 Effet Hall) Capteurs de courant ventilateur (L08P100D15 Effet Hall) Électrovalve de purge d'hydrogène (ON/OFF 12 VDC-0 VDC)
Pression d'hydrogène
Détendeur de pression (Model 44-2260-242-017 TESCOM; 17,24 à 0,31 MPa) Détendeur de pression (Model 44-2260-242-017 TESCOM; 0,31 à 0,05 MPa)
Flux
Débitmètre (Omega, modele FMA-23 A) Qualité d'hydrogène (Praxair HY5.0SP 99 999 %)
Température et humidité
Capteur de température (Thermistances NTC MF51E) Capteur de température d'hydrogène (Omega CLAD XL type K) Capteur d'humidité (HIH-4000-003)

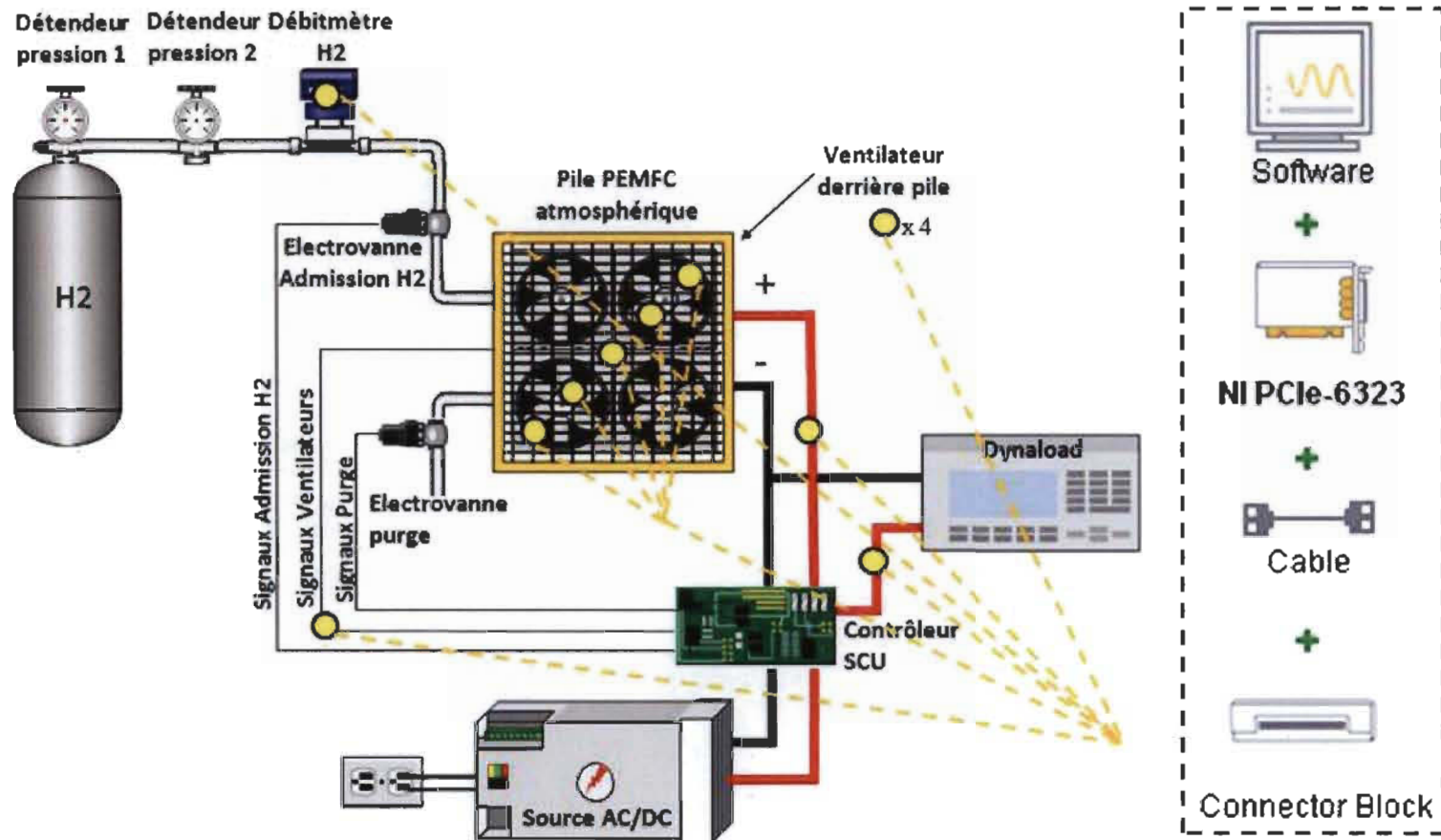


Figure A-10 Système de pile hydrogène PEM de type atmosphérique Horizon série H-1000 : schéma des connexions

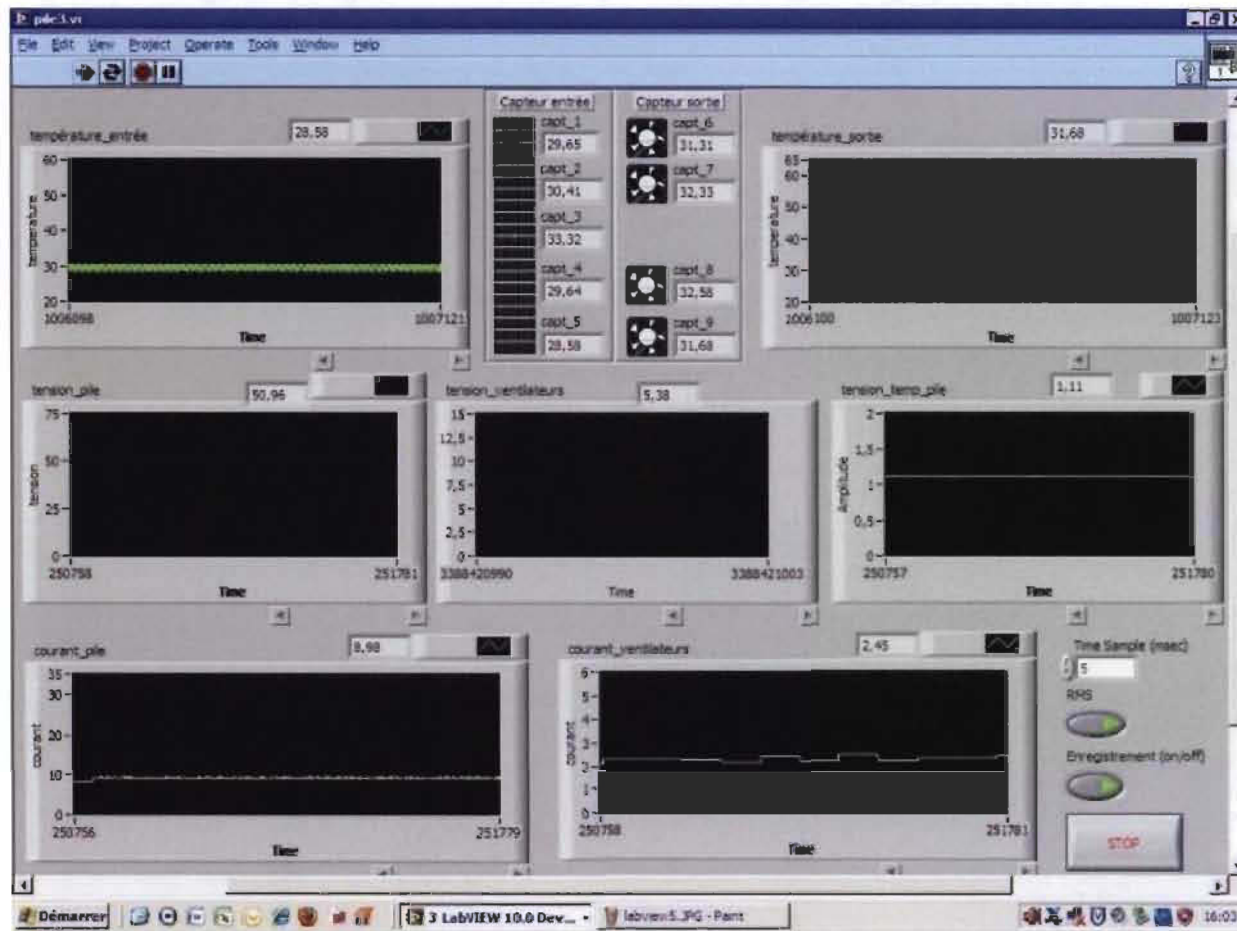


Figure A-11 Système de pile hydrogène PEM de type atmosphérique Horizon série H-1000 : interface NI-LabVIEW



Figure A-12 Système de pile hydrogène PEM de type atmosphérique Horizon série H-1000 : vue du banc d'essai

A.2.2 Plateforme LabVIEW – Système d’acquisition

Tous les capteurs sont connectés à des boîtes d’acquisition et de commande SCB-68. Les signaux des capteurs sont ensuite envoyés vers une carte PCIe-6323 elle-même connectée à un ordinateur de bureau.

A.2.3 Procédure expérimentale

Une procédure expérimentale simple a été développée sur la plateforme LabVIEW. La figure A-13 présente un diagramme du flux du protocole expérimental. La première étape du protocole consiste à charger le profil du courant électrique dans la plateforme LabVIEW. À la suite de l’exécution de l’essai et de l’acquisition de données, l’étape finale consiste à faire l’analyse des données puis, finalement, la validation du modèle thermique de la PàC.

A.2.4 Fréquence d’échantillonnage

La plateforme conçue sur LabVIEW en utilisant la carte PCIe-6323 peut atteindre une fréquence d’échantillonnage entre 250 kHz et 719 kHz pour les entrées/sorties analogiques [91]. En raison de la lente dynamique thermique de la PàC qui est de l’ordre des secondes aux minutes, nous avons fixé une fréquence d’échantillonnage de 5 secondes afin de ne pas épuiser la mémoire et les ressources informatiques de calcul de l’ordinateur. La durée des essais, prévue à une demi-heure, permet donc l’archivage de 360 données par test.

Dans ce cas particulier, la plateforme LabVIEW a été utilisée comme système d’acquisition de données. Les valeurs comme la température, la tension et le courant ont été traitées et emmagasinées sur un fichier .txt pour une analyse ultérieure.

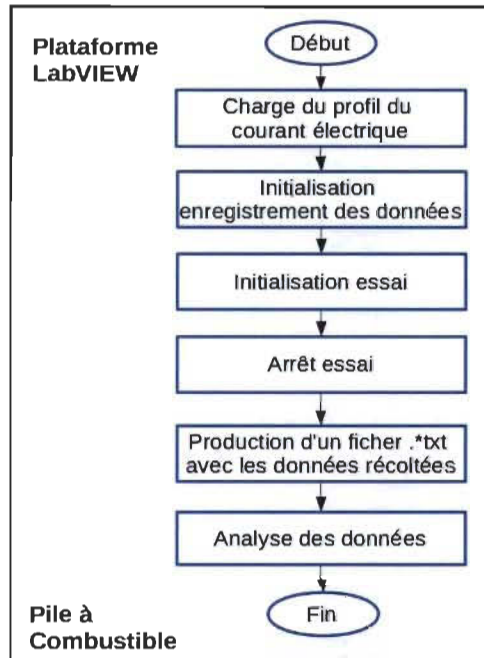


Figure A-13 Diagramme du flux de la procédure expérimentale de la pile à combustible

Références bibliographiques

- [1] H. B. Ahmed, B. Multon, and Y. Thiaux. (10 févr. 2011). *Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité*. Available: <http://www.techniques-ingenieur.fr/>
- [2] H. B. Ahmed, B. Multon, and Y. Thiaux. (10 févr. 2011). *Systèmes électriques pour énergies renouvelables*. Available: <http://www.techniques-ingenieur.fr/>
- [3] N. Mousseau, *L'avenir du Québec passe par l'indépendance énergétique*. 2009.
- [4] S. Jebaraj and S. Iniyar, "A review of energy models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, no. 4, pp. 281-311, 2006.
- [5] S. S. Deshmukh and R. F. Boehm, "Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 9, pp. 2301-2330, 2008.
- [6] M. H. Nehrir *et al.*, "A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, no. 4, pp. 392-403, 2011.
- [7] P. Bajpai and V. Dash, "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 2926-2939, 2012.
- [8] A. Bilodeau and K. Agbossou, "Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications," *Journal of Power Sources*, vol. 162, no. 2, pp. 757-764, 2006.
- [9] M. Calderón, A. J. Calderón, A. Ramiro, J. F. González, and I. González, "Evaluation of a hybrid photovoltaic-wind system with hydrogen storage performance using exergy analysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 5751-5762, 2011.
- [10] S. Kelouwani, K. Agbossou, and R. Chahine, "Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage," *Journal of Power Sources*, vol. 140, no. 2, pp. 392-399, 2005.
- [11] A. Chávez-Ramírez *et al.*, "A hybrid power plant (Solar–Wind–Hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in Mexico," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 6, pp. 2641-2655, 2013.
- [12] G. Gahleitner, "Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 5, pp. 2039-2061, 2013.
- [13] G. Giannakoudis, A. I. Papadopoulos, P. Seferlis, and S. Voutetakis, "Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 872-891, 2010.
- [14] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides, "Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy

- sources and hydrogen storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7081-7095, 2009.
- [15] E. Dursun and O. Kilic, "Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 81-89, 2012.
- [16] R. Carapellucci and L. Giordano, "Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 3, pp. 2081-2093, 2012.
- [17] H. Tang, Z. Qi, M. Ramani, and J. F. Elter, "PEM fuel cell cathode carbon corrosion due to the formation of air/fuel boundary at the anode," *Journal of Power Sources*, vol. 158, no. 2, pp. 1306-1312, 2006.
- [18] Ø. Ulleberg, "Stand-alone power systems for the future: optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems," *NTNU, Trondheim, Norvège*, 1998.
- [19] Ø. Ulleberg, "Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 1, pp. 21-33, 2003.
- [20] Ø. Ulleberg, "The importance of control strategies in PV-hydrogen systems," *Solar Energy*, vol. 76, no. 1, pp. 323-329, 2004.
- [21] Ø. Ulleberg, T. Nakken, and 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*, vol. 35, no. 5, pp. 1841-1852, 2010.
- [22] H. Miland and Ø. Ulleberg, "Testing of a small-scale stand-alone power system based on solar energy and hydrogen," *Solar Energy*, vol. 86, no. 1, pp. 666-680, 2012.
- [23] J. Wu *et al.*, "A review of PEM fuel cell durability: Degradation mechanisms and mitigation strategies," *Journal of Power Sources*, vol. 184, no. 1, pp. 104-119, 2008.
- [24] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901-4934, 2013.
- [25] O. Hafez and K. Bhattacharya, "Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids," *Renewable Energy*, vol. 45, pp. 7-15, 9// 2012.
- [26] J. A. Fedock, "Low temperature polymer electrolyte fuel cell performance degradation," 2008.
- [27] K. Jiao, I. E. Alaefour, G. Karimi, and X. Li, "Cold start characteristics of proton exchange membrane fuel cells," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 18, pp. 11832-11845, 2011.
- [28] D. Bessarabov, H. Wang, H. Li, and N. Zhao, *PEM electrolysis for hydrogen production: principles and applications*. CRC Press, 2016.

- [29] A. Anouar, "Évaluation et contrôle d'un système hybride à énergies renouvelables pour un site isolé," Université du Québec à Trois-Rivières, 2003.
- [30] S. D. Knights, K. M. Colbow, J. St-Pierre, and D. P. Wilkinson, "Aging mechanisms and lifetime of PEFC and DMFC," *Journal of Power Sources*, vol. 127, no. 1–2, pp. 127-134, 3/10/ 2004.
- [31] G. R. Mine, "ecoENERGY Innovation Initiative Demonstration Component " Glencore RAGLAN Mine2016, Available: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/funding/current-funding-programs/eii/16662>.
- [32] A. Borghetti *et al.*, "Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources," *Systems Journal, IEEE*, vol. 4, no. 3, pp. 313-322, 2010.
- [33] F. Zhang, K. Thanapalan, A. Procter, S. Carr, J. Maddy, and G. Premier, "Power management control for off-grid solar hydrogen production and utilisation system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 11, pp. 4334-4341, 2013.
- [34] D. Ipsakis *et al.*, "Energy management in a stand-alone power system for the production of electrical energy with long term hydrogen storage," vol. 25, ed, 2008, pp. 1125-1130.
- [35] M. Calderón, A. J. Calderón, A. Ramiro, and J. F. González, "Automatic management of energy flows of a stand-alone renewable energy supply with hydrogen support," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2226-2235, 2010.
- [36] L. Miguel, "Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unite de production isolée.," École Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes », Université Paris Sud-Paris XI, 2008.
- [37] T. Zhou, "Commande et Supervision Energétique d'un Générateur Hybride Actif Eolien incluant du Stockage sous forme d'Hydrogène et des Super-Condensateurs pour l'Intégration dans le Système Electrique d'un Micro Réseau," 2009.
- [38] Q. Cai, D. J. L. Brett, D. Browning, and N. P. Brandon, "A sizing-design methodology for hybrid fuel cell power systems and its application to an unmanned underwater vehicle," *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 19, pp. 6559-6569, 2010.
- [39] 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).", Faculté des Sciences et Techniques, Université de Corse-Pascal Paoli, 2011.
- [40] D. a. Cartes and S. K. Srivastava, "A Multi-agent Based Algorithm for Ring-structured Shipboard Power System Reconfiguration," in *2005 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics* vol. 1, ed: IEEE, pp. 530-535.
- [41] T. Nagata, H. Watanabe, M. Ohno, and H. Sasaki, "A multi-agent approach to power system restoration," in *PowerCon 2000. 2000 International Conference on*

- Power System Technology. Proceedings (Cat. No.00EX409)* vol. 3, ed: IEEE, 2000, pp. 1551-1556.
- [42] Z. Yang, C. Ma, J. Q. Feng, Q. H. Wu, S. Mann, and J. Fitch, "A Multi-Agent Framework for Power System Automation," vol. 1, pp. 39-45, 2006.
- [43] A. L. Dimeas and N. D. Hatziargyriou, "Operation of a Multiagent System for Microgrid Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1447-1455, 2005.
- [44] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, and M. Moghavvemi, "Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 821-835, 9// 2016.
- [45] V. Dash and P. Bajpai, "Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic-fuel cell-battery hybrid system," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 9, pp. 68-80, 3// 2015.
- [46] J. P. Torreglosa, P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramirez, and F. Jurado, "Control based on techno-economic optimization of renewable hybrid energy system for stand-alone applications," *Expert Systems with Applications*, vol. 51, pp. 59-75, 6/1/ 2016.
- [47] S. Nasri, B. S. Sami, and A. Cherif, "Power management strategy for hybrid autonomous power system using hydrogen storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 2, pp. 857-865, 1/12/ 2016.
- [48] C. Bordin, H. O. Anuta, A. Crossland, I. L. Gutierrez, C. J. Dent, and D. Vigo, "A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration," *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 417-430, 2// 2017.
- [49] L. Valverde, F. Rosa, C. Bordons, and J. Guerra, "Energy Management Strategies in hydrogen Smart-Grids: A laboratory experience," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 31, pp. 13715-13725, 8/17/ 2016.
- [50] A. Brka, G. Kothapalli, and Y. M. Al-Abdeli, "Predictive power management strategies for stand-alone hydrogen systems: Lab-scale validation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 32, pp. 9907-9916, 8/24/ 2015.
- [51] M. R. Basir Khan, R. Jidin, and J. Pasupuleti, "Multi-agent based distributed control architecture for microgrid energy management and optimization," *Energy Conversion and Management*, vol. 112, pp. 288-307, 3/15/ 2016.
- [52] G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, and F. Spagnolo, "A study on the energy management in domestic micro-grids based on Model Predictive Control strategies," *Energy Conversion and Management*, vol. 102, pp. 50-58, 9/15/ 2015.
- [53] S. Abedi, A. Alimardani, G. B. Gharehpetian, G. H. Riahy, and S. H. Hosseini, "A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 3, pp. 1577-1587, 4// 2012.

- [54] P. García, J. P. Torreglosa, L. M. Fernández, and F. Jurado, "Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 33, pp. 14146-14158, 11/4/ 2013.
- [55] I. Abadlia, T. Bahi, and H. Bouzeria, "Energy management strategy based on fuzzy logic for compound RES/ESS used in stand-alone application," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 38, pp. 16705-16717, 10/15/ 2016.
- [56] O. Erdinc *et al.*, "Experimental performance assessment of an online energy management strategy for varying renewable power production suppression," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 6, pp. 4737-4748, 3// 2012.
- [57] A. U. Chávez-Ramírez *et al.*, "A hybrid power plant (Solar–Wind–Hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in Mexico," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 6, pp. 2641-2655, 2/27/ 2013.
- [58] J. S. Martínez *et al.*, "Experimental validation of a type-2 fuzzy logic controller for energy management in hybrid electrical vehicles," *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 26, no. 7, pp. 1772-1779, 2013.
- [59] S. K. Raju and G. Pillai, "Design and implementation of type-2 fuzzy logic controller for DFIG-based wind energy systems in distribution networks," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 345-353, 2016.
- [60] K. R. Suraparaju and G. Pillai, "Type 2 fuzzy logic–based robust control strategy for power sharing in microgrids with uncertainties in operating conditions," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 27, no. 4, 2017.
- [61] N. Altin, "Single phase grid interactive PV system with MPPT capability based on type-2 fuzzy logic systems," in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2012 International Conference on*, 2012, pp. 1-6.
- [62] M. G. Ierapetritou, J. Acevedo, and E. N. Pistikopoulos, "An optimization approach for process engineering problems under uncertainty," *Computers & Chemical Engineering*, vol. 20, no. 6–7, pp. 703-709, 1996.
- [63] B. M. Ayyub and G. J. Klir, *Uncertainty modeling and analysis in engineering and the sciences*. CRC Press, 2006.
- [64] R. Hossain, A. M. T. Ooa, and A. Alia, "Historical weather data supported hybrid renewable energy forecasting using artificial neural network (ANN)," *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 1035-1040, 2012.
- [65] X. Zhao, S. Wang, and T. Li, "Review of evaluation criteria and main methods of wind power forecasting," *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 761-769, 2011.
- [66] B. Tudu, K. K. Mandal, and N. Chakraborty, "Modeling and design of hybrid energy system considering degradation and emission," in *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, 2015, pp. 349-354.

- [67] O. Erdinc and M. Uzunoglu, "A new perspective in optimum sizing of hybrid renewable energy systems: Consideration of component performance degradation issue," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 14, pp. 10479-10488, 7// 2012.
- [68] B. Guinot, Y. Bultel, F. Montignac, D. Riu, E. Pinton, and I. Noirot-Le Borgne, "Economic impact of performances degradation on the competitiveness of energy storage technologies – Part 1: Introduction to the simulation-optimization platform ODYSSEY and elements of validation on a PV-hydrogen hybrid system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 35, pp. 15219-15232, 11/22/ 2013.
- [69] P. Millet, A. Ranjbari, F. De Guglielmo, S. Grigoriev, and F. Auprêtre, "Cell failure mechanisms in PEM water electrolyzers," *international journal of hydrogen energy*, vol. 37, no. 22, pp. 17478-17487, 2012.
- [70] M. Jourdan, H. Mounir, and A. E. Marjani, "Compilation of factors affecting durability of Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)," in *2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2014, pp. 542-547.
- [71] R. Borup *et al.*, "Scientific aspects of polymer electrolyte fuel cell durability and degradation," *Chemical reviews*, vol. 107, no. 10, pp. 3904-3951, 2007.
- [72] T. Matsuura, J. B. Siegel, J. Chen, and A. G. Stefanopoulou, "Multiple degradation phenomena in polymer electrolyte fuel cell operation with dead-ended anode," in *ASME 2011 9th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology collocated with ASME 2011 5th International Conference on Energy Sustainability*, 2011, pp. 127-135: American Society of Mechanical Engineers.
- [73] F. De Bruijn, V. Dam, and G. Janssen, "Review: durability and degradation issues of PEM fuel cell components," *Fuel cells*, vol. 8, no. 1, pp. 3-22, 2008.
- [74] P. Rama, R. Chen, and J. Andrews, "A review of performance degradation and failure modes for hydrogen-fuelled polymer electrolyte fuel cells," *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 222, no. 5, pp. 421-441, 2008.
- [75] J. Koponen, "Review of water electrolysis technologies and design of renewable hydrogen production systems," 2015.
- [76] K. Jiao and X. Li, "Water transport in polymer electrolyte membrane fuel cells," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 37, no. 3, pp. 221-291, 2011.
- [77] G. Cau, D. Cocco, M. Petrollese, S. Knudsen Kær, and C. Milan, "Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system," *Energy Conversion and Management*, vol. 87, no. 0, pp. 820-831, 2014.
- [78] S. Kreitmeier, "Local degradation of the membrane and catalyst support in polymer electrolyte fuel cells," Diss., Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, Nr. 20976, 2013, 2013.

- [79] M. Oszcipok, D. Riemann, U. Kronenwett, M. Kreideweis, and M. Zedda, "Statistic analysis of operational influences on the cold start behaviour of PEM fuel cells," *Journal of power sources*, vol. 145, no. 2, pp. 407-415, 2005.
- [80] S. Kim and M. Mench, "Physical degradation of membrane electrode assemblies undergoing freeze/thaw cycling: Micro-structure effects," *Journal of Power Sources*, vol. 174, no. 1, pp. 206-220, 2007.
- [81] S. Kim, B. K. Ahn, and M. Mench, "Physical degradation of membrane electrode assemblies undergoing freeze/thaw cycling: Diffusion media effects," *Journal of Power Sources*, vol. 179, no. 1, pp. 140-146, 2008.
- [82] M. Luo, C. Huang, W. Liu, Z. Luo, and M. Pan, "Degradation behaviors of polymer electrolyte membrane fuel cell under freeze/thaw cycles," *international journal of hydrogen energy*, vol. 35, no. 7, pp. 2986-2993, 2010.
- [83] G. RUBINO and B. TUFFIN, "Simulations et méthodes de Monte Carlo," in "Probabilités et statistique " Techniques de l'ingénieur 01/10/2007, Available: <http://www.techniques-ingenieur.fr/>.
- [84] K. Ettahir, L. Boulon, M. Becherif, K. Agbossou, and H. S. Ramadan, "Online identification of semi-empirical model parameters for PEMFCs," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 36, pp. 21165-21176, 2014.
- [85] O. Fakorede, Z. Feger, H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, and C. Masson, "Ice protection systems for wind turbines in cold climate: characteristics, comparisons and analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 662-675, 2016.
- [86] C. Arbez, K. Tete, A. Amosse, J.-B. Boucher, and H. Ibrahim, "Met mast configuration and choice of sensors in cold climate conditions," *Measurement*, vol. 95, pp. 156-165, 2017.
- [87] M. Mauri, F. C. Dezza, and G. Marchegiani, "Hardware in the Loop (HIL) test bench for small-scale Distributed Generation systems," in *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*, 2008, pp. 2177-2182.
- [88] J. Jin-Hong *et al.*, "Development of Hardware In-the-Loop Simulation System for Testing Operation and Control Functions of Microgrid," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 12, pp. 2919-2929, 2010.
- [89] M. Steurer, F. Bogdan, W. Ren, M. Sloderbeck, and S. Woodruff, "Controller and Power Hardware-In-Loop Methods for Accelerating Renewable Energy Integration," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, 2007, pp. 1-4.
- [90] H. F. C. Technologies, "H-30 Fuel Cell Stack user Manuel V2.4," 2011.
- [91] N. Instruments, "Device specifications NI 6323 X series data acquisition," 2015, Available: ni.com/manuals.
- [92] M. Higueta Cano, S. Kelouwani, K. Agbossou, and Y. Dubé, "Free air breathing proton exchange membrane fuel cell: Thermal behavior characterization near

freezing temperature," *Journal of Power Sources*, vol. 246, no. 0, pp. 650-658, 2014.

- [93] H. F. C. Technologies, "H-1000 Fuel Cell Stack User Manuel V1.3," ed, 2009.