



HAL
open science

Intérêt du vecteur et stockage d'hydrogène dans l'exploitation des parcs éoliens

Abdoulaye Koita

► **To cite this version:**

Abdoulaye Koita. Intérêt du vecteur et stockage d'hydrogène dans l'exploitation des parcs éoliens. Energie électrique. Normandie Université, 2021. Français. NNT : 2021NORMLH30 . tel-03651739

HAL Id: tel-03651739

<https://theses.hal.science/tel-03651739>

Submitted on 26 Apr 2022

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

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



Normandie Université

THÈSE

Pour obtenir le diplôme de doctorat

Spécialité **GENIE ELECTRIQUE**

Préparée au sein de l'Université Le Havre Normandie

Intérêt du vecteur et stockage hydrogène dans l'exploitation des parcs éoliens

Présentée et soutenue par
ABDOULAYE KOITA

Thèse soutenue le 25/10/2021
devant le jury composé de

M. OCTAVIAN CUREA	DOCTEUR (HDR), EC SUP DES TECHNO INDUST AVANC (ESTIA)	Rapporteur du jury
M. SERGE PIERFEDERICI	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE DE LORRAINE	Rapporteur du jury
M. JEAN-CHARLES LE BUNETEL	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE TOURS	Membre du jury
M. ALIREZA PAYMAN	MAÎTRE DE CONFERENCES, UNIVERSITE LE HAVRE NORMANDIE	Membre du jury
M. NICOLAS UGALDE-LASCORZ	DIRECTEUR GENERAL, VDN	Membre du jury
M. MOHAMED MACHMOUM	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE NANTES	Président du jury
M. BRAYIMA DAKYO	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE LE HAVRE NORMANDIE	Directeur de thèse
M. DANIEL HISSEL	PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE BESANCON FRANCHE COMTE	Co-directeur de thèse

Thèse dirigée par **BRAYIMA DAKYO** et **DANIEL HISSEL**, Groupe de Recherche en
Electronique et Automatique du Havre



**Interêt du vecteur et stockage Hydrogène dans
l'exploitation des parcs éoliens**

**Présentée et soutenue par
Abdoulaye KOITA**

Résumé

Résumé

Ce travail a porté sur l'étude de l'intérêt et stockage Hydrogène dans l'exploitation des parcs éoliens. Afin d'apprécier les hypothèses initiales par rapport aux parcs éoliens, aux systèmes de stockage, aux techniques de modélisation, aux outils de simulation et aux indicateurs économiques pouvant permettre de faire une analyse comparative entre les différents systèmes ou scénarios énergétiques, une analyse bibliographique sur plus de 150 documents a été réalisées.

Par la suite, un système composé d'un parc éolien, d'un système d'électrolyseur de type PEM, d'un système de Pile à combustible de type PEM, du réseau électrique et des réservoirs pour hydrogène et oxygène été considéré.

Afin de valider les modèles, les structures et les stratégies de commande développées, six (6) scénarios ont fait l'objet d'étude. Naturellement à commencer par la situation ou système éolien est couplé directement au réseau électrique unique (1). Ce scénario est considéré comme la référence, il va permettre d'apprécier la situation dite normale des parcs éoliens; l'éolien couplé à l'électrolyseur(2) ; l'éolien et le réseau électrique couplés à l'électrolyseur sans contrainte sur le prix de l'électricité du réseau électrique (3); l'éolien et le réseau électrique couplé à l'électrolyseur avec contrainte sur le prix de l'électricité du réseau électrique (4) ; l'éolien associé à la pile à combustible assurent la fourniture d'une puissance constante au réseau électrique et l'excédent de la production éolienne est utilisée pour produire de l'hydrogène(5) et afin l'éolien associé à la pile à combustible assurent la fourniture d'une puissance constante au réseau électrique entre 18h-20h et en dehors de ce créneau, l'éolien et réseau électrique s'associent pour alimenter l'électrolyseur à sa puissance nominale à condition que le prix de l'électricité sur le réseau électrique soit inférieur à un seuil(40 €/MWh)(6).

Résumé

L'étude de ces scénarios a permis de valider les modèles développés et a montré la flexibilité qu'apporte le stockage hydrogène dans l'exploitation des parcs éoliens.

En dernière position, une analyse comparative sur la base économique utilisant le LCOE (Levelized Cost Of Energy) a été faite sur ces scénarios et permis de donner des orientations sur le choix à faire face à la situation considérée.

Abstract

This work focused on studying the interest and storage of Hydrogen in the operation of wind farms. In order to assess the initial hypotheses in relation to wind farms, storage systems, modeling techniques, simulation tools and economic indicators that can make it possible to carry out a comparative analysis between the different energy systems or scenarios, a bibliographic analysis on more than 150 documents were produced.

Subsequently, a system consisting of a wind farm, the electrolyser, the heat pump, and the electricity grid was considered. In order to validate the models developed, six (6) scenarios were studied. Wind power coupled to the single electricity grid (1); wind power coupled to the electrolyser (2); wind power and the electricity network coupled to the electrolyser without constraint on the price of electricity from the electricity network (3); wind power and the electricity network coupled to the electrolyser with constraints on the price of electricity from the electricity network (4); wind power associated with the fuel cell ensure the supply of constant power to the electricity grid and the excess wind production is used to produce hydrogen (5) and for the wind power associated with the fuel cell ensure the supply of constant power to the electricity network between 6 p.m. and 8 p.m. the electricity network is below a threshold (40 € / MWh) (6).

The study of these scenarios made it possible to validate the models developed and showed the flexibility that hydrogen storage brings in the operation of wind farms.

Résumé

Lastly, a comparative analysis on the economic basis using the LCOE (Levelized Cost of Energy) was carried out on these scenarios and made it possible to give orientations on the choice to face the situation considered.

Mots clés : Energie renouvelable, Parc éolien, stockage d'énergie, hydrogène énergie, électrolyseur, pile à combustible, analyse économique, LCOE (Levelized Cost Of Energy).

Remerciement

Remerciement

Ce travail de thèse de doctorat a été financée par la CODAH et la société vent du nord.

Je me dois des remerciements et des reconnaissances à l'endroit de tous ceux qui ont contribué à sa réalisation car il m'a permis d'atteindre des objectifs les plus importants de ma vie. Cela grâce à la France dont je serai éternellement redevable.

Tout d'abord, je reste reconnaissant pour mon pays la Guinée qui m'a permis d'acquérir les connaissances de base qui m'ont conduit vers l'enseignement supérieurs Français. Du bac +1 au bac +8, la France m'a donné toutes les opportunités nécessaires pour de m'instruire.

De façon particulière, je remercie Pr Brayima DAKYO et Pr Daniel HISSEL de m'avoir fait confiance pour cette thèse, Dr Alireza PAYMAN pour l'encadrement objectif qu'il m'a fait bénéficier et Pr Georges BARAKAT et toute son équipe pour l'accueil durant ces années. Je remercie le Président de l'Université Le Havre Normandie de m'avoir accueilli dans son établissement.

Je remercie Pr CUREA Octavian et Pr PIERFEDERICI Serge d'avoir accepté d'être le rapporteur de ce manuscrit. Je remercie M UGALDE-LASCORZ Nicolas, Pr LE BUNETEL Jean Charles et Pr MACHMOUM Mohamed d'avoir accepté de devenir les examinateurs de ce travail.

Je termine par le commencement en remerciant mes parents d'avoir finalement permis tout ça. Je remercie toute la famille à l'occurrence mon épouse Naba CAMARA qui a accepté de souffrir de mes absences pour que je puisse réaliser ce travail. Mes enfants Hawa, Mariam et Moriba qui ont également beaucoup souffert de mon absence durant cette longue période.

Tables des matières

Table des matières

Introduction générale.....	21
Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie.....	23
Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie.....	24
I-1. Introduction.....	24
I-2. Production d'hydrogène	27
I-2.1. Par Hydrocarbures.....	28
I-2.2. Par la Biomasses	28
I-3. Stockage d'hydrogène.....	31
I-4. Transport d'hydrogène.....	33
I-5. Usages de l'hydrogène	34
I-7. Projets et recherches scientifiques sur hydrogène énergie ...	37
I-7.1. Recherches scientifiques	37
I-7.2. Projets Hydrogène énergie	41
I-8. Choix de la structure et des stratégies d'étude	44
I-8.1. Structure du schéma d'étude.....	44
I-8.2. Stratégie d'étude.....	48
I-9. Recherche d'outil de Modélisation adapté pour le système retenu	50
I-10. Analyse économique	51
I-10.1. Structure des systèmes énergétiques.....	53
I-10.1.1. Valoriser l'énergie électrique excédentaire d'un parc de production d'énergie électrique	53
I-10.1.2. Montrer la faisabilité du power to gas/power (PtG/P)	
54	
I-10.1.3. Les deux cas peuvent être considérés.....	54
I-10.2. Aspects d'étude économique	54

Tables des matières

I-11. Conclusion	59
Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Énergétique Macroscopique (REM)	60
Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Énergétique Macroscopique (REM)	61
II-1. Introduction	61
II-2. Représentation énergétiques macroscopique (REM)	61
II-2.1. Les principes.....	61
II-2.1.1. Le principe d'action et de réaction.....	62
II-2.1.2. Le principe de causalité intégrale	62
II-2.2. Les éléments constitutifs	63
II-2.2.1. Éléments de source	63
II-2.2.2. Élément de conversion	63
II-2.2.3. Élément d'accumulation	64
II-2.2.4. Élément de couplage	64
II-2.3. Principes d'association des éléments.....	65
II-2.4. Commande par inversion du système.....	66
II-3. Modélisation du système Eolien-Hydrogène par la REM	67
II-3.1. Modélisation du système de conversion d'énergie éolienne par la REM	67
II-3.1.1. Déduction du schéma REM à partir de la synoptique	68
II-3.2. Modélisation du système de stockage d'énergie composé d'un électrolyseur et de la pile à combustible PEM	80
II-3.2.1. Electrolyseur	81
II-3.2.2. Pile à combustible	94
II-4. Conclusion	101

Tables des matières

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène	102
Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène	103
III-1. Introduction.....	103
III-2. Etude des différents scénarios	104
III-2.1. Production de 100% électricité par le parc éolien	105
III-2.1.1. Description	105
III-2.1.2. Commande du système de conversion d'énergie éolienne.....	108
III-2.1.3. Résultats de simulation.....	116
III-2.2. Production de 100% hydrogène par électrolyseur PEM alimenté par l'éolienne uniquement	118
III-2.2.1. Description	118
III-2.2.2. Commande de la chaîne de production d'hydrogène	123
III-2.2.3. Résultats de simulation.....	125
III-2.3.2. Commande de la chaîne	127
III-2.3.2. Résultats de simulation.....	128
III-2.4.2. Résultats de simulation.....	132
III-2-5-1. Description.....	134
III-2.5.2. Commande de la chaîne du scénario 5	137
III-2-6. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne, la pile à combustible et le réseau EPEX SPOT avec condition sur la puissance et le prix d'électricité.....	141
III-2.6.1 Description	141

Tables des matières

III-2.6.2. Résultats de simulation.....	144
III-3. Conclusion	146
1. Production de 100% électricité par le parc éolien	146
2. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par l'éolienne uniquement	146
3. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique sans condition sur le coût d'achat de l'électricité.....	147
4. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique avec condition sur le coût d'achat de l'électricité.....	147
5. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne et la pile à combustible.....	147
6. Production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité	148
Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios	150
Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios	151
IV-1. Introduction.....	151
IV-2. Analyse comparative des scenarios	152
IV-2.1. Estimation du LCOE pour l'éolienne	152
IV-2.2. Estimation du LCOE pour l'éolienne + l'électrolyseur ..	158
IV-2.3. Estimation du LCOE sur l'éolienne + EPEX SPOT (sans condition sur le prix) pour l'électrolyseur à puissance nominale	160
IV-2.4. Estimation du LCOE sur l'éolienne + EPEX SPOT (prix <4 ct €/kWh) pour l'électrolyseur à puissance nominale	162

Tables des matières

IV-2.5. Estimation du LCOE de la production d'énergie combinée d'électricité et d'hydrogène pour	164
IV-2.6. Estimation du LCOE de la production combinée des vecteurs énergétique électricité et hydrogène pour répondre à une demande du réseau électrique et produire de l'hydrogène avec condition sur le tarif.....	166
IV-3. Conclusion	168

Tables des figures

Figure I- 1 : Techniques et technologies de stockage d'énergie [1]	25
Figure I- 2 : Capacité de stockage par forme [80]	32
Figure I- 3: Processus de gestion par stockage d'énergie [103] ..	34
Figure I- 4 : Les différentes couplage hybride [112].....	38
Figure I- 5 : Système de sources et de stockage hybrides	39
Figure I- 6: Synoptique système à Mykines	40
Figure I- 7: Sources et systèmes de stockage hybrides	41
Figure I- 8: Schéma du JUPITER 1000	42
Figure I- 9: Schéma du Projet GRHYD	43
Figure I- 10: Schéma du Projet Hytrac France	44
Figure I- 11: Possibilités de stockage d'énergie	45
Figure I- 12: Système de stockage d'hydrogène	46
Figure I- 13: Adéquation turbine générateur	47
Figure I- 14: Synoptique de la chaise de conversion d'énergie éolienne.....	47
Figure I- 15: Pp-1 - puissance produite par le parc, Pr-1 -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau	48
Figure I- 16: Création de la réserve de puissance	49
Figure I- 17: Système hybride	52
Figure I- 18: Schéma du projet Energie Park Mainz	56
Figure I- 19: Système PV avec stockage	57
Figure II 1: Transfert d'énergie entre deux éléments	62
Figure II 2: Force appliquée à une masse	63
Figure II 3: Symbole élément de source	63
Figure II 4: Différentes formes d'élément de conversion	64
Figure II 5: Symbole élément d'accumulation.....	64
Figure II 6: Symboles de l'élément de couplage	65
Figure II 7: Association d'éléments	65
Figure II 8: Principe de commande par inversion	66
Figure II 9: Schéma du système à étudier	67

Tables des figures

Figure II 10: La synoptique du système de conversion d'énergie éoliennes	68
Figure II 11: La REM du vent	68
Figure II 12: La REM des pales	69
Figure II 13: La REM de l'arbre de la turbine	70
Figure II 14: Structure électrique de la MSAP dans le repère abc	71
Figure II 15: Structure électrique de la MSAP dans le repère de Park	72
Figure II 16: REM de la conversion d'énergie de la MSAP	73
Figure II 17: REM de l'accumulation d'énergie de la MSAP	74
Figure II 18: Convertisseurs statiques triphasés (redresseur et onduleurs)	74
Figure II 19: REM du redresseur	75
Figure II 20: REM de l'onduleur	76
Figure II 21: Schéma et REM du bus continu	77
Figure II 22: REM de l'impédance de ligne.....	77
Figure II 23: REM du transformateur	78
Figure II 24: REM du réseau électrique.....	79
Figure II 25: Schéma REM de la chaîne de conversion d'énergie éolienne.....	80
Figure II 26: Synoptique du couplage du système complet.....	81
Figure II 27: Synoptique du fonctionnement de l'électrolyseur [133]	82
Figure II 28: REM de la source électrique	82
Figure II 29: Découplage de la source électrique.....	83
Figure II 30: Rendement de l'électrolyseur étudié [135].....	86
Figure II 31: La production d'hydrogène de l'électrolyseur [135]	87
Figure II 32:Modèle REM du comportement électrochimique.....	88
Figure II 33: Courbe de densité de courant d'échange [135].....	89
Figure II 34: Résistance et conductivité équivalente de la membrane [135].....	91
Figure II 35: Modèle REM du potentiel de réaction	92

Tables des figures

Figure II 36: Modèle REM de la variation de la température	92
Figure II 37: Modèle REM d'échange d'énergie entre l'électrolyseur et l'air	93
Figure II 38: Courbes de tension cellulaire de l'électrolyseur pour différentes températures	93
Figure II 39: REM de l'électrolyseur.....	94
Figure II 41: Sources chimiques pour la pile à combustible.....	95
Figure II 42: Modèle REM du comportement électrochimique	95
Figure II 43: REM de surpotentiel.....	96
Figure II 44: REM du couplage des surpotentiel	97
Figure II 45: Courbe de tension et température de la pile à combustible	99
Figure II 46: Courbes de tension sur CFTOOL	99
Figure II 47: REM de la pile à combustible.....	101
Figure III- 1: Chaîne de conversion d'énergie	104
Figure III- 2: Schéma général du système énergétique étudié ..	105
Figure III- 3: 100% production d'électricité.....	106
Figure III- 4: Schéma du système de conversion d'énergie éolienne connecté au réseau électrique	106
Figure III- 5: Profil de la vitesse du vent.....	107
Figure III- 6: Limites de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable[150].....	107
Figure III- 7: Schéma REM de la chaîne de conversion d'énergie éolienne.....	108
Figure III- 8: Division du schéma REM de la chaîne de conversion d'énergie éolienne	108
Figure III- 9: Chaîne de réglage du système de conversion d'énergie éolienne.....	109
Figure III- 10: Chaîne de commande du système de conversion d'énergie éolienne	109

Tables des figures

Figure III- 11: Structure maximale de commande du système de conversion d'énergie éolienne	109
Figure III- 12: Blocs de stratégie pour la commande globale	110
Figure III- 13: Chaîne de conversion avec la structure maximale de commande	110
Figure III- 14: Chaîne de conversion avec la structure pratique de commande	111
Figure III- 15: Bloc de stratégie pour le contrôle de la vitesse de la MSAP	112
Figure III- 16: Inversion du bloc de rotation de l'arbre	112
Figure III- 17: Inversion du bloc de conversion d'énergie de la MSAP	113
Figure III- 18: Inversion du bloc d'accumulation d'énergie de la MSAP	114
Figure III- 19: Inversion du bloc du redresseur	114
Figure III- 20: Bloc de stratégie pour le contrôle de la puissance réactive.....	115
Figure III- 21: Inversion du bloc d'accumulation du filtre	116
Figure III- 22: Inversion du bloc d'onduleur	116
Figure III- 23: Vitesse de la MSAP et la puissance de l'éolien....	117
Figure III- 24: Paramètres électriques développés au niveau de la MSAP	118
Figure III- 25: 100% production d'hydrogène avec l'éolienne ...	119
Figure III- 26: Production 100% hydrogène par la production éolienne.....	119
Figure III- 27: Résultats de simulation électrolyseur 1kW	121
Figure III- 28: Résultats de simulation pour un électrolyseur 400 kW	122
Figure III- 29 : Configuration de la mise en échelle d'électrolyseur	123
Figure III- 30: Représentation REM du couplage hacheur-électrolyseur.....	124

Tables des figures

Figure III- 31: Stratégie de commande de l'électrolyseur	125
Figure III- 32: Résultats production 100% hydrogène par le parc éolien.....	126
Figure III- 33: Schéma bloc du scénario 3	126
Figure III- 34: Production d'hydrogène avec les deux sources d'électricité.....	127
Figure III- 35: Stratégie de commande de l'électrolyseur	128
Figure III- 36: Production d'hydrogène avec les deux sources d'électricité.....	129
Figure III- 37: Puissance d'éolienne, d'électrolyseur et celle fournie par le réseau.....	130
Figure III- 38: organigramme de gestion d'énergie de la production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique avec condition sur le coût d'achat de l'électricité.....	131
Figure III- 39: Vitesse du vent et le prix d'achat de l'électricité	132
Figure III- 40: Répartition de puissance pour la production d'hydrogène.....	133
Figure III- 41: Production mixe électricité et hydrogène avec la participation d'une pile à combustible	134
Figure III- 42: organigramme de gestion d'énergie du scénario 5	135
Figure III- 43: Système complet pour la production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique avec l'éolienne et la pile à combustible pour le service réseau électrique et pour produire d'hydrogène.....	136
Figure III- 44: Courbes pour la structure de 400 kW	136
Figure III- 45: Configuration de la mise en échelle de pile à combustible et d'électrolyseur	137
Figure III- 46: Représentation REM du couplage hacheur-PAC..	138
Figure III- 47: Stratégie de commande de la PAC.....	138
Figure III- 48: Répartition des puissances mises en jeu	139

Tables des figures

Figure III- 49: Courbe de courant électrique et du débit volumique de production d'hydrogène	140
Figure III- 50: Production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité.....	141
Figure III- 51: Schéma block de la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité	142
Figure III- 52 : Organigramme de la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité	143
Figure III- 53 : Résultat de simulation pour le Production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité	149
Figure III- 54: Le courant et le débit volumique coté électrolyseur	144
Figure-IV- 1: Evolution de LCOE en fonction de i (%) et R (%)	156
Figure-IV- 2: Evolutions de LCOE en fonction de i(%) pour 25 et 30 ans.....	158
Figure-IV- 3: Prix d'électricité sur le réseau électrique EPEX.....	161
Figure-IV- 4: Puissances mises en jeux lors du processus du scenario 3	161
Figure-IV- 5: Puissance tiré sur le réseau électrique EPEX	162
Figure-IV- 6: Puissance de l'électrolyseur	163
Figure-IV- 7: Production d'électricité par le parc éolien et la PAC	164
Figure-IV- 8: Production d'hydrogène par l'excédent de production du parc	165
Figure-IV- 9: Puissances mises en jeu	165
Figure-IV- 10: Production d'hydrogène par l'électrolyseur	167

Tables des figures

Figure-IV- 11: production d'électricité par le parc éolien et la PAC	167
--	------------

Tables des tableaux

Tableau I- 1: Comparaison des technologies de stockage.....	26
Tableau I- 2: Pression dans le réservoir selon utilisation[86].....	33
Tableau I- 3: Domaines potentiels d'utilisation [104].....	36
Tableau I- 4: Attitudes des différences formalismes.....	51
Tableau III- 1: Paramètres de l'électrolyseur de 1 kW[142]	120
Tableau III- 2 : Paramètres de l'électrolyseur 400kW	121
Tableau III- 3: : Résultats de la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité pour différents intervalles	146
Tableau IV- 1: Paramètres économique des deux projets	154
Tableau IV- 2: Comparaison des LCOE pour les deux projets avec R=2% et i=5%	155
Tableau IV- 3: LCOE en fonction du taux d'actualisation pour R=2%.	156
Tableau IV- 4: LCOE en fonction du rapport entre OPEX et Capex pour i=5%.	156
Tableau IV- 5: LCOE en fonction de i (%) sur 25 ans avec R=2%	157
Tableau IV- 6: LCOE en fonction de i (%) sur 30 ans avec R=2%	157
Tableau IV- 7: Paramètres économique de l'électrolyseur	159
Tableau IV- 8: Résultat pour l'électrolyseur-parc éolien	159
Tableau IV- 9: Paramètre du par cet du réseau qui continuent..	160
Tableau IV- 10: Résultat lorsque l'électricité est achetée à différent prix sur le réseau électrique	162
Tableau IV- 11: Les énergies mises jeu par les différentes parties	163
Tableau IV- 12: Résultat lorsque l'électricité est achetée à différent prix sur le réseau électrique	163
Tableau IV- 13: Paramètres énergétiques pour le scénario 5	165

Tables des tableaux

Tableau IV- 14: Valeurs de LCOE pour le scenario 5	166
Tableau IV- 15: Paramètres énergétiques pour le scenario 6	167
Tableau IV- 16: Valeurs de LCOE pour le scenario 6	168
Tableau IV- 17: Tableau d'aide à la décision résumé des résultats	170

Introduction générale

Introduction générale

L'utilisation des sources d'énergies dites fossiles contribuent à une augmentation considérable de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, contribuant ainsi au réchauffement de la planète qui se mesure par une augmentation de la température moyenne globale de la planète. Cette élévation de la température moyenne de la planète pourrait atteindre 4°C d'ici 2100 avec des conséquences désastreuses déjà perceptibles dans de nombreux endroits [1]. L'autre conséquence de l'augmentation de la consommation de ces énergies fossiles est l'épuisement inéluctable et rapide de ces ressources énergétiques fossiles utilisées [2] avec le risque de ne pas disposer de solutions alternatives à cette échéance. Ces réalités imposent à l'humanité une nécessité de changement afin de répondre efficacement à l'ensemble des exigences que présente cette demande énergétique exponentiellement croissante. Face à cela, il faudrait appliquer : un principe de sobriété énergétique pour ne pas épuiser rapidement les réserves énergétiques dont on dispose ; accroître l'efficacité énergétique des dispositifs et systèmes énergétiques pour accroître le service rendu. Cela passe par des efforts de recherche, de développement et d'innovation qui sont déjà en cours[3]. Un corolaire à cette nouvelle exigence est l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

Remplacer progressivement les sources d'énergies fossiles comme le pétrole, le gaz, le charbon, etc. par des sources d'énergies renouvelables telles que le soleil, le vent, l'hydraulique, la géothermie, la biomasse etc. est donc envisagé à plus ou moins grande échelle.

Parmi les filières d'exploitation celle du solaire et celle de l'éolien sont les plus matures en termes de technologie et d'exploitation économique. Cependant, les natures variables et intermittentes de ces ressources énergétiques renouvelables demeurent les principaux problèmes à résoudre afin de rendre l'énergie captée disponible pour les besoins industriels et domestique comme le font les centrales conventionnelles. Ainsi l'idée de

Introduction générale

stocker l'énergie pour mettre en adéquation l'offre et la demande se justifie et bénéficie d'un intérêt croissant. Le but étant de la stocker l'énergie lorsque la production est supérieure à la demande et de compenser le déficit avec les réserves dans le cas contraire. Le stockage sous différentes formes de l'énergie peut la rendre disponible via un réseau électrique. Parmi les moyens de stockage, il y a la production d'hydrogène et l'utilisation potentielle de cet hydrogène pour générer de l'électricité qui s'avèrent écologiquement intéressantes car très peu ou pas émettrice de gaz à effet de serre en rapport avec les sources primaires. L'hydrogène produit peut par ailleurs servir pour diverses utilisations : la production du méthane en combinant avec le gaz carbonique (CO_2), l'alimentation des véhicules électriques ou la réinjection d'électricité dans un réseau au moyen de piles à combustible sans émission de gaz à effet de serre (GES). Il résulte dans ce cas une production d'électricité accompagnée d'une émission de chaleur et d'un rejet d'eau pure[4] [5].

Le travail abordé dans cette thèse de doctorat consiste en l'établissement de modèles en vue d'une évaluation technique et économique du vecteur énergétique « hydrogène » associé à l'énergie éolienne sur la base de cycles d'usages et d'une analyse systémique. Une analyse bibliographique des publications et brevets est menée dans le but d'identifier un cycle ou des usages types. Il s'en suit la mise au point d'un modèle de simulation du système complet. Nous introduisons à cet effet l'outil de représentation énergétique macroscopique respectant la causalité physique des sous-systèmes. Le modèle construit est simulé et validé expérimentalement quand les données sont disponibles. Enfin, une analyse technico-économique des potentialités multiusages de l'hydrogène est effectuée en nous appuyant sur quelques scénarios de référence.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

I-1. Introduction

Selon l'Organisation des Nation Unies (ONU), la population mondiale est passée de 2.6 milliards en 1950 à 7.3 milliards en 2017, un chiffre qui va certainement atteindre 8.5 milliards en 2030[6].

La migration profonde, voire totale de la consommation d'énergie fossile vers les énergies renouvelables est donc considérée aujourd'hui comme l'orientation majeure souhaitée. Elles présentent tout de même des faiblesses à cause de la nature variable et intermittente qui font qu'elles ne sont pas toujours compétitives face aux sources d'énergies conventionnelles.

Dans un réseau électrique, une des conséquences directes de cette faiblesse est l'instabilité introduite par le déséquilibre observable à plusieurs échelles temporelles entre la production et la demande d'énergie. Cette source d'instabilité, empêcherait l'intégration massive en temps réel des puissances électriques potentiellement disponibles [7]. Ainsi l'idée de convertir l'énergie incidente renouvelable sous une autre forme d'énergie stockable pour une utilisation différée devient attrayante.

Le stockage d'énergie peut se faire sur de nombreuses technologies comme résumé sur la Figure I-1[8]. Cependant, des contraintes existent selon les exigences de temps réel de réactivité et aussi de quantité d'énergie nécessaire à une mission. Le choix peut ainsi devenir rapidement difficile à faire en raison des limites technologiques inhérentes à la mise en œuvre des principes physiques ou physico chimiques.

Qu'il s'agisse du stockage par voie thermique, mécanique, électromécanique ou électrochimique, il est indispensable de bien définir le besoin de stockage à réaliser afin de choisir la technique de stockage adaptée. Selon les articles [9]–[12], les stockages par pompage hydraulique et par compression d'air sont des technologies de stockage qui sont bien matures et stockent sur le long terme, mais présentent des

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

densités énergétiques très faibles respectivement de l'ordre de (0,5 Wh/kg à 1,5 Wh/kg et de 30 Wh/kg à 60 Wh/kg). La technologie des volants d'inertie dépasse les 100 Wh/kg, son prix par kWh varie entre 1000 et 5000\$ avec un temps de stockage qui ne dépasse pas encore la minute[13].

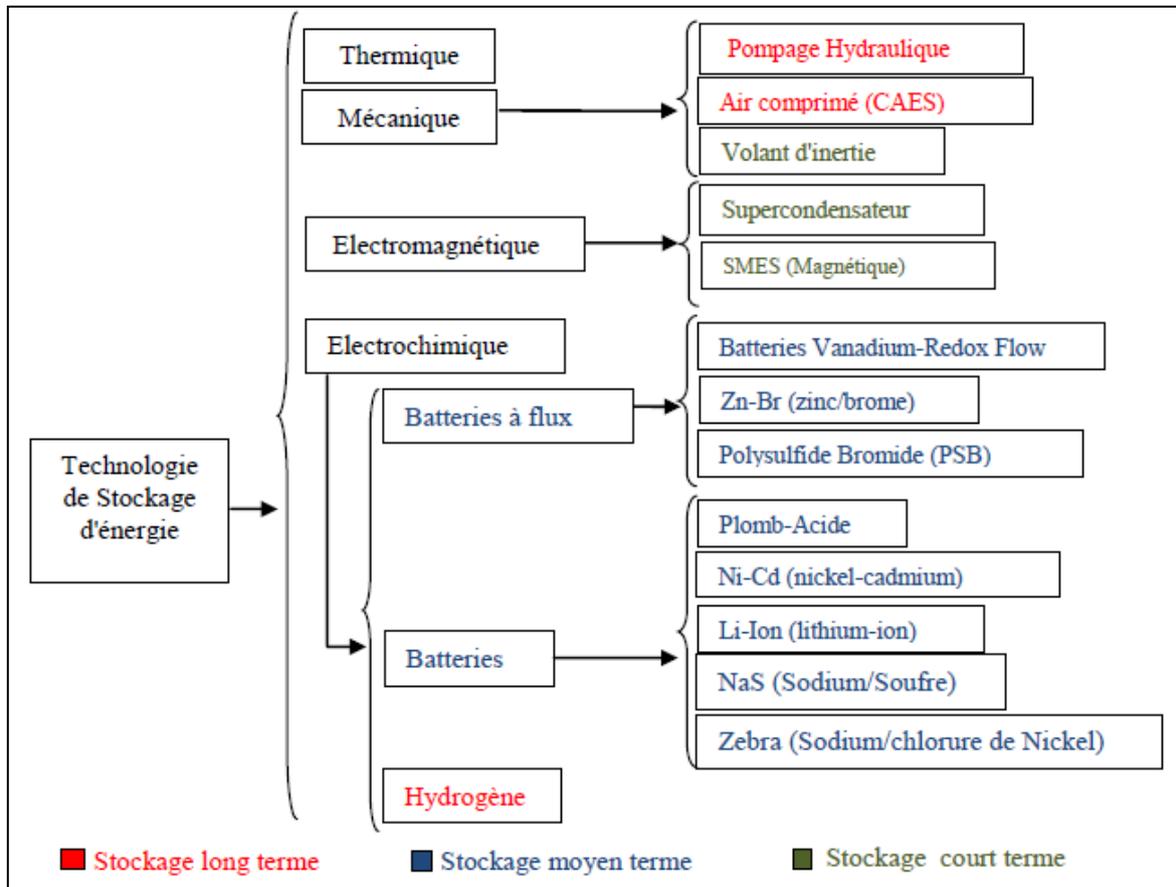


Figure I- 1 : Techniques et technologies de stockage d'énergie [1]

Comme on peut constater dans le Tableau I-1 qui résume analyse bibliographie réalisée lors de cette étude, pour trois technologies de stockage par voie électrochimique (super condensateur, Batterie au lithium, le couple électrolyseur pile à combustible).

Dans le tableau I-1, sont notés en vert les cases qui contiennent des propriétés ou caractéristiques déjà acceptables contrairement aux cases en rouge.

Lorsque l'électrolyseur est alimenté par de l'énergie renouvelable, il a la particularité d'être écologiquement intéressant car l'hydrogène produit est considéré comme propre. Cette technologie suscite ainsi beaucoup d'espoir

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

pour le mix énergétique futur pour lequel l'hydrogène constituerait un vecteur complémentaire à l'électricité.

Technologies	SC	Batterie (Li-ion)	WE/FC
Densité E(Wh/kg)	2,5-50[14]; 2,5-15[15]; 2,5-15[16];	150-350[14]; 200[15]; 160-200[17]; 140[18]	75-200[16]; 120-100000[14]; 800-10000[15]; 150-10000[16]
Densité P(W/kg)	800-23500[14]; 500-5000[15]; 500-10000[16];	50-2000[14]; 2000[15]; 150-315[16]; 150-315[17]; 300[18]	500[14]; >500[15]; 5-800[16]
Rendement (%)	85-95[14]; 90-95[15]; 84-97[16]; 85-98[19]	85-95[14]; 85-90[15]; 75-97[16]; >97[17]; 65-75[19]; 70-85[18]	33-42[14]; 20-35[15]; 20-66[16]; 34-44[19]
Temps de vie(ans)	10-20[14]; 10-30[16]; 4-12[19]	5-15[14]; 5-16[16]; 5-28[17]; 5-100[19]	15-20[14]; 5-15[15]; 5-20[16]; 10-30[19]
Cycle de vie	>100000[14]; >100000[16]	1500-4500[14]; 1000-10000[16]; 600-1200[19]; 1500-4500[18]	20000[14]; 1000[15]; 1000-20000[16]; 103-104[19]
Temps de stockage	s-h [14]; s-h[15]; s-h[16];	mn-jours[14]; mn-jours[15]; mn-jours[16]	h-mois[14]; h-mois[15]; h-mois[16]
Temps de décharge	ms-60mn[14]; ms-60mn[15]; ms-h[16];	mn-h[14]; mn-h[15]; mn-h[16]; mn-h[17]	s-24h[14]; s->24h[15]; s-24h[16]
Temps de réponse	ms[16]; ms[19]	ms[20]; ms[21]	s[16]; s-mn[22]
Maturité	devel/demo[16]; développé[19]	Démonstration[16]; développé[17]; vers la maturité[19]	en devel/demo[16]; en develop[19]
Prix par kWh	€300-2000[15]; \$300-2000[16]; \$300-2000[19]	600-2500[15]; \$ 600-3800[16]; \$600-2500[19]; \$150-1300[18]	€399-779[14]
Prix par kW	€214-247[14]; €100-300[15]; \$100-450[16]; \$100-300[19]	€2109-2746[14]; €1200-4000[15]; \$1200-4000[16]; €4000[17]; \$1200-4000[19]	€2395-4674[14]; >€10000[15]; \$500-3000[16]; >\$10000[19]
Puissances (MW)	<3,3[14]; 0-0,3[15]; 0,001-0,3[16]; 0-0,3[19]	<0,01[14]; 0-0,1[15]; 0-100[16]; 0,1-100[17]; 0-0,1[19]	0,3-50[14]; 0-50[15]; <10-58,8[16]; 0-50[19]

Tableau I- 1: Comparaison des technologies de stockage

Traiter un sujet d'une telle envergure, nécessite une analyse bibliographique afin d'actualiser les informations disponibles et avoir une orientation

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

intéressante. Ainsi l'état de l'art occupe le tout premier chapitre de cette étude.

Dès l'entame de cette analyse bibliographique, on constate que l'intérêt est porté à la fois par les politiques, les multinationales, les scientifiques, ce qui est perceptible à travers des appels à projets, des projets en cours de réalisation et les projets de recherches proposées au tour de ce vecteur[23]–[45].

On comprend facilement que l'objectif fondamental est de trouver une source ou une combinaison de sources d'énergie associées à un système de stockage et des techniques de gestion pouvant satisfaire des besoins donnés tout en répondant aux exigences de la transition énergétique[46].

Au-delà d'être l'élément le plus abondant de l'univers, l'hydrogène présente une densité énergétique comprise entre 120 et 142 MJ/kg, ce qui fait trois fois plus d'énergie que les carburants conventionnels. Dans une pile à combustible, l'hydrogène se combine à l'oxygène de l'air pour produire de l'électricité et de la chaleur en ne rejetant que de l'eau[47],[48], ce qui permet de le qualifier de propre. Malgré tous ces aspects plutôt positifs, l'hydrogène présente tout de même des faiblesses dues principalement à sa faible densité volumique qui est de 8 MJ/l à 70 MPa[49] pour son stockage et le risque d'explosion au contact de l'oxygène. Quant aux moyens de production, plusieurs possibilités existent[52] – [74]. Les paragraphes ci-dessous seront consacrés à la compréhension des différentes problématiques rencontrées lors de la production à l'utilisation de l'hydrogène.

I-2. Production d'hydrogène

L'hydrogène est déjà largement utilisé dans l'industrie pour la production du méthanol, l'hydrocraquage dans les raffineries de pétrole et la synthèse d'ammoniac pour la production d'engrais. On comprend alors qu'il puisse exister plusieurs techniques pour sa production. Ne se trouvant presque pas à l'état naturel sur terre, l'hydrogène est toujours associé à d'autres

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

éléments. Ainsi lorsqu'il est question de sa production, il est important de parler des techniques utilisées en fonction des sources qui le contiennent à savoir principalement les hydrocarbures, les biomasses et la molécule d'eau[73].

I-2.1. Par Hydrocarbures

Comme son nom l'indique, les hydrocarbures sont formés essentiellement d'hydrogène et de carbone dont la formule brute s'écrit comme C_nH_m , m étant plus grand que n . Pour dissocier ces deux atomes lorsqu'ils forment par exemple du gaz naturel qui est composé majoritairement du méthane (C_1H_4) ou lorsqu'ils forment du charbon, les techniques de reformage à la vapeur et la gazéification sont respectivement les plus utilisées pour produire de l'hydrogène à l'échelle industrielle. 96% de l'hydrogène utilisé aujourd'hui est produit par le reformage à la vapeur. Le principal problème lié à ces techniques est la quantité non négligeable du gaz carbonique qu'elles produisent[74]. Ce qui est loin d'être l'idéal lorsqu'on prétend aller dans le sens des objectifs de la transition énergétique. Ainsi ces techniques qui permettent de produire de l'hydrogène à partir des sources hydrocarbures sont écartées dans notre étude car ne répondent pas aux exigences écologiques.

I-2.2. Par la Biomasses

Il est possible également de produire de l'hydrogène à partir des biomasses. Il faut savoir qu'en parlant des biomasses, on parle de l'ensemble de la matière organique d'origine végétale incluant les microalgues, animale, bactérienne ou fongique (champignons) vivante. Mais elle est largement dominée par les végétaux qui stockent de l'énergie du soleil par photosynthèse. On comprend alors qu'elles puissent contenir une quantité importante de l'hydrogène. Trois étapes sont indispensables pour la production de l'hydrogène via ces sources. Il s'agit de la conversion thermique, la gazéification ou la thermochimie et la fermentation ou le procédé biologique. L'énergie nécessaire pour la production d'une mole de dihydrogène suite à ces étapes est d'environ 60kJ. On comprend alors

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

qu'avec la production d'hydrogène à partir de ces sources, la question de rendement va se poser sans même parler de la difficulté qui se pose lorsqu'on va essayer de maîtriser la chaleur développée au cours de ces réactions[75].

I-2.3. Par l'eau.

Environ 70% de la surface de la terre est couverte d'eau. Trois principaux procédés sont mis en concurrence pour dissocier la molécule H_2O :

La photo-électrolyse de l'eau qui consiste à dissocier ces atomes par un courant électrique produit par l'éclairement d'un photo-catalyseur à semi-conducteur. Le photo-catalyseur est immergé dans un électrolyte aqueux ou dans l'eau et illuminé par la lumière solaire arrive à décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène sous une certaine condition d'énergie. Le développement de cette méthode dépend exclusivement du développement de la technologie des matériaux. Ce qui cause son retardement.

La photosynthèse utilise les organismes de certaines algues vertes unicellulaires ou cyanobactéries qui possèdent l'avantage de produire de l'hydrogène à partir de l'énergie solaire en utilisant l'eau comme donneur d'électrons et de protons sans le dégagement parallèle de gaz à effet de serre inhérent aux autres organismes hétérotrophes. Dans ce cas, un procédé totalement propre basé sur la photosynthèse peut être envisagé, avec comme source d'énergie les deux plus importantes ressources de notre planète, l'eau et le soleil. La difficulté est que chez de nombreux micro-organismes, la production d'hydrogène est catalysée par une enzyme qui est détruite ou inhibée par l'oxygène, or l'oxydation de l'eau produit de l'oxygène moléculaire : les deux processus doivent donc être séparés. Le problème a été résolu chez certaines algues et certaines cyanobactéries où se réalisent l'oxydation de l'eau et la production d'oxygène : les deux processus ont lieu soit dans des compartiments différents ou soit à des moments différents du cycle vital. Des recherches sont en cours pour rendre unifier ces deux processus afin de rendre cette technique compétitive.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Enfin l'électrolyse de l'eau qui est une réaction électrochimique qui vise à séparer la molécule d'eau afin d'obtenir de l'hydrogène ainsi que de l'oxygène. Le dispositif qui permet de réaliser cette technique s'appelle l'électrolyseur et est constituée de deux électrodes (cathode et anode), d'un électrolyte et d'un générateur de courant continu. Selon la nature de l'électrolyte utilisé, cette technique est répartie en trois branches.

Il s'agit de l'électrolyseur à membrane échangeuse de proton (PEM) qui présente entre autres l'avantage d'être commercialisable aujourd'hui avec un rendement énergétique allant jusqu'à 90% y compris la chaleur[76], capable de fonctionner dans une gamme de 10-100% de sa puissance nominale[77], ce qui présente un point important par rapport à la fluctuation des sources d'énergie renouvelable. Elle est capable également de produire de l'hydrogène avec une pureté allant jusqu'à 99,99% [17-23], éliminant ainsi le système de purification d'hydrogène et il est capable également de produire de l'hydrogène à des pressions près de 400 bars [17-19] sans avoir recours à l'étape supplémentaire de compression, ce qui diminue considérablement la quantité d'énergie à apporter pour l'étape de la compression [16].

Quant à la technologie dite alcaline, elle est plus mature et présente une capacité de production plus élevée que la précédente. Cependant, son utilisation demande plus de dispositifs d'électroniques de puissance. Or Celles-ci ne sont pas très tolérantes aux variations électriques.[81].

Enfin, il y a la technologie à oxyde solide (SO) qui fonctionne à une température allant jusqu'à 1000°C, ce qui nécessite un apport supplémentaire de chaleur. Cette dernière est plutôt appropriée pour être installée à côté d'une centrale nucléaire ou une centrale panneau photovoltaïque à concentration [18].

Puisque la production d'hydrogène dans notre contexte d'étude doit être faite en s'assurant d'éviter au mieux le gaspillage de l'énergie, alors il est important de trouver une meilleure façon de stocker l'hydrogène.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

I-3. Stockage d'hydrogène

L'hydrogène produit peut être stocké principalement sous formes gazeuse, liquide ou solide [82]. L'hydrogène est un gaz extrêmement léger qui occupe un volume important dans les conditions standard de pression. Il est 11 fois plus léger que l'air que nous respirons. Un simple calcul nous montre que par exemple pour stocker 5 kg d'hydrogène dans les conditions standard de pression et de température, il faut environs un volume de 56000 litres, soit une sphère de rayon 5.5 m. Ce qui montre clairement la nécessité de comprimer pour être stocké quelque soit la forme de stockage envisagée. Sinon l'encombrement devient un problème important dans son utilisation.

Le stockage sous forme liquide consiste à transformer l'hydrogène gazeux en hydrogène liquide en le refroidissant à une température inférieure de $-252,87^{\circ}\text{C}$. Ainsi à 1,013 bar, l'hydrogène liquide présente une masse volumique d'environ 70 kg/m^3 . Dans ces conditions, 5 Kg d'hydrogène peut être stocké dans un réservoir de 75 litres. Le problème est qu'environ $1/3$ de l'énergie fournie par l'hydrogène est utilisé pour ce stockage et 1% d'hydrogène stocké s'évapore par jour[66], [70]. Puisque nous parlons de stockage de longues durées. Cette forme de stockage n'est certainement pas appropriée, cependant elle est largement utilisée dans d'autres applications particulières de très hautes technologies comme la propulsion spatiale. Par exemple, les réservoirs de la fusée Ariane, conçus et fabriqués par Air Liquide, contiennent les 28 tonnes d'hydrogène liquide qui vont alimenter son moteur central. Ils ne pèsent que 5,5 tonnes à vide et leur paroi ne dépasse pas 1,3 mm d'épaisseur[83].

Le stockage de l'hydrogène sous une forme solide consiste à le conserver au sein d'un autre matériau par des techniques mettant en jeu des mécanismes d'absorption ou d'adsorption de l'hydrogène par un matériau. Cette forme de stockage dépasse largement les deux autres formes en termes de poids par volume comme on peut le voir sur la figure I-2. L'exemple le plus couramment utilisé et prometteur est la formation

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

d'hydrures métalliques solides par réaction de l'hydrogène avec certains alliages métalliques. Cette absorption résulte de la combinaison chimique réversible de l'hydrogène avec les atomes composant ces matériaux. Les matériaux parmi les plus prometteurs sont les composés à base de magnésium et les alanates[84]. La faiblesse de cette technologie par rapport aux idéaux de cette étude est que seulement une faible masse d'hydrogène peut être stockée dans ces matériaux et il existe la nécessité d'apporter de l'énergie pour dissocier la molécule d'hydrogène aux hydrures métalliques utilisées. Ainsi, avant d'envisager des applications à grande échelle, il faut maîtriser des paramètres comme la cinétique, la température et la pression des cycles de charge et décharge de l'hydrogène dans ces matériaux qui sont pour l'instant les points faibles de cette technologie[47].

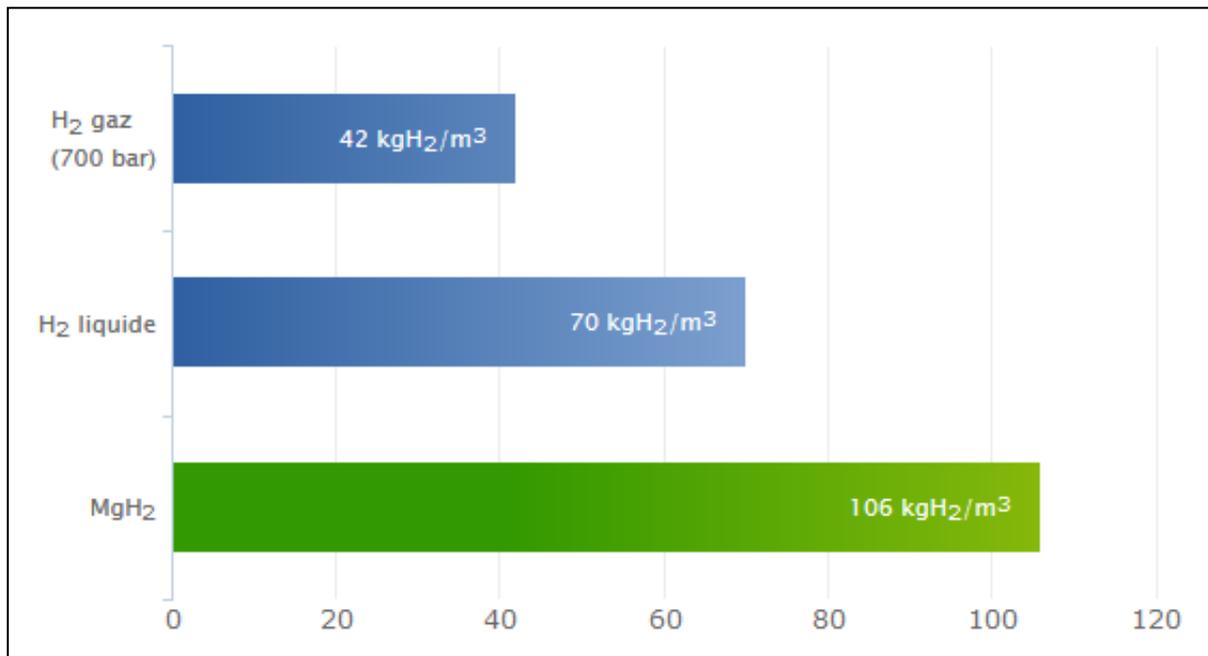


Figure I- 2 : Capacité de stockage par forme [80]

La forme de stockage la plus simple permettant de diminuer le volume d'un gaz, à température constante, est d'augmenter sa pression. C'est pourquoi le stockage sous pression est la forme de stockage la plus utilisée pour stocker l'hydrogène aujourd'hui. Ainsi, à 700 bars, l'hydrogène possède une masse volumique de 42 kg/m³ contre 0.090 kg/m³ à pression et température normales. À cette pression, on peut stocker 5 kg d'hydrogène dans un réservoir de 125 litres[85].

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Aujourd'hui la majeure partie des constructeurs automobiles a retenu la solution du stockage sous forme gazeuse à haute pression. Cette technologie permet de stocker la quantité d'hydrogène nécessaire à une voiture alimentée par une pile à combustible pour parcourir de 500 à 600 km entre chaque plein.

Selon l'utilisation, différentes conditions de pressions sont requises comme élargir dans le Tableau I-2[86] . Pour les stations-service à hydrogène, la pression de stockage requise est de 700 à 900 bars. Pour être injecté dans le réseau de distribution, 1 à 4 bars suffisent.

Type d'utilisation	Pression(bar)
Station-service d'hydrogène	900
Stockage souterrain	200-300
Pipe-line	60-80
Unité de méthanisations	30
Réseau de distribution	1-4

Tableau I- 2: Pression dans le réservoir selon utilisation[86]

Comme l'hydrogène produit n'est en général pas utilisé sur place, il est donc question de le transporter vers le client ou le point de distribution avant ou après le stockage. Ce transport se fait de plusieurs façons comme expliqué dans le paragraphe suivant.

I-4. Transport d'hydrogène

L'hydrogène est généralement transporté vers les points d'utilisation ou vers les points de distribution. Ce transport peut se faire par réseau pipelines ; par Transport routier, ferroviaire ou par bateau[87], [88]. Le choix est fait en tenant compte de plusieurs critères selon l'objectif de l'étude menée. Il peut s'agir de critères environnementaux, économiques, sécuritaires ou juste techniques. Dans le cas de cette thèse, les quatre critères sont pris en compte car il s'agit de l'analyse de plusieurs scénarios qui n'exige pas forcément une discrimination à ce niveau. Ce point sera détaillé dans le troisième chapitre qui sera consacré sur l'étude des

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

scénarios. Dans le paragraphe suivant, les utilisations potentielles qui sont faites de l'hydrogène sont évoquées.

I-5. Usages de l'hydrogène

Au-delà des usages industriels pour lesquels l'hydrogène est habituellement et majoritairement produit, de nombreux autres usages font de plus en plus surface. C'est pour cela d'ailleurs qu'il reçoit autant de convoitise en tant que potentiel vecteur énergétique dans ce domaine. Comparé aux vecteurs énergétiques habituels comme l'électricité ou la chaleur, ce vecteur est utilisé comme carburant dans des véhicules dotés de pile à combustible[89]–[95]. Il permet de capturer du CO₂ pour former du méthane par la technique de méthanation[96] .

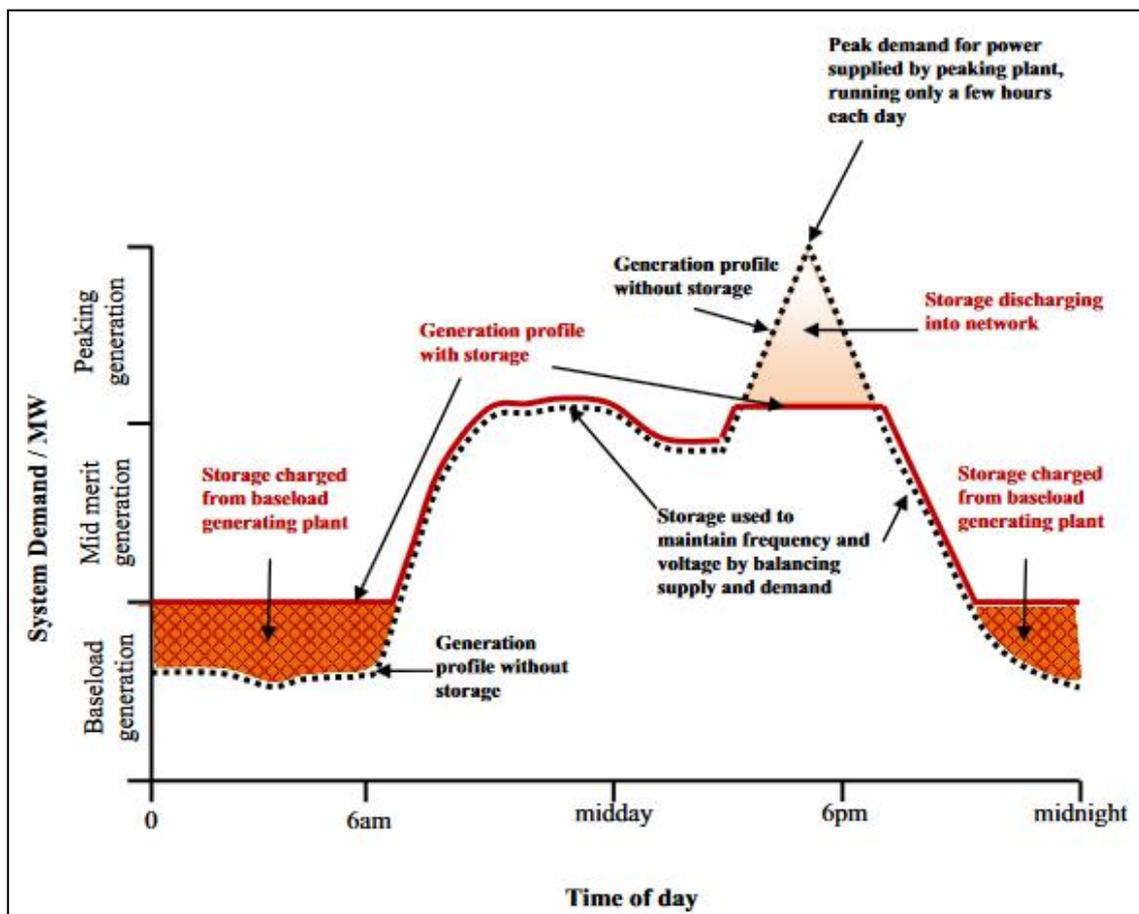


Figure I- 3: Processus de gestion par stockage d'énergie [103]

Il peut être utilisé également pour lisser la production d'énergie renouvelable, c'est-à-dire alimenter les électrolyseurs pendant les périodes de basses consommation ou de forte production pour produire et stocker

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

l'hydrogène avant d'être reconverti en électricité via une pile à combustible pour être réinjecté dans le réseau électrique au besoin ou alimenter directement les charges locales[97]–[102]. Enfin, il peut être injecté dans le réseau de gaz naturel à des pourcentage bien limités[103]–[107]. Dans le paragraphe suivant, nous introduisons le stockage de l'énergie d'un parc éolien par la technologie d'hydrogène.

I-6. Lissage d'énergie d'un parc éolien par la technologie d'hydrogène

Tout comme la majorité des sources d'énergie renouvelable, la puissance produite par un système de conversion d'énergie éolienne est variable et intermittente à cause de la nature de sa source qui est le vent. On entend par lissage, l'action de rendre utile au mieux l'énergie qui est inéluctablement perdue dans ce processus à travers le stockage d'énergie. Dans sa forme simplifiée, le processus de stockage d'énergie consiste à stocker l'énergie électrique produit pendant les heures de surproduction ou de faible consommation pour être convertie en une forme d'énergie stockable pour des utilisations en temps différés comme décrit sur la figure I-3[108].

Dans le cadre de cette étude, la ligne directrice sera l'utilisation de l'énergie excédentaire à travers un électrolyseur pour la production d'hydrogène lequel sera reconverti en électricité via une pile à combustible pour être injecter dans le réseau électrique. Ainsi la performance de la pile à combustible est évaluée à des fins d'injection dans un réseau électrique. Contrairement à électrolyseur, il existe six(6) types de piles à combustible pouvant jouer ce rôle, mais qui sont de faibles rendements électriques (40-60)% [82]. Également comme on peut observer dans le tableau I-3[109], les piles à combustible au méthanol direct (DMFC) et à Alcaline (AFC) répondent à des gammes de puissances relativement faibles. Ce qui réduit le choix aux quatre technologies restantes, à savoir la pile à membrane échangeuse de proton (PEMFC), la pile à acide phosphorique (PAFC), la pile à carbonate fondu (MCFC) et la pile à oxyde solide (SOFC).

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

La PAFC a la capacité de fonctionner à une température relativement faible ($\sim 200^{\circ}\text{C}$) avec un rendement allant jusqu'à 55%, mais présente un temps de démarrage très lent de l'ordre de 1-3 heures [110], ce qui n'est pas très opérationnel pour la régulation du réseau électrique. Quant à la pile à carbonate fondu MCFC qui a une densité de courant très faible de l'ordre de $200\text{mA}/\text{cm}^2$ contrairement à la PAFC ($\sim 800\text{mA}/\text{cm}^2$), elle présente aussi un temps de démarrage de l'ordre de quelques heures [110]. Au-delà de la maturité de la pile à oxyde solide (SOFC), elle est surtout intéressante lorsqu'il s'agit d'un usage où la chaleur peut être utilisée, ce qui n'est pas le cas dans le réseau électrique. Seule la technologie de pile à membrane à échangeuse de proton (PEMFC) reste dans la course.

Le principal défaut de la technologie à membrane échangeuse de protons reste au niveau de la pile à combustible qui présente un rendement inférieur à 50% [79] et le prix qui reste exorbitant à cause principalement du prix élevé de la membrane (Nafion) utilisée, soit 1600\$ le mètre carré [111]), ce qui ramène le prix du système PEM à 300-1000 € pour le kW installé [112].

Application	Portable	Résidentiel transportable	Transports, stationnaire	Centrale
Puissance	1-100 W	1-10 kW	10-100 kW	100 kW-3 MW
PEMFC				
DMFC				
PAFC				
AFC				
MCFC				
SOFC				

Tableau I- 3: Domaines potentiels d'utilisation [104]

En termes de réponse à l'appel en puissance (temps de réponse rapide), elle présente le temps de démarrage pratiquement instantané et le temps de réponse rapide, ce qui lui permet de répondre aux besoins électriques d'un réseau en ce sens. Il s'agit-là d'un facteur très important dans la gestion d'un parc éolien.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Puisque le faible rendement électrique de la pile à combustible est lié principalement à sa thermodynamique, alors il y a de fort espoir que ce problème soit résolu avec l'effort conjugué des chercheurs. D'où les raisons d'espérer davantage à l'expansion de cette technologie. Dans le paragraphe qui suit, des projets et des recherches scientifiques dans ce domaine sont abordés dans le but de mesurer l'état d'avancement.

I-7. Projets et recherches scientifiques sur hydrogène énergie

Compte tenu de l'engouement au tour de la transition énergétique de façon générale, mais par rapport à la question d'hydrogène énergie en particulier, il n'est pas étonnant qu'il puisse avoir déjà des projets réalisés ou en cours de réalisation dans ce domaine, mais également des projets de recherches dans les laboratoires. Dans les paragraphes suivants, nous allons abordés les avancées sur ce sujet dans ces deux volets.

I-7.1. Recherches scientifiques

Les laboratoires de recherches scientifiques sont sérieusement actifs sur la question d'hydrogène énergie. Il est important de comprendre que les objectifs sont divers et variés comptes tenus de la complexité qui se présente pour la maîtrise de cette technologie. Entre les sources électriques et l'utilisation en passant par le stockage, de nombreux aspects sont à étudier.

F. Gutiérrez-Martín et al. [113] ont étudié un système qui est composé d'un parc éolien, un électrolyseur, un réservoir d'hydrogène et une pile à combustible pour montrer au final que jusqu'à 40% d'électricité qui est à la base inéluctablement perdue (énergie fatale) peut être réinjectée dans le réseau électrique. Le seul aspect qui les intéressait était donc le rendement du système de stockage.

Les auteurs de [114] ont montré que le Nm³ de l'hydrogène coûterait 0,29\$ et 0,425\$ lorsqu'on alimente un électrolyseur alcalin respectivement avec l'électricité éolienne et l'électricité du réseau électrique. Le critère fondamental était de comparer le coût des deux cas de figure bien que la production éolienne soit variable.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Dans l'article [115], il était question d'évaluer les capacités d'une pile à combustible à membrane échangeuse de proton (PEMFC) et d'une batterie à satisfaire les besoins respectivement en énergie et en puissance d'un réseau électrique. Pour cela, ils ont utilisé deux sources d'énergie, à savoir l'éolien et le solaire. Dans cette étude, ils ne se sont pas intéressés spécifiquement au comportement de l'électrolyseur.

Dans le cadre de la mobilité hydrogène, S. Carr et al et all [116] ont utilisé une technique dite de routine d'optimisation pour analyser la performance des stations de ravitaillement en hydrogène associé à un parc éolien. Ils ont supposé que la production d'énergie éolienne, le prix de l'électricité et la demande d'hydrogène sont parfaitement prédits sur chaque période d'étude et supposé que l'électrolyseur et le parc était au même endroit. Ce qui n'est pas forcément le cas en réalité. Le but final était de montrer que lorsque le code réseau limite le taux d'intégration d'un parc éolien, la quantité excédentaire peut bien être utilisée pour ravitailler une station à hydrogène. A. Al-Sharafi et all [117] ont utilisé le schéma de la Figure I-4 pour évaluer les potentiels de production d'hydrogène par les énergies solaire et éolienne à différents endroits qui présentent des conditions climatiques différentes (rayons solaires et potentiels de vitesse du vent) en Arabie saoudite avant d'élargir sur Toronto et Sydney.

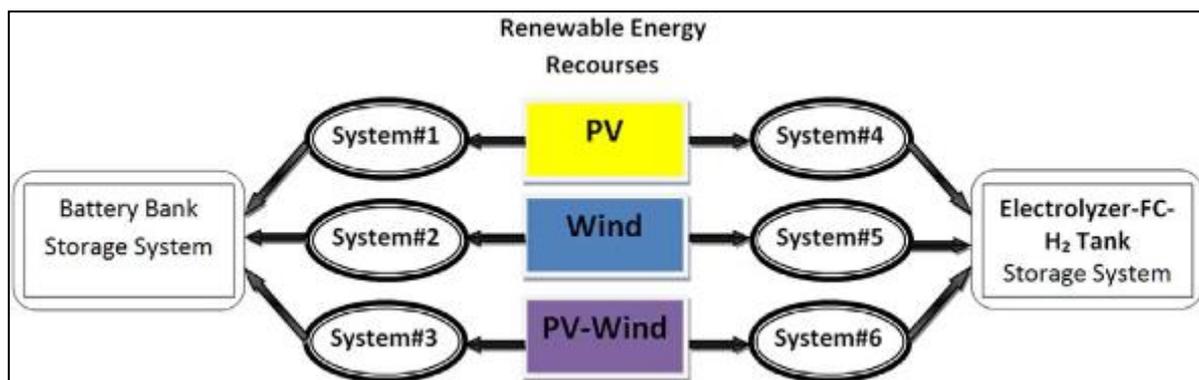


Figure I- 4 : Les différentes couplage hybride [112]

Leurs résultats ont révélé qu'en couplant ces deux sources d'énergie avec un système de stockage de batterie, le coût minimum d'énergie revenait à 0,609 \$/kWh dans la région de Yanbu. Tant dis qu'avec le système

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

(électrolyseurs, piles à combustible et les réservoirs d'hydrogène), le prix minimum était évalué à 1,208 \$/kWh à Abha.

Cette étude attire surtout l'attention sur les considérations géographiques qui sont fondamentales dans la mise en place d'une installation d'énergie éolienne et solaire. Les auteurs montrent également qu'on a parfois intérêt à hybrider les sources d'énergie pour pouvoir profiter pleinement du potentiel énergétique de certaines localités.

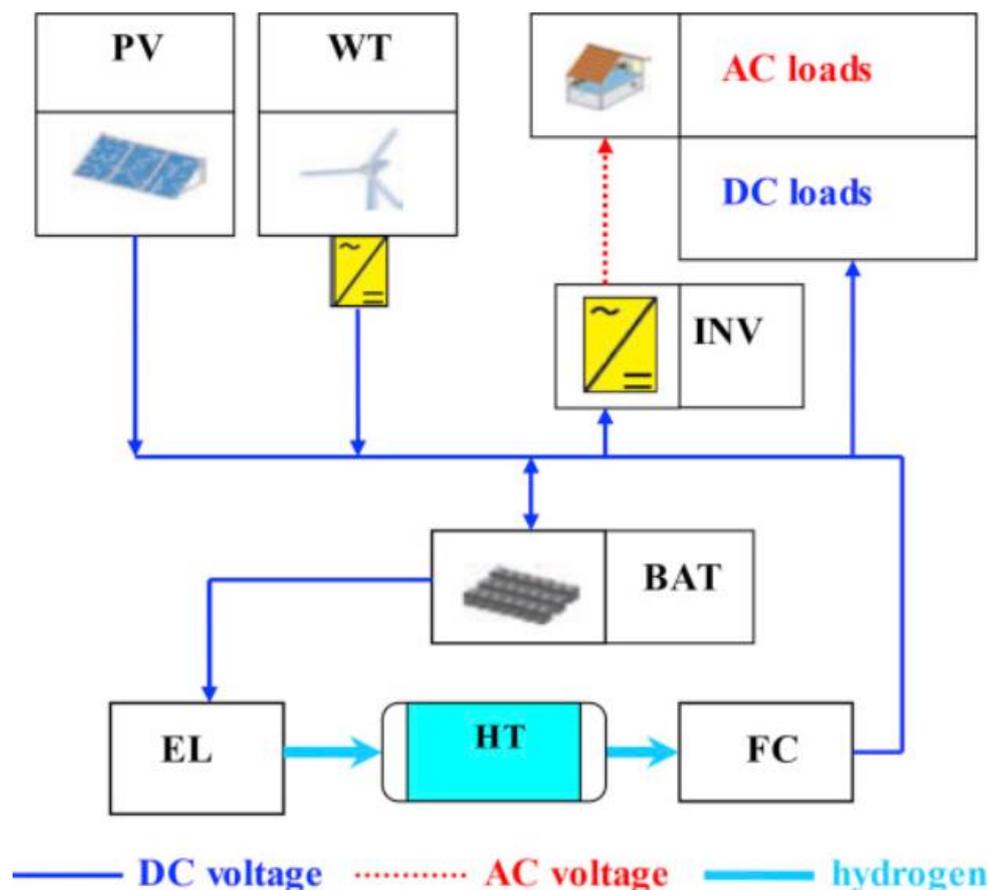


Figure I- 5 : Système de sources et de stockage hybrides

Dans l'article [118], une équipe scientifique russe a étudié le schéma de la Figure I-5 pour arriver à la conclusion que le stockage d'énergie électrique (batterie) est préférable pour de court terme tandis que le stockage via le couple H₂O/FC était préférable pour le long terme.

P. Enevoldsen et al. [119] ont évalué le coût, l'efficacité, l'impact environnemental et l'adéquation du système schématisé sur la figure I-6 pour la région (isolée) de Mykines. Pour l'interprétation des résultats, ils ont

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

procédé à une comparaison très intéressante entre le système de la figure I-5 et un système diesel. Les résultats ont montré que le coût de production d'énergie est moins élevé (0.23-0.39\$/kWh) avec cette dernière que le système mis en place (0.53\$/kWh). Mais la question environnementale reste le principal atout du système à énergie renouvelable et sa durée de vie du système. Pour la question d'efficacité, ils confirment que la conversion de l'hydrogène en électricité est encore en manque de rendement et que les prix des technologies mises en place restent élever.

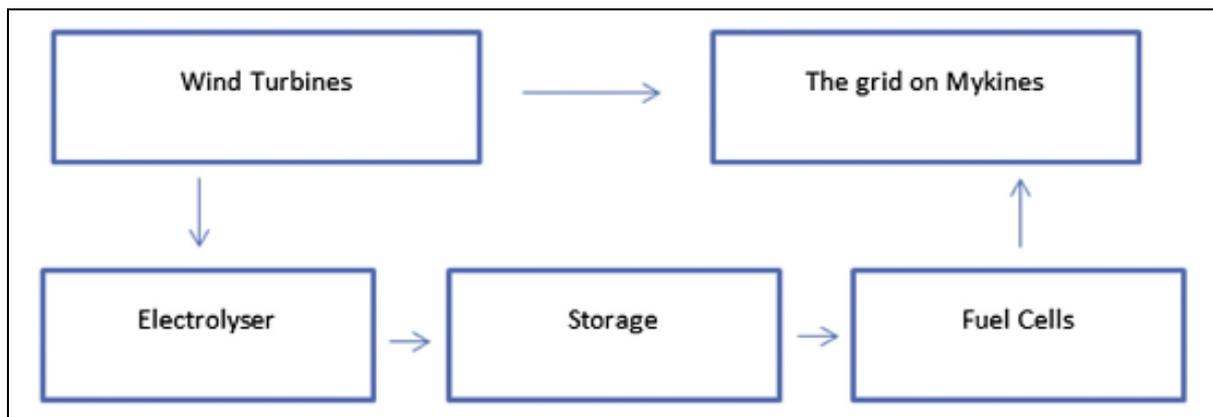


Figure I- 6: Synoptique système à Mykines

L'article [120] présente une étude mettant à contribution les énergies éolienne et photovoltaïque pour produire de l'hydrogène et de l'oxygène avec le schéma de la figure I-7. L'hydrogène est distribué à la demande ou utilisé avec de l'oxygène et le charbon pour produire de la méthanol (H_2 et O_2) (Figure I-7). Dans cette étude, la totalité de la production des énergies éolienne et photovoltaïque est toujours consommée.

L'utilisation de l'hydrogène et de l'oxygène dans la production du méthanol permet de réduire les émissions de CO_2 tout en augmentant la production du méthanol comparé à la production avec la méthode traditionnelle. La consommation d'eau de l'industrie chimique du charbon diminue et la consommation d'eau de chaque unité de production de méthanol ont été réduites d'un tiers. Ces résultats sont très intéressants pour cette région de la Chine qui est très riche en charbon, en énergie éolienne et solaire, mais caractérisée par une grave pénurie d'eau.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Ainsi à travers ces exemples d'études, on comprend qu'il peut exister autant de schémas et de stratégies d'études que de missions possibles.

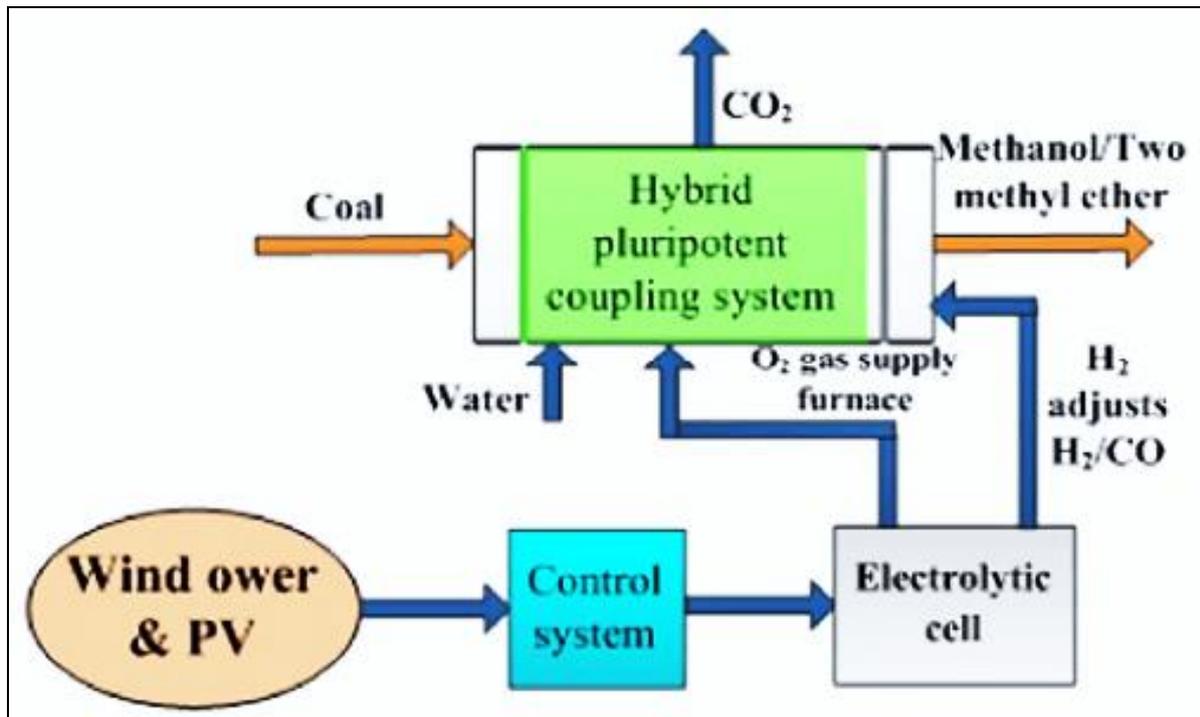


Figure I- 7: Sources et systèmes de stockage hybrides

I-7.2. Projets Hydrogène énergie

Dans la pratique également, de nombreux projets de démonstration sont en cours de construction partout dans le monde dans le cadre de la transition énergétique et visent à optimiser le potentiel des énergies renouvelables par le stockage d'hydrogène. Là aussi les projets sont présentés avec des objectifs bien précis.

En Italie, le projet INGRID[121] a été lancé en 2014 dans le but d'une démonstration industrielle qui consiste à produire, à partir d'énergie renouvelable, de l'hydrogène par électrolyse, le stocker sous forme solide. L'hydrogène stocké est réutilisé soit pour produire de l'électricité via une pile à combustible, soit pour alimenter le marché de l'hydrogène. Le système a une capacité de 39 MWh comportant un générateur d'hydrogène de 1,2 MW et un stockage d'hydrogène solide de technologie McPhy de plus d'une tonne d'hydrogène.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Le projet JUPITER 1000 en France [122] consiste à une installation d'un MW composé de 2 électrolyseurs, PEM et Alcaline qui sont alimentés par l'énergie renouvelable pour produire de l'hydrogène. Cet hydrogène est injecté directement dans le réseau de gaz et/ou utilisé pour capter du CO₂ dans des cheminées industrielles afin de former du méthane qui sera ensuite injecté dans le réseau de gaz naturel selon les normes en vigueur. En France, ce taux d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est de 6% selon un rapport des opérateurs d'infrastructures gazières français présenté le 15 novembre 2019. Cependant, un taux de 10% est envisagé pour 2030 et jusqu'à 20% au-delà. Le 11 juin 2019, le démonstrateur GRHYRD a injecté 20% d'hydrogène dans le réseau de distribution de gaz naturel. Ce qui a permis de mettre en évidence que l'injection d'un pourcentage plus élevé implique des coûts trop importants. Le projet Jupiter 1000 est schématisé sur la Figure I-8.

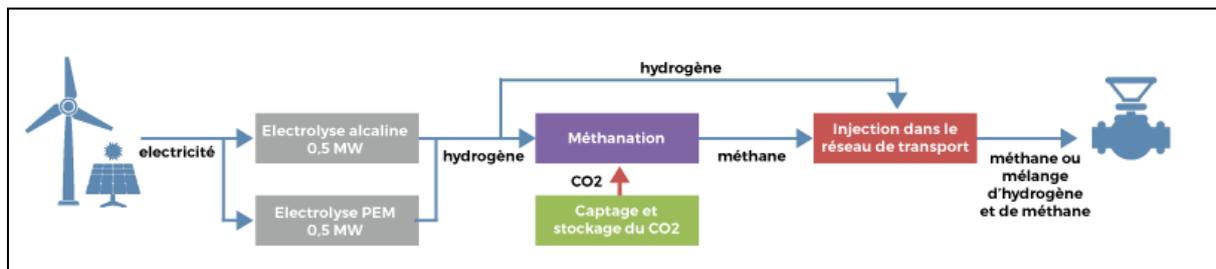


Figure I- 8: Schéma du JUPITER 1000

L'usine AUDI E-GAS est une installation Power-to-Gas mis en place à Werlte en Allemagne depuis 2013 avec une puissance de 6 MW. Afin de réaliser une méthanisation, l'hydrogène provient d'électrolyseurs alcalins de 2 MW alimentés par un parc éolien offshore en mer du Nord, qui comprend des turbines de 3,6 MW. Le gaz carbonique requis est séparé du biogaz brut d'une usine de biométhane voisine au moyen d'un lavage à l'aminé. Sans tenir compte de l'énergie thermique, ce système aurait une efficacité de 54% avec un débit maximal de 325 Nm³/h. Son objectif principal était d'atteindre les systèmes Power-to-Gas commercialisés autour de 20 MW entre 2015 et 2017, avec une efficacité supérieure à 80% grâce à la

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

récupération de la chaleur thermique supplémentaire provenant de la méthanation.

Projet GRHYD[123] lancé en France en 2017 a pour objectif d'évaluer et de valider l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz naturel d'un nouveau quartier et d'Hythane(est un carburant composé à 80 % de gaz naturel et à 20 % d'hydrogène) dans une station de bus GNV de la Communauté Urbaine de Dunkerque. Le projet est schématisé sur la Figure I-9. En mai 2019, le passage à l'injection de 20 % d'Hydrogène en volume dans le réseau de gaz naturel est validé par les partenaires du projet[124], ce qui est plutôt une première en France car le taux d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est fixé à 6% dans la législation française.

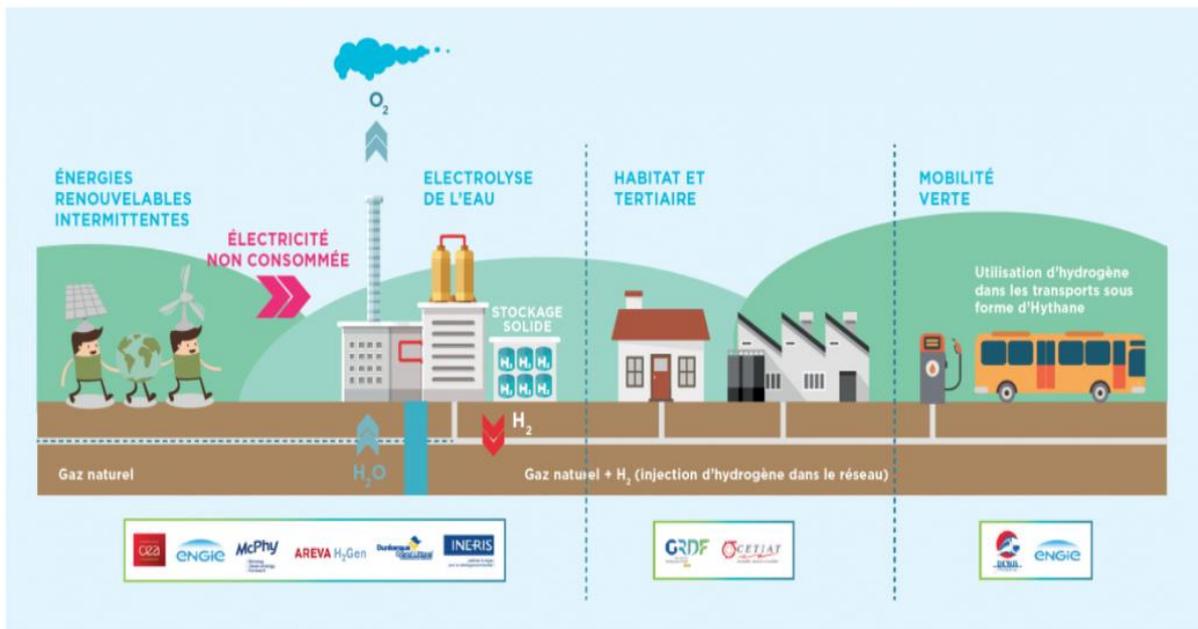


Figure I- 9: Schéma du Projet GRHYD

Le Projet H₂BER schématisé sur la Figure I-10 a été mise en service en Allemagne en 2017[125] et a pour objectifs de lisser les fluctuations et surplus du parc éolien Enertrag, un électrolyseur de McPhy Energy est utilisé pour produire de l'hydrogène pour être utilisé comme carburant dans des bus et automobiles fonctionnant à piles à combustible.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

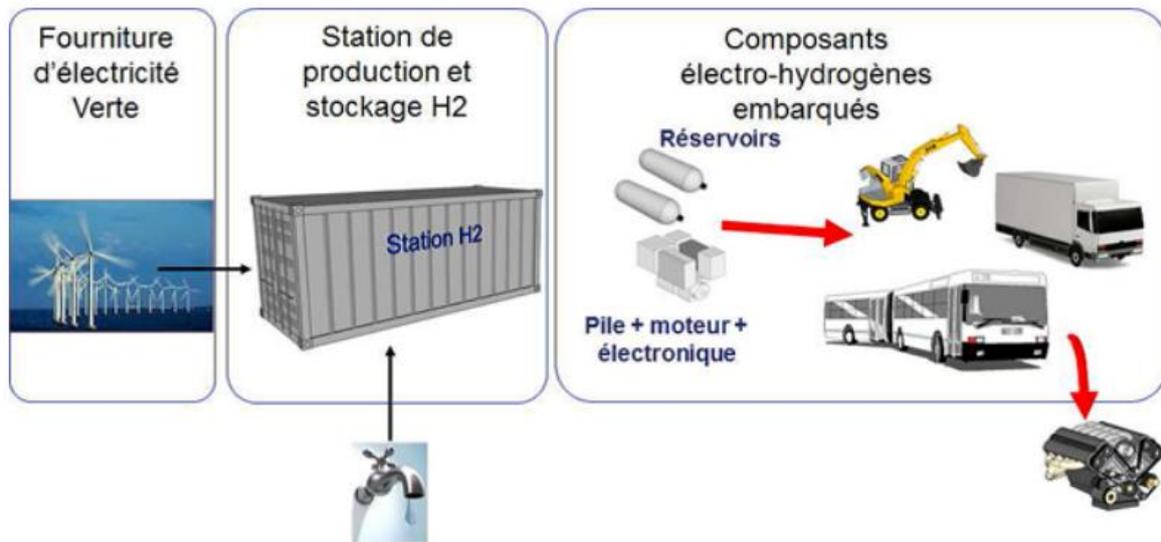


Figure I- 10: Schéma du Projet Hytrac France

Par ailleurs, un stockage solide d'hydrogène permet de fournir à la demande, et de manière flexible, de l'électricité ou de la chaleur. Ce projet arrive à la conclusion qu'avec une exploitation intelligente, il est possible de réduire les coûts de mobilité.

En s'inspirant des paragraphes précédents, le suivant sera consacré au choix de la structure qui sera étudiée dans le cadre de cette thèse, ainsi que les stratégies qui seront mises en place.

I-8. Choix de la structure et des stratégies d'étude

Après une analyse bibliographique sérieuse, on s'aperçoit compte tenu de la diversité des besoins d'utilisation d'énergie, que l'identification d'un cycle d'usage type et sa stratégie de gestion dépend de plusieurs paramètres entre autres le taux de rampes, le temps de réaction, le temps de stockage, la maturité de la technologie ou encore le coût de l'installation du système de stockage.

I-8.1. Structure du schéma d'étude

Un résumé presque complet des possibilités de stockage des énergies renouvelables est montré sur la Figure I-11 et qui donne un aperçu des possibilités de co-développement entre l'énergie pour le stationnaire et

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

l'énergie pour la mobilité, basées uniquement sur la technologie d'hydrogène.

Différents scénarios intéressants se dessinent sur la Figure I-11 :

- Stockage d'hydrogène pour le service réseau électrique : Reconvertir de l'hydrogène stocké en électricité via des piles à combustible pour la réinjecter dans le réseau électrique ;
- Stockage d'hydrogène pour le service réseau de gaz : L'hydrogène stocké est injecté dans le réseau à des proportions bien prédéfinies par des normes le concernant ;
- Stockage d'hydrogène pour des services de mobilité : L'hydrogène produit est stocké à haute pression dans des stations de service à hydrogène pour ravitailler des véhicules et autres objets mobiles dotés de piles à combustible.

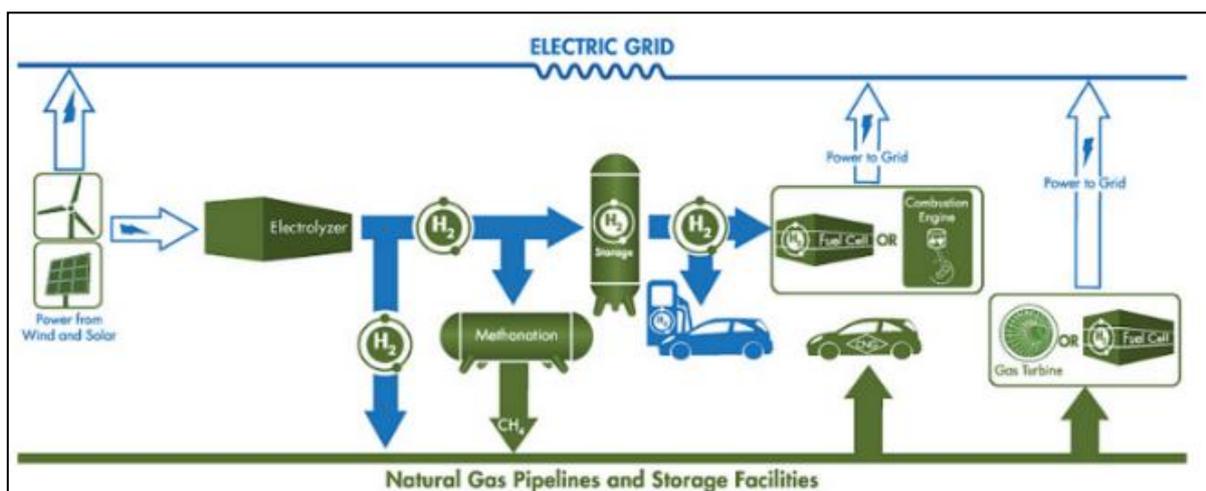


Figure I- 11: Possibilités de stockage d'énergie

Dans cette étude, le but principal étant d'étudier l'intérêt que peut apporter la technologie hydrogène dans l'exploitation d'un parc éolien, naturellement le schéma est composé d'un parc éolien, un électrolyseur, des réservoirs de stockage, de la pile à combustible, réseau électrique et d'autre possibilités d'utilisation d'hydrogène comme schématisé sur la Figure I-12.

Pour le choix du type de système de conversion d'énergie éolienne, trois types de générateurs sont fréquemment utilisés dans l'industrie, à savoir les éoliennes à vitesses fixes composées d'une machine asynchrone à cage

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

(MAS) et les éoliennes à vitesses variables composées soit d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) ou d'une Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP).

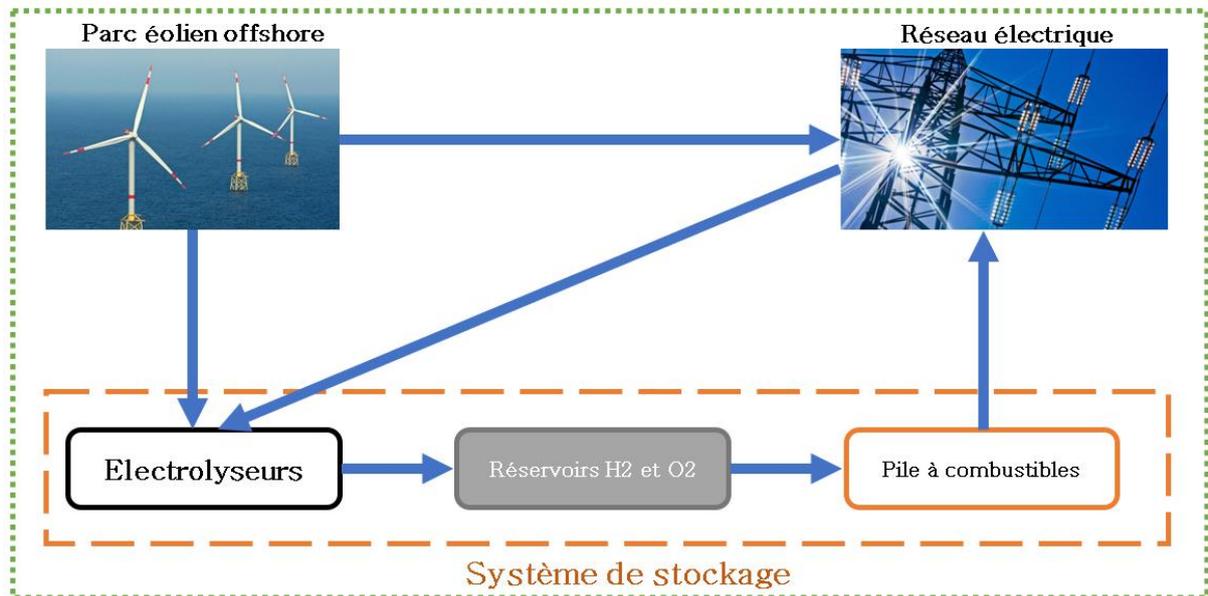


Figure I- 12: Système de stockage d'hydrogène

Comme on peut lire sur la Figure I-13, la technologie d'éolienne à vitesse fixe est la moins avantageuse pour les services système par exemple, car elle n'offre aucune possibilité de réglage. Si on compare les deux structures à vitesse variable, la technologie d'éolienne à base d'une MADA offre un degré de liberté du fait de l'existence des convertisseurs d'électronique de puissance au rotor de la MADA. Donc, cette technologie offre une plage de réglage limitée, cette limite est déterminée par le glissement de la machine. D'autre part, l'interface d'électronique de puissance qui découple entièrement l'aérogénérateur basé sur une MSAP du réseau offre un deuxième degré de liberté à cette technologie d'éolienne. Cela permet d'avoir une plage de réglage plus large qui s'étend sur le long de la plage de fonctionnement de l'éolienne. En plus de ça, la technologie d'éolienne basée sur une MSAP présente deux avantages majeurs pour son application dans les projets offshore situés en milieux salins. Ses avantages sont le couplage direct de la MSAP à la turbine évitant ainsi l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse et l'élimination du système de bagues et de balais.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Ces deux avantages permettent de réduire des coûts significatifs de maintenance. Cela permet de justifier la croissance rapide de cette technologie dans les nouveaux parcs éolien.

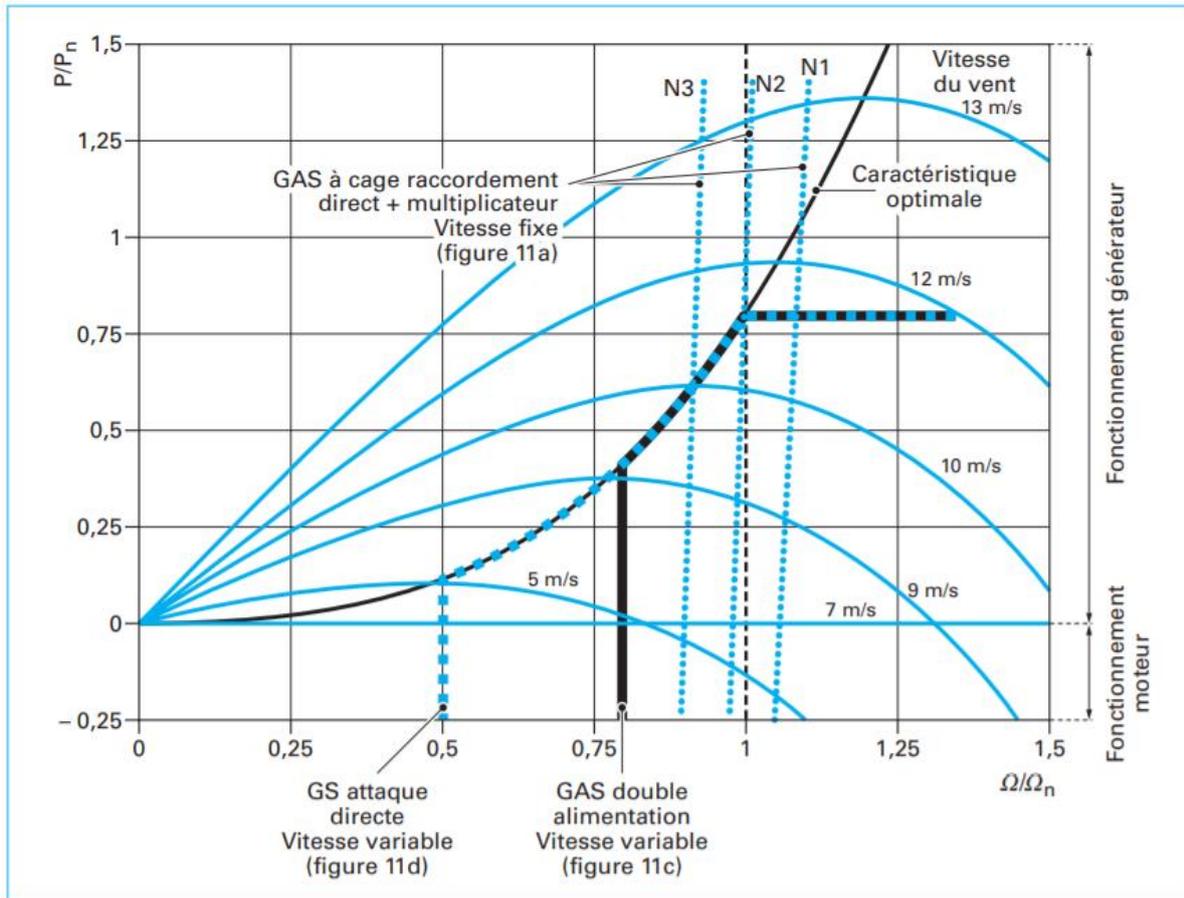


Figure I- 13: Adéquation turbine générateur

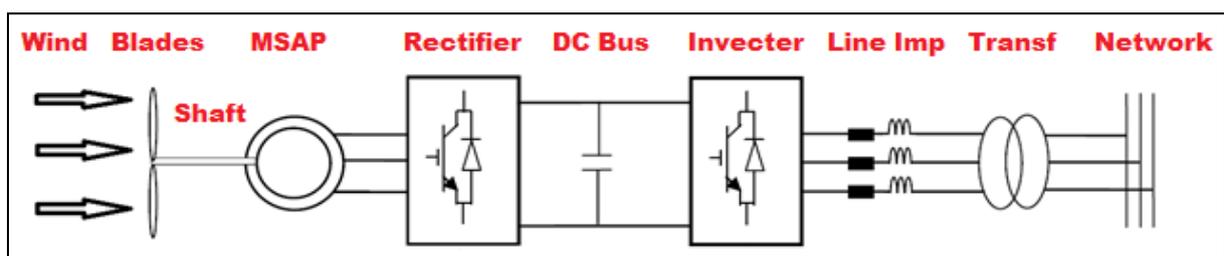


Figure I- 14: Synoptique de la chaise de conversion d'énergie éolienne

Le système de conversion d'énergie éolienne considéré sera alors composé de la turbine connectée à une machine synchrone à aimants permanents (MSAP) sans multiplicateur, deux convertisseurs d'énergie (redresseur et onduleur), un bus continu, la ligne électrique et un transformateur pour élever la tension comme montre le schéma de la Figure I-14.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

I-8.2. Stratégie d'étude

Avant de rentrer dans la démarche de recherche de stratégie de gestion du système, il faut rappeler qu'il existe principalement deux catégories d'énergie dans la gestion d'un parc éolien qui peuvent être rentabilisées pour augmenter son rendement annuel. Il s'agit de l'énergie disponible au-delà du taux d'intégration accepté par le réseau comme présenté sur la Figure I-15[8] et la quantité d'énergie produite pendant les heures de faibles consommations ou de fortes productions.

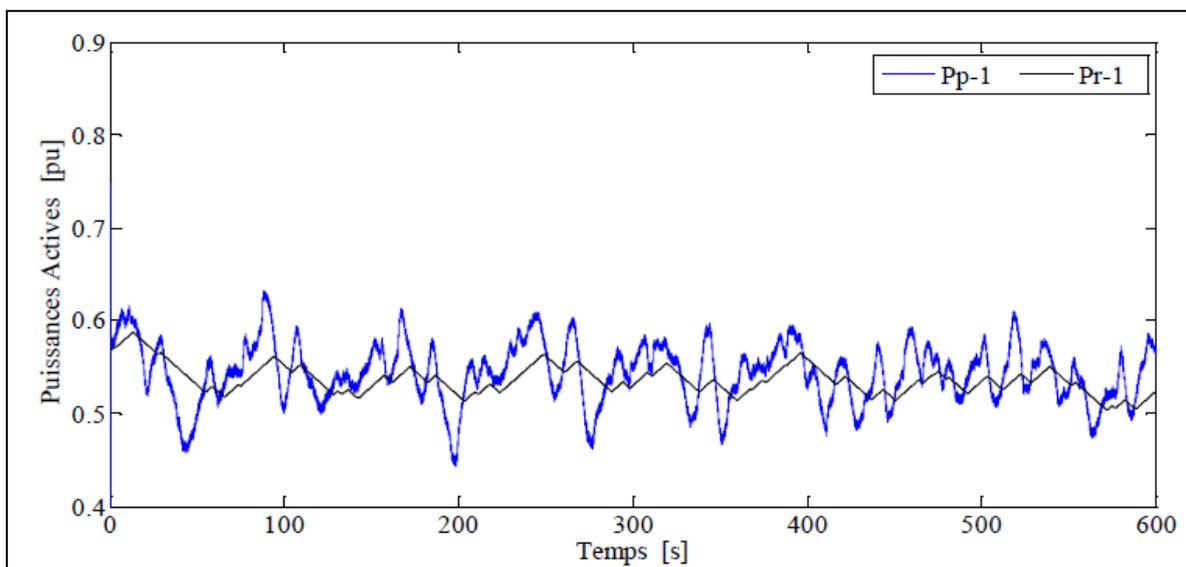


Figure I- 15: Pp-1 - puissance produite par le parc, Pr-1 -puissance autorisée pour l'injection dans le réseau

Par ailleurs, dans le cadre de la régulation du réseau électrique, les parcs énergétiques de grandes puissances sont contraints de créer des réserves de puissance actives. L'une des techniques pour cela consiste à jouer sur l'angle de calage β comme schématisé sur la Figure I-16[8]. Cette technique permet de faire fonctionner les systèmes aérogénérateurs en dessous de leurs capacités maximales, laissant ainsi la possibilité de fournir plus de puissance lorsque le réseau en demande. Dans ce cas, la réserve de puissance créée peut être vue comme perdue tant qu'elle n'est pas demandée par le réseau. Ce qui fait une troisième catégorie de puissance récupérable.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Or le concept idéal consiste à faire fonctionner tous les systèmes aérogénérateurs à leurs capacités nominale, voire maximales et la production sera répartie entre le réseau électrique et le système de stockage mis en place. La réserve exigée par le gestionnaire du réseau de transport (GRT) sera fournie par le système de stockage mis en place lorsqu'elle est demandée. Dans cette condition, lorsque le réseau électrique demande de la puissance électrique (réponse rapide) ou de l'énergie électrique (réponse lente), le système de stockage doit être en mesure de répondre. Dans cette étude, le premier besoin exprimé est la production d'hydrogène. Pour cela, le système de la Figure I-12 est utilisé avec deux stratégies particulières à savoir la production et l'utilisation de l'hydrogène. La première stratégie a pour but d'évaluer la capacité d'un électrolyseur PEM dans la condition ou il est alimenté pratiquement en continu. Pour cela, le réseau électrique est mis à contribution à des moments opportuns.

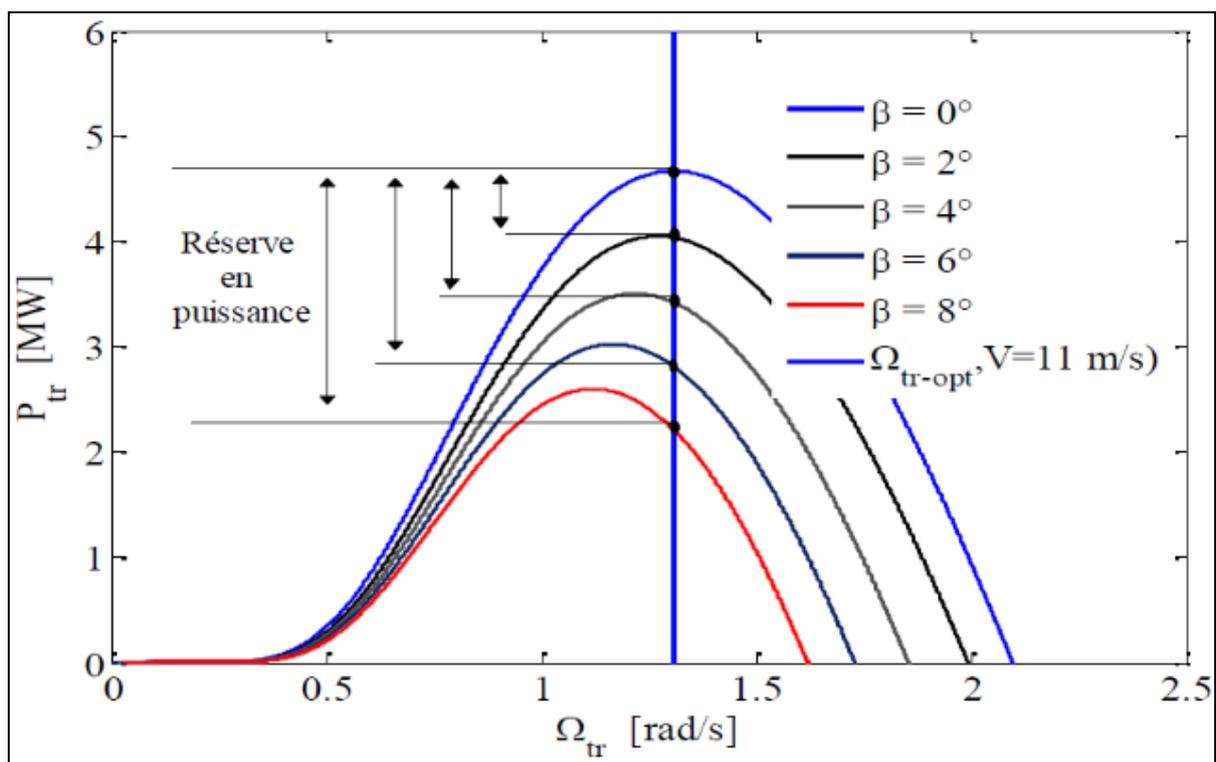


Figure I- 16: Création de la réserve de puissance

La deuxième stratégie consistera à l'analyse des utilisations potentielles de l'hydrogène. Ainsi la particularité de cette étude par rapport à la littérature est l'idée de réaliser une étude complète du système en tenant compte de

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

tous les échanges énergétiques dans une considération systémique afin d'évaluer son rendement réel. Le rendement annuel de l'ensemble du système (parc éolien et système de stockage) peut être évalué et comparé clairement à celui du parc sans système de stockage. Pour cela, une approche de représentation du système qui tiendra compte de l'aspect multiphysique du système est utilisée, à savoir la Représentation Énergétique Macroscopique (REM).

I-9. Recherche d'outil de Modélisation adapté pour le système retenu

A cause des caractéristiques qui se découvrent de plus en plus complexes, il devient difficile d'étudier les systèmes énergétiques avec les techniques numériques conventionnelles. De façon générale, pour réaliser l'étude numérique des systèmes, deux voies s'offrent :

- L'utilisation des logiciels structurels ou des boites noires dont on ne peut que donner des entrées pour observer la sortie sans avoir accès à la configuration interne. Ce qui limite le niveau de perfectionnement de l'étude à réaliser.
- L'utilisation des logiciels fonctionnels, dans ce cas on parle des modélisations statiques, quasi-statiques ou dynamiques. Dans ce cas, la modélisation dynamique permet d'étudier correctement tout système quel que soit sa complexité. Elle nous offre deux approches de modélisation à savoir l'approche mathématique qui se base sur les modèles d'état ou les fonctions de transferts, tandis que l'approche graphique va utiliser les formalismes tels que le bond graph, le Power Flow Diagram (PFD), Puzzle Énergétique, la REM, etc.[126]. La Représentation Énergétique Macroscopique (REM) semble être un outil de formalisme très intéressant si l'on s'en réfère aux caractéristiques dans le Tableau I-4. Elle permet une représentation structurelle et fonctionnelle avec un objectif de contrôle commande[127]. D'où les raisons de son choix. Par conséquent, cette méthode va être expliquée

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

et appliquée dans le cadre de cette thèse pour analyser le système hybride étudié.

BG	GIC [Mogo 05]	PFD	REM
Systémique Structuraliste			
Structurelle	Fonctionnelle	Fonctionnelle	Structurelle-/fonctionnelle+
Causalité physique			
Intégrale/Dérivée	Intégrale	Intégrale	Intégrale
Aptitude à la modélisation Multi-physiques			
++	+	+	+
Habilité à la commande			
-	+	-	+

Tableau I- 4: Attitudes des différences formalismes

I-10. Analyse économique

Après avoir montré qu'il existe diverses possibilités de projet dans l'utilisation du vecteur hydrogène, il est important de voir les aspects économiques. Là aussi, la littérature nous apprend plusieurs aspects. M. Minutillo et al [128] ont réalisé l'étude à la fois énergétique et économique sur le système de la Figure I-18 à base de biogaz pour la production combinée d'hydrogène, de chaleur et d'électricité.

Ils ont réalisé une évaluation économique estimant l'investissement total en capital et la rentabilité de l'installation, cela en analysant différentes stratégies de gestion à savoir la charge de base, service auxiliaire et mobilité tout en tenant compte de différents niveaux de développement technologique et scénarios de marché. Les résultats montrent que la production d'hydrogène est le principal contributeur à la durabilité économique du système grâce aux prix les plus élevés de l'hydrogène par rapport à ceux de l'électricité.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

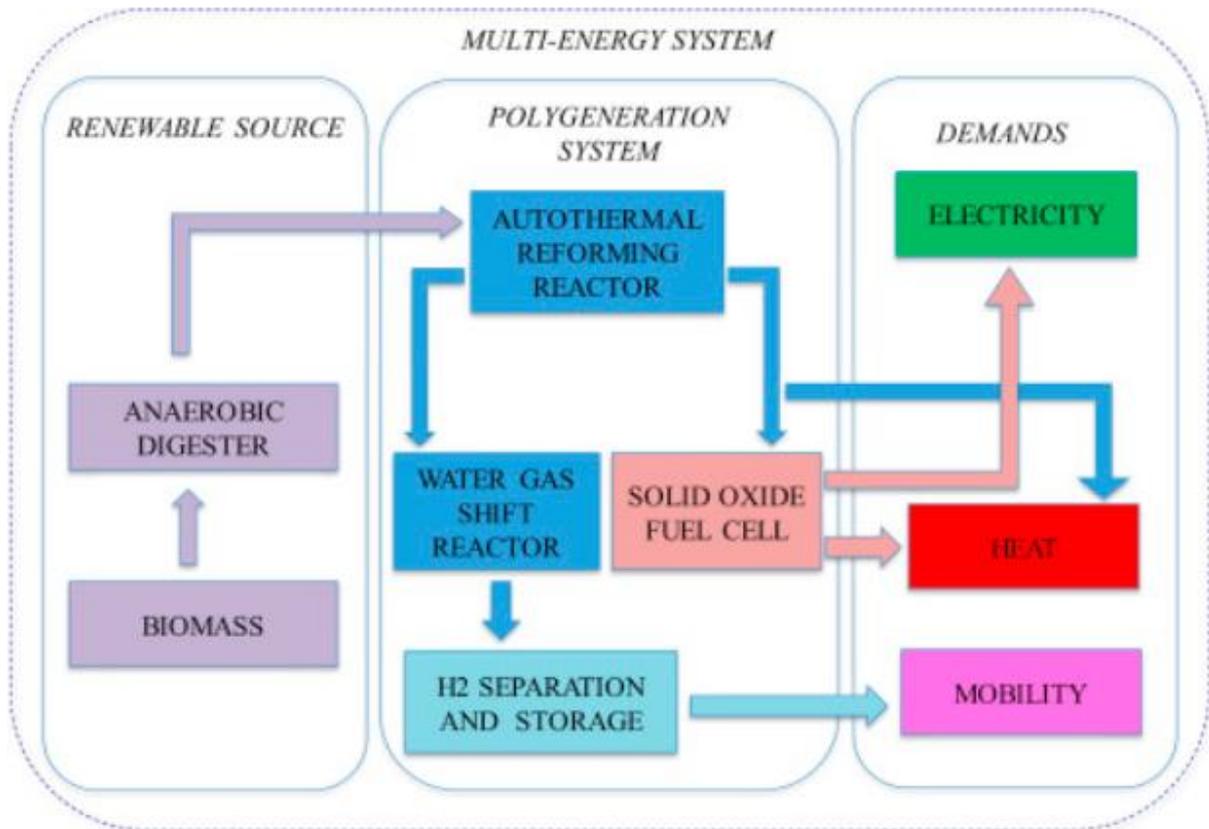


Figure I- 17: Système hybride

Z. Abdin et al [129] ont effectué entre autre l'analyse technico-économique d'un système hybride renouvelable hors réseau destiné à produire de l'électricité et de l'hydrogène pour plusieurs sites différents. Pour cela, ils ont utilisé le logiciel HOMER Pro et simulé neuf configurations différentes afin de trouver celle qui atténue au mieux la demande de charge avec le coût minimal d'énergie. Ils concluent à travers les différents résultats qui ont obtenus que de meilleurs profils de rayonnement solaire et de vitesse du vent pourraient conduire à un coût minimal d'énergie pour les systèmes à énergie hybride renouvelable.

A. Babarit et al [130] ont étudié des scénarios pour exploiter l'énergie éolienne au large des côtes par des flottes de *convertisseurs* d'énergie éolienne produisant de l'hydrogène et naviguant de manière autonome. Les scénarios incluent le transport et la distribution de l'hydrogène produit. Ils utilisent les données économiques disponibles dans la littérature et sur des hypothèses concernant le coût de l'électricité

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

disponible à bord des convertisseurs d'énergie éolienne pour estimer le coût d'hydrogène livré pour les différents scénarios à court et à long terme. À court terme, les estimations des coûts livrés se situent entre 7,1 et 9,4 €/kg, en fonction du scénario et de la distance de livraison. Ils se sont basés sur l'hypothèse d'un coût de l'électricité à bord de 0,08 €/kWh. À plus long terme, en supposant un coût de l'électricité à bord de 0,04 €/KWh, l'estimation des coûts pourrait être ramenée à 3,5 à 5,7 €/kg, ce qui rendrait l'hydrogène compétitif sur plusieurs marchés de l'hydrogène sans aucun mécanisme de soutien. Pour que l'hydrogène soit compétitif sur tous les marchés de l'hydrogène, y compris ceux à plus forte émissions de GES, une taxe sur le carbone d'environ 200 €/t de CO₂ serait nécessaire.

Dans l'ensemble, on voit que deux approches dominent les analyses, à savoir l'économie de l'hydrogène et l'analyse économique des systèmes d'hydrogène énergie. Le premier consiste à évaluer la valeur ajoutée de ce vecteur lorsqu'il rentre dans le mix énergétique et le second consiste à évaluer le coût de la marchandise hydrogène selon la manière dont il est produit, stocké et utilisé. On comprend alors que pour effectuer l'analyse économique d'un système énergétique, il est important de dissocier deux choses, le système énergétique dans sa structure et l'objectif ou les objectifs pour lesquels ce système a été mis en place.

I-10.1. Structure des systèmes énergétiques

Nous avons deux systèmes fondamentaux sur lesquels l'analyse économique pourrait porter de façon séparée ou ensemble, il s'agit du parc éolien et du système de stockage d'énergie. L'étude peut bien porter sur l'un des deux objectifs ou les deux en même temps. Ainsi dans la littérature, il existe plusieurs considérations qu'on peut regrouper en trois grandes familles :

I-10.1.1. Valoriser l'énergie électrique excédentaire d'un parc de production d'énergie électrique

Dans la catégorie dite d'énergie excédentaire, il y a l'énergie qui n'est pas absorbée par le réseau électrique pendant les heures de faible

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

consommation ou de forte production et la réserve de puissance tant que le réseau ne la demande pas. Il est alors important de stocker toute la production du parc dans le but de valider le concept de power-to-gas ou Power-to-Power.

I-10.1.2. Montrer la faisabilité du power to gas/power (PtG/P)

L'objectif est de montrer qu'on peut bien convertir l'énergie électrique en énergie chimique en l'occurrence l'hydrogène ou le méthane pour être utilisé en tant que tels ou reconvertis en électricité via une pile à combustible. Dans ce cas, le système peut être alimenté par un parc éolien et/ou par le réseau électrique. L'utilisation du réseau électrique ici a pour but d'augmenter la rentabilité du système de stockage.

I-10.1.3. Les deux cas peuvent être considérés

Lorsqu'on décide de gérer un système composé d'un parc éolien et un système de stockage (chargement, stockage et déstockage), l'étude est certes complexe, mais c'est seulement dans ce cas qu'on peut prétendre faire une comparaison entre les parcs conventionnels et les parcs d'énergie renouvelable, surtout en termes de contribution à la régulation du réseau électrique. L'ensemble du parc renouvelable et le système de stockage pouvant fonctionner dans les deux sens, présente un avantage par rapport aux parcs conventionnels. Mais il faut voir dans quelle condition le couple renouvelable pourra jouer ce rôle du point de vue de la dynamique.

I-10.2. Aspects d'étude économique

Lorsqu'on parle de l'analyse économique des systèmes énergétiques, deux approches fondamentales apparaissent selon les objectifs de l'étude. Il s'agit de l'analyse de rentabilité et le calcul du coût d'énergie.

Smallbone et al [131] ont étudié un système de stockage d'énergie thermique par pompage pour estimer le coût de stockage nivelé, Levelized Cost of Storage (LCOS) comme décrit aux équations I-1 et I-2. Après avoir estimé le LCOS pour le système à grande échelle et comparé à celui d'autres technologies de stockage d'énergie, ils arrivent à la conclusion que le PHES

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

pourrait être compétitif sur le plan des coûts avec les systèmes de stockage à compression d'air ou même avec les systèmes de stockage par pompage hydraulique, en fonction du coût en capital et de l'efficacité du système. L'analyse de sensibilité présentée montre clairement que le système LCOS résultant est très sensible au fonctionnement de la centrale, ce qui montre qu'avec un nombre croissant de cycles par an, le coût par kWh diminue fortement, bien que cet effet soit similaire pour toutes les technologies. Par conséquent, pour pouvoir comparer équitablement le système LCOS d'une gamme de technologies, le nombre de cycles de stockage par an doit être le même pour chaque technologie à l'étude.

$$LCOS = \frac{I + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+i)^t}} \quad I-1$$

$$A_t = OPEX_t * P_s + c_{el} * W_{in} \quad I-2$$

LCOS: Coût actualisé du stockage d'énergie(€/kWh) ;

CAPEX: Coût d'investissement du système de stockage(€/kW) ;

A_t : Coût annuel de stockage (€) ;

I coût d'investissement initial (€)

W_{out} : Énergie livrée par le système de stockage (kWh) ;

$(1+i)$: Taux d'actualisation

i : Facteur d'actualisation

$OPEX_t$: Dépenses des opérations sur l'année (€/kW) ;

c_{el} : Coût d'électricité (€/kWh) ;

W_{in} : Energie absorbée par le système de stockage par an (kWh) ;

Dans l'article [132], est présentée l'analyse des expériences de fonctionnement durant la phase initiale du projet d'électrolyse PEM de 6 MW «Energie Park Mainz». Sur la Figure I-18, est présenté le schéma complet de l'installation.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

D'une part, ils ont présenté le calcul de l'efficacité de l'installation Power-to-Gas sur la base de la consommation totale d'énergie, ainsi que du facteur d'utilisation de l'énergie. D'autre part, ils ont présenté l'analyse de trois options d'approvisionnement en électricité pour l'électrolyse, à savoir l'achat d'électricité à la bourse européenne de l'énergie, l'excédent d'électricité d'une société de marketing direct et la participation au marché de la réserve de contrôle. Un premier résultat montre que la faisabilité économique peut être améliorée principalement par la participation au marché de la réserve de contrôle secondaire.

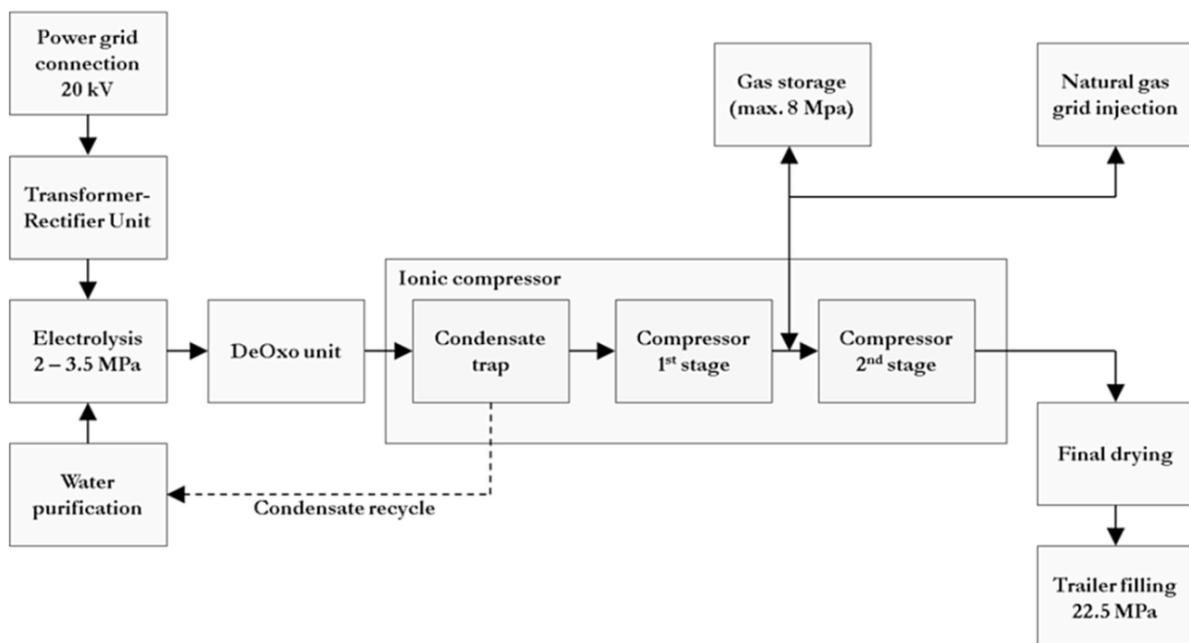


Figure I- 18: Schéma du projet Energie Park Mainz

En comparant les trois options considérées, il est montré que la participation au contrôle de la réserve secondaire est la plus rentable, car les coûts de l'électricité sont les plus bas. Un autre résultat de ce calcul est que, pour une quantité de production annuelle allant jusqu'à 20 tonnes d'hydrogène, il est moins coûteux d'acheter de l'électricité sur le marché européen d'électricité EPEX SPOT (La bourse européenne de l'électricité) que d'utiliser l'excès d'électricité de la société de marketing direct, en raison des prix négatifs de l'électricité qui surviennent à des périodes d'abondance de production d'électricité d'origine renouvelable et de faible demande,

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

situations lors desquelles il devient économiquement intéressant de payer pour évacuer sa production plutôt que d'arrêter la centrale de production.

Cette analyse permet de conclure qu'en choisissant la stratégie d'approvisionnement en énergie et d'exploitation la mieux adaptée, une centrale PtG telle que « Energie Park Mainz » peut générer des revenus d'exploitation. Cependant, le cadre réglementaire, en particulier en ce qui concerne les surtaxes, est un élément crucial pour la viabilité économique. En outre, les revenus pourraient ne pas être suffisants pour couvrir tous les autres coûts opérationnels fixes et variables ainsi que les coûts en capital. D'autres facteurs économiques importants sont la réduction des coûts en capital fixes, l'amélioration de l'efficacité et, enfin, la réalisation de primes de coût comparées à l'hydrogène produit de manière conventionnelle. Un potentiel d'hydrogène avec une prime de coût est attendu, par exemple, du secteur de la mobilité. Les auteurs pensent que si ces conclusions sont poursuivies, les centrales PtG peuvent être économiquement viables dans un avenir proche.

Afin de comprendre les conséquences financières des actifs d'énergie renouvelable et de stockage schématisé sur la Figure I-19, les auteurs de l'article [133] ont proposé un calcul du coût de livraison nivelé (LCOE) en utilisant l'équation I-3. Une comparaison est faite en utilisant la batterie au vanadium à flux redox et la batterie Lithium-ion.

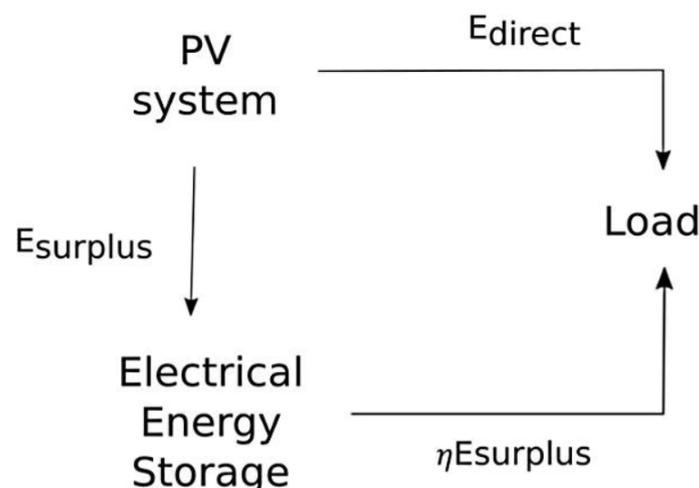


Figure I- 19: Système PV avec stockage

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

$$LCOE_{\text{system}} = \frac{C_{PV\text{surplus}} + C_{EES} + C_{PV\text{direct}}}{E_{EES} + E_{PV\text{direct}}} \quad \text{I- 3}$$

C et E sont respectivement des coûts et énergie produit correspondant aux parties indiquées en indices.

Les résultats révèlent que, compte tenu des coûts actuels et des spécifications techniques, la batterie au vanadium à flux redox a un coût de livraison uniforme moins élevé que le Lithium-ion à faible taux d'actualisation pour l'application de stockage d'énergie dans les systèmes photovoltaïques.

Afin d'évaluer l'installation d'un électrolyseur comme alternative à une extension de réseau électrique en Allemand, M. Robinius et al [134] ont développé un système pour calculer les impacts sur le réseau de distribution. Ce qui leurs a amené à effectuer une analyse détaillée du potentiel économique d'un électrolyseur utilisé dans un réseau de distribution électrique. Dans ce travail, ils ont utilisé l'énergie électrique excédentaire d'un parc composé des énergies solaire, éolienne et biomasse pour calculer le coût spécifique de l'hydrogène en utilisant l'équation I-4 dont les paramètres d'entrée sont l'heure de fonctionnement annuelle à pleine charge (h), efficacité du système (η), capacité installée en MW (P), prix d'achat d'électricité (e), coût d'investissement spécifique en €/kW(c), taux d'intérêt annuel (i), coût de maintenance et d'entretien O&M en% des coûts d'investissement (o), durée de vie (n).

$$\text{Coût spécifique } H_2 = \frac{P_{\text{electrolyseur}} * C * 1000 + \sum_{t=0}^{t=n} \frac{P * C * 1000 * o}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^{t=n} \frac{P * C * 1000 * \eta_{\text{electrolyseur}}}{(1+i)^t}} \quad \text{I-4}$$

Pour l'ensemble des scénarios analysés, un LCOE de 10ct/kWh, différentes efficacités de l'électrolyseur, différents couts d'investissement de l'électrolyseur, sur différentes années, ils obtiennent un coût actualisé d'hydrogène (LCOH) de 4-7.5€/kWh.

Chapitre I : Etat de l'art sur l'Hydrogène Energie

Nous constatons qu'il manque une analyse du coût de production de l'hydrogène pour les différents scénarios du système tel que nous le présentons entre le parc éolien et le réseau électrique en faisant intervenir le réseau électrique lorsque le coût de l'électricité est suffisamment bas. Néanmoins la littérature donne suffisamment de pistes permettant de traiter l'aspect économique que nous souhaitons à savoir faire une analyse de coût de chaque scénario de notre schéma. Ceci nous permet de conclure ce chapitre avec certitude d'avoir tous les éléments à disposition pour réaliser les aspects envisagés pour notre étude.

I-11. Conclusion

Dans ce chapitre, est présenté l'état de l'art sur la question d'hydrogène énergie, de la production aux utilisations en passant par le stockage et le transport. Les aspects de ses possibles contributions pour l'amélioration du rendement des parcs éoliens sont également abordés. Les notions fondamentales sur le lissage d'énergie éolienne via cette technologie est expliquée en prenant l'exemple sur quelques cas d'étude à partir des quels les points importants sont mis en évidence. Ce qui a permis de voir les avancées et les verrous qui en sont liés. Reste à modéliser et à simuler le système afin d'apporter notre propre appréciation. L'outil de formalisme REM fera l'objet d'un développement général dans le chapitre suivant avant d'être appliqué au système.

**Chapitre II : Modélisation du
système en utilisant la
Représentation Energétique
Macroscopique (REM)**

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

II-1. Introduction

Le remplacement progressif des énergies fossiles par des sources d'énergies renouvelables et qui ne produisent presque pas de gaz à effet de serre telle que l'énergie éolienne surtout lorsque son potentiel offshore est mis à contribution ainsi que le stockage d'énergie par la technologie d'hydrogène font partie des solutions potentielles pour l'atteinte des objectifs de la transition énergétique [4]. Dans cette partie de notre étude, nous modélisons l'ensemble de ce système en utilisant le formalisme graphique appelé Représentation Energétique Macroscopique (REM) et la simulation sera faite dans l'environnement Matlab/Simulink.

Au premier plan de ce chapitre, les notions fondamentales de la REM seront abordées. En deuxième position, le système de conversion d'énergie éolienne sera modélisé en utilisant la REM. Enfin, le système de stockage d'énergie composé d'un électrolyseur, de deux réservoirs et une pile à combustible sera modélisé toujours en utilisant la REM.

II-2. Représentation énergétiques macroscopique (REM)

Comme annoncé dans le premier chapitre, l'utilisation de la REM va nous permettre d'avoir une représentation synthétique, de pouvoir effectuer une étude systémique et de déduire une commande cohérente de notre système[135]. Cet outil fonctionne plus ou moins comme les autres outils de formalisme graphique (tels que Bond graph, les schémas fonctionnels, Graph Informationnel Causal (GIC) etc.), elle utilise quatre principaux éléments représentatifs des différents phénomènes et se base sur deux principes pour étudier tout système énergétique.

II-2.1. Les principes

Ces deux principes sur lesquels se basent cet outil pour représenter les systèmes sont a priori les seuls sur qui sont fondés le fonctionnement des

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

systèmes réels, à savoir le principe d'action et de réaction et la causalité intégrale[127].

II-2.1.1. Le principe d'action et de réaction

Toute action d'un sous-système sur un autre sous-système impose une réaction de ce dernier. Contrairement à la troisième loi de Newton, cette réaction est proportionnelle à l'action, mais pas forcément égale. Le produit de l'action par la réaction est toujours équivalent à une puissance instantanée. Pour que cela soit plus clair, un exemple est représenté ci-dessous.

Soit le schéma de la figure II-1. Un transfert de puissance du sous-système A vers le sous-système B induit une action de A vers B et une réaction de B vers A. L'effort qu'exerce A sur B n'est pas forcément égal à celui que B exerce sur A en réaction, mais juste proportionnelle.

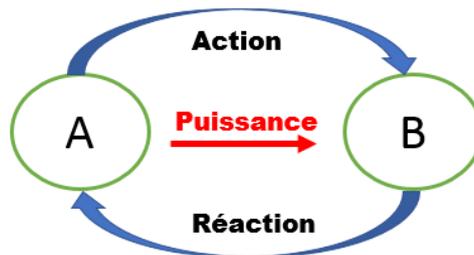


Figure II 1: Transfert d'énergie entre deux éléments

II-2.1.2. Le principe de causalité intégrale

Ce principe fait appel à la notion de relation qui existe entre un phénomène (cause) qui est à l'origine d'un autre phénomène (effet). Cette relation de façon naturelle ne peut qu'être unidirectionnelle de la cause vers l'effet dans le temps, d'où la notion d'intégrale. Sur la figure II-2, un exemple est donné pour illustrer ce principe.

Soit F , une force appliquée sur un corps de masse m , celle-ci se déplace à la vitesse V . Dans ce cas, c'est la force qui est la cause de la vitesse. Donc naturellement, la vitesse ne peut apparaître avant la force.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

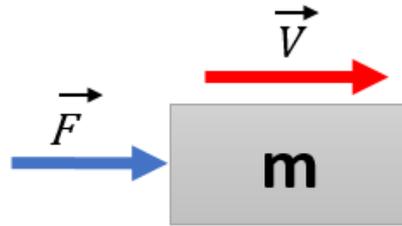


Figure II 2: Force appliquée à une masse

II-2.2. Les éléments constitutifs

Afin de traduire l'ensemble des équations mathématiques correspondant aux phénomènes physiques d'un système, comme tout autres formalismes graphiques, la REM utilise des symboles, appelés éléments constitutifs. Ils sont au nombre de quatre à savoir les éléments de source, d'accumulation, de conversion et de couplage. Chacun de ces éléments est interconnecté selon le principe de l'action et de la réaction et respecte le principe de causalité.

II-2.2.1. Eléments de source

Il s'agit des éléments terminaux, générateurs ou récepteurs d'énergies. Ils possèdent une seule entrée et une seule sortie qui peuvent être des scalaires ou des vecteurs. Un élément de source est influencé par la réaction du système auquel il est connecté. Sur la figure II-3, lorsque la source agit sur l'élément X à travers le vecteur action, l'élément X réagit à travers le vecteur *Réaction*. Ce dernier vecteur influence l'élément de source. Le produit de l'action par la réaction doit être toujours synonyme d'une puissance.

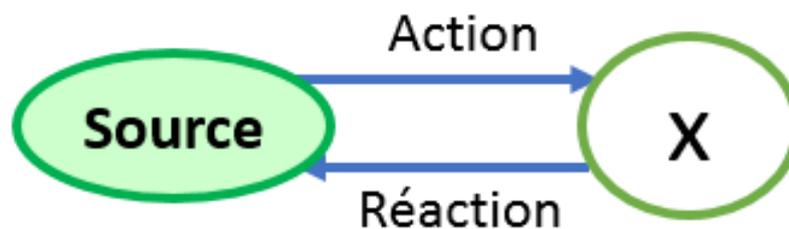


Figure II 3: Symbole élément de source

II-2.2.2. Elément de conversion

Par définition, les équations qui régissent l'élément de conversion sont atemporelles (pas d'accumulation d'énergie). L'énergie qui entre sous une

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

certaine forme est convertie, soit sous la même forme, on parle alors d'une conversion monophysique (figure II-4_a), soit sous une forme différente, on parle dans ce cas d'une conversion multiphysique (figure II-4_b).

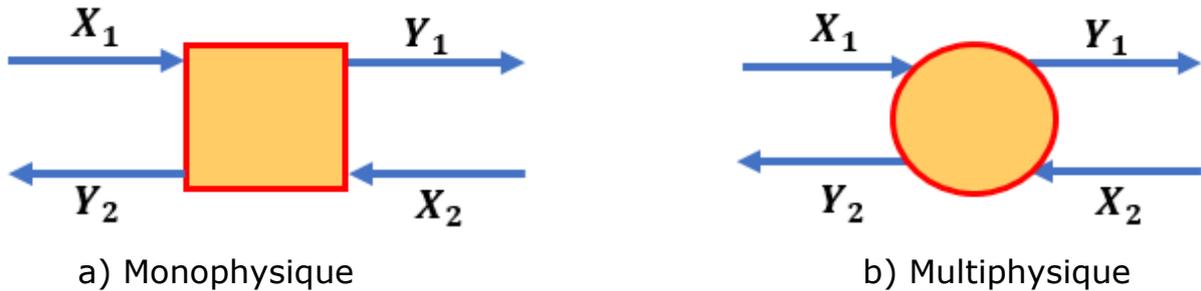


Figure II 4: Différentes formes d'élément de conversion

II-2.2.3. Elément d'accumulation

La causalité naturelle est intrinsèque à l'élément d'accumulation, les éléments qui lui seront interconnectés ne pourront que respecter l'orientation causale imposée. Il emmagasine de l'énergie en interne (avec ou sans pertes) et de ce fait, pour respecter la causalité intégrale, leurs sorties sont des fonctions intégrales des entrées. Ces entrées et sorties peuvent être des scalaires comme des vecteurs. En exemple, on peut citer le condensateur, la bobine, réservoir d'eau, inertie mécanique etc. Il est symbolisé sur la figure II-5 avec en entrée les variables X_1 et X_2 et en sortie des vecteurs Y_1 et Y_1 qui est une grandeur d'état du système.

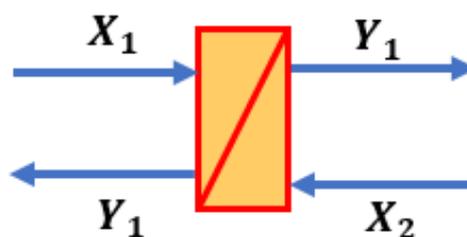


Figure II 5: Symbole élément d'accumulation

II-2.2.4. Elément de couplage

L'élément de couplage est un élément de conversion qui assure un nœud énergétique entre plusieurs chaînes de conversion d'énergie. Selon le sens de transfert d'énergie, il peut distribuer, concentrer ou réorganiser l'énergie. Comme pour l'élément de conversion, il répartit l'énergie sans accumulation (avec ou sans pertes). Leurs sorties et entrées ne peuvent

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

donc pas être définies avant connexion aux autres éléments du système. Cet élément possède plusieurs entrées et sorties en amont, et plusieurs entrées et sorties en aval. Lorsque la forme d'énergie qui entre au point de couplage est différente de celle qui en sort, on parle alors d'un couplage multiphysique (figure II-6-a), sinon on parle du couplage monophasique (figure II-6-b).

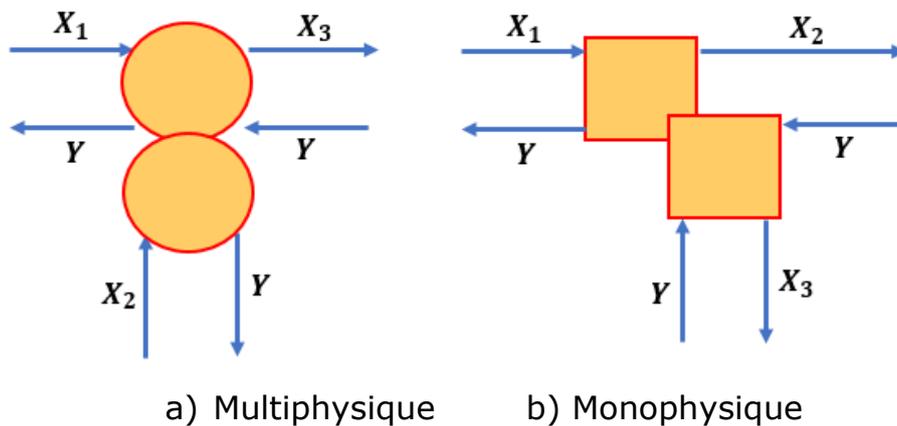


Figure II 6: Symboles de l'élément de couplage

II-2.3. Principes d'association des éléments

Le but fondamental est d'étudier un système en tenant compte des interactions qui ont lieu entre les sous-systèmes qui le composent. Soit un système S composé de deux sous-systèmes S1 et S2 comme schématisé sur la figure II-7. Avec la REM, La connexion entre S1 et S2 est possible si et seulement si la sortie de S1 est égale à l'entrée de S2 et que l'entrée de S1 est égale à la sortie de S2, soient $X_1 = X_2$ et $Y_1 = Y_2$.

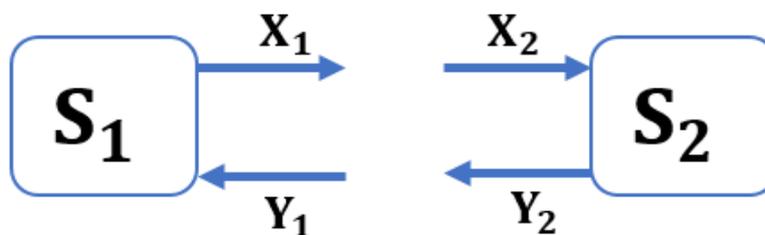


Figure II 7: Association d'éléments

Dans le cas contraire, deux solutions sont utilisées à savoir la permutation des éléments non causaux et la fusion des éléments d'accumulation [127]. Lorsque tous les éléments de la chaîne sont correctement associés et la

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Représentation est correctement effectuée, la commande de chaîne est déduite par inversion de cette dernière telle que décrit dans la section suivante.

II-2.4. Commande par inversion du système

Comme son nom l'indique, la chaîne de commande se construit en inversant la chaîne de conversion. Ainsi la structure de commande d'un système a pour objectif de définir l'entrée à appliquer en vue d'obtenir une sortie désirée, ce qui fait que la structure de commande est vue comme une inversion de la fonctionnalité physique du système étudié. Par exemple sur la figure II-8, la valeur souhaitée pour la grandeur de sortie du système $I(t)$ est appliquée à l'entrée du bloc de commande et est appelée référence ou consigne $I_{ref}(t)$. La sortie $V_{ref}(t)$ du bloc de commande qui en résulte a alors pour objectif de régler la grandeur d'entrée du système $V(t)$.

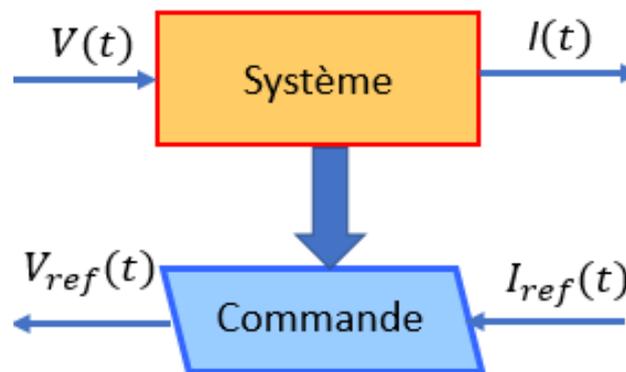


Figure II 8: Principe de commande par inversion

Pour réaliser cette inversion du système de conversion afin d'obtenir la chaîne de commande, quatre étapes importantes sont à réaliser à savoir[136] :

- Détermination des chaînes de réglage :
- Détermination des chaînes de commande
- Détermination de la Structure Maximale de Contrôle (SMC)
- Déduction de la structure pratique de commande (SPC).

Dans la section suivante, l'outil REM est appliqué à notre système en expliquant toutes les étapes.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

II-3. Modélisation du système Eolien-Hydrogène par la REM

Dans cette étude, le schéma de la figure II-9 est étudié. L'objectif principal est la production d'hydrogène à partir d'un parc éolien et probablement du réseau électrique. Afin d'appliquer convenablement la REM sur ce système, il sera scindé en deux parties principales à savoir la partie concernant le système de conversion d'énergie éolienne et la partie concernant le stockage d'énergie par la technologie d'hydrogène (production d'hydrogène, stockage et utilisation de l'hydrogène).

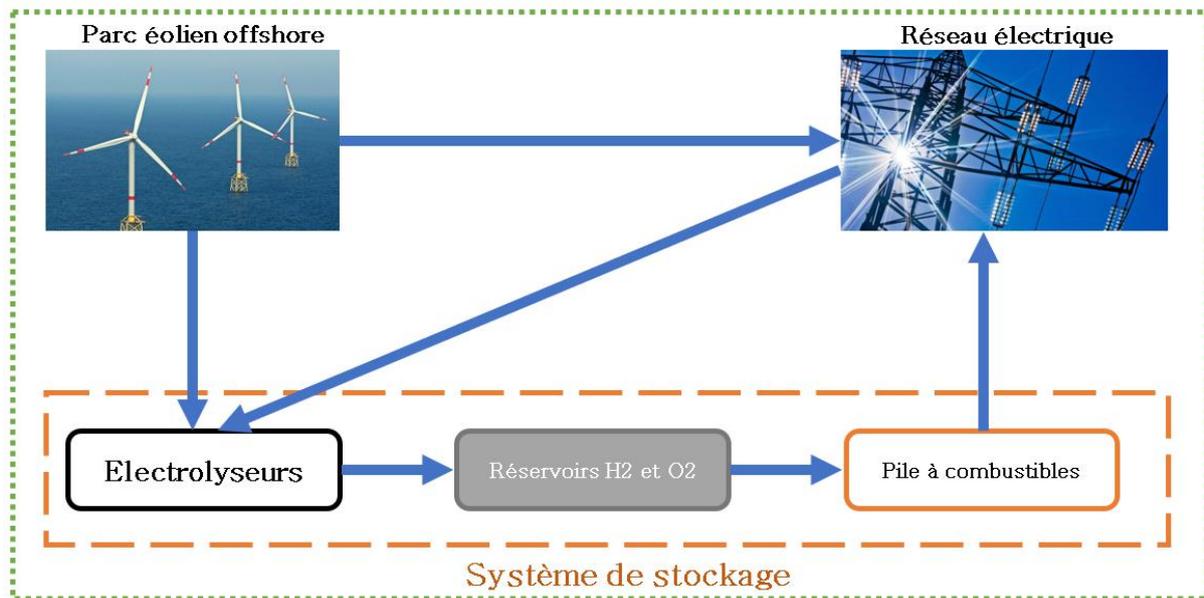


Figure II 9: Schéma du système à étudier

II-3.1. Modélisation du système de conversion d'énergie éolienne par la REM

La synoptique du système de conversion d'énergie éolienne est représentée sur la figure II-10. La modélisation par la REM consiste en premier lieu en la traduction de cette synoptique en un schéma REM en remplaçant les sous-systèmes par les symboles REM qui les correspondent comme présenté dans la sous-section suivante.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

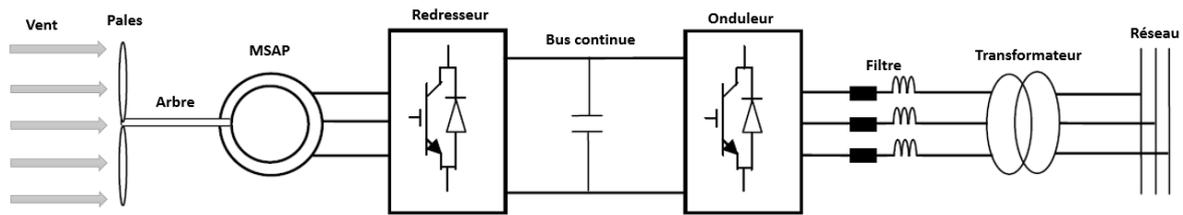


Figure II 10: La synoptique du système de conversion d'énergie éoliennes

II-3.1.1. Dédution du schéma REM à partir de la synoptique

Afin de déduire le schéma REM de cette chaîne de conversion, il faut comprendre le fonctionnement physique de chaque sous système et nommer les phénomènes physiques qui les décrivent. Ensuite, il faut remplacer chaque sous partie par le symbole REM équivalent. La première règle à respecter est que le produit entre l'entrée et la sortie de chaque bloc doit être équivalent à une puissance comme on peut apercevoir dans la description de chaque bloc ci-dessous.

II-3.1.1.1. Vent

Le vent est la source d'énergie mécanique qui agit sur les pales des turbines pour les mettre en mouvement. Cette action sur les pales occasionne la mise en mouvement de celles-ci qui se traduit par une force qui fait tourner le rotor de la génératrice. Il s'agit donc d'un élément de source mécanique comme schématisé sur la figure II-11.

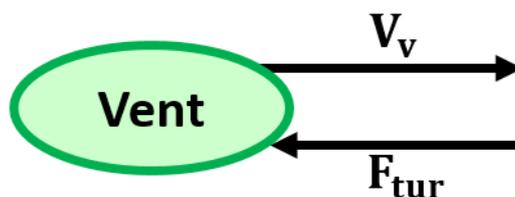


Figure II 11: La REM du vent

II-3.1.1.2 Turbine

La turbine est composée de trois pales supposées de conception identiques, ce qui permet de pouvoir considérer un seul élément à la place des trois. Assurant la transformation de la vitesse du vent (énergie mécanique) en une force (énergie mécanique), il s'agit donc d'une conversion purement mécanique(monophysique) qui se représente comme sur la figure II-12.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Cet élément prend en entrée, la vitesse du vent et réagit avec une force qui est proportionnelle au couple développé comme décrit à l'équation II-1.

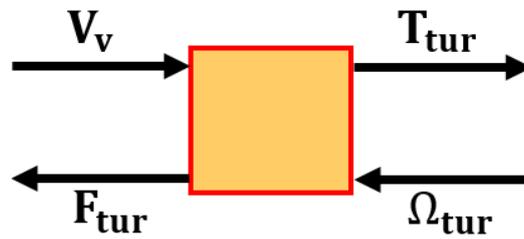


Figure II 12: La REM des pales

$$\begin{cases} F_{\text{tur}} = \frac{1}{2} \rho_{\text{air}} \cdot \pi \cdot R_{\text{tur}}^2 \cdot V_v^3 \\ T_{\text{tur}} = \frac{2 \cdot C_p \cdot F_{\text{tur}}}{R_{\text{tur}} \cdot \Omega_{\text{tur}}} \end{cases} \quad \text{II- 1}$$

Avec :

ρ_{air} Masse volumique de l'aire égale à $1,22 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$;

R_{tur} Rayon de la turbine (m) ;

C_p Coefficient de puissance sans unité. Il présente une limite théorique de 0,593 appelée "limite de Betz" ;

T_{tur} Couple mécanique développé par la turbine (N.m) ;

V_v Vitesse du vent ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$) ;

Ω_{tur} La vitesse de rotation de la turbine ($\text{dr} \cdot \text{s}^{-1}$).

Le rapport entre la vitesse de la turbine et la vitesse du vent (λ) est exprimé par l'équation II-2.

$$\lambda = \frac{\Omega_{\text{tur}} \cdot R_{\text{tur}}}{V_v} \quad \text{II- 2}$$

II-3.1.1.3. Arbre

Il s'agit de la liaison entre la turbine et la génératrice. Puisqu'il n'existe pas de réducteur entre les deux parties, alors la vitesse de rotation du rotor de la génératrice va être la même que celle de la turbine à facteur de frottement prêt. Cet arbre faisant la liaison entre deux masses en mouvement, il s'agit donc d'un élément d'accumulation représenté sur la figure II-13. Il prend en entrée une différence de couple développé par les deux parties pour produire une vitesse comme décrit par l'équation II-3.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

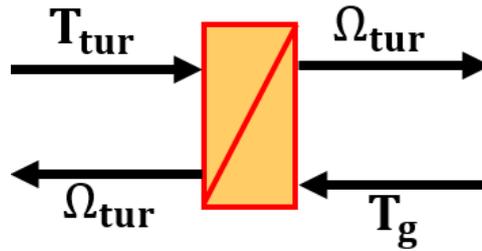


Figure II 13: La REM de l'arbre de la turbine

$$J_{\text{tur}} \frac{d\Omega_{\text{tur}}}{dt} + f_v \cdot \Omega_{\text{tur}} = T_g - T_{\text{tur}} \quad \text{II- 3}$$

Avec :

J_{tur} Moment d'inertie de la turbine ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$) ;

f_v Coefficient des frottements visqueux du générateur (W) ;

T_g Couple électromécanique développé par la génératrice (N.m) ;

II-3.1.1.4. Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)

Dans le cadre de cette étude, la MSAP est utilisée sans multiplicateur de vitesse, ce qui veut dire que l'arbre de la turbine est directement relié au rotor de la génératrice. Ainsi cette dernière transforme directement l'énergie mécanique fournie par la turbine en énergie électrique. Il s'agit donc d'un élément très important du système de conversion d'énergie éolienne qui doit être modélisé correctement.

Dans le but de simplifier le travail, les hypothèses simplificatrices ci-dessous sont formulées :

- ✓ La répartition du champ inducteur dans l'entrefer ainsi que les forces Magnétomotrices sont sinusoïdales ;
- ✓ Le circuit magnétique est considéré linéaire (absence de saturation) ;
- ✓ Les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées ;
- ✓ Les phénomènes d'hystérésis et les courants de Foucault sont négligés ;
- ✓ Du point de vue magnétique, le rotor est supposé lisse (MSAP sans pièces polaires) ;
- ✓ Les enroulements du stator sont décalés d'un angle de «120 » entre eux.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

- ✓ Les aimants sont supposés idéaux et le flux magnétique émis par les aimants est constant ;
- ✓ L'influence de la température sur les résistances des enroulements est négligée.

La machine à modéliser est de type triphasé, naturellement sa modélisation devrait se faire dans un repère triphasé (abc). Une MSAP est constituée principalement d'un stator avec ses trois enroulements excités par le rotor. La modélisation de la structure électrique de cette machine commence par la modélisation des tensions statoriques dont on peut déduire des schémas de la Figure II-14.

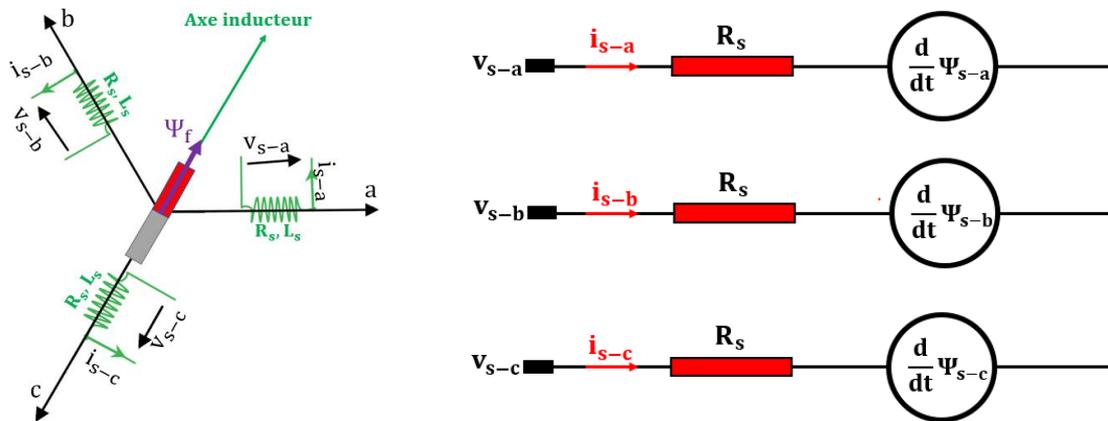


Figure II 14: Structure électrique de la MSAP dans le repère abc

Le modèle déduit du schéma électrique ci-dessus est présenté par les équations (II-4).

$$\begin{cases} V_{s-a} = R_s \cdot I_{s-a} + \frac{d\psi_{s-a}}{dt} \\ V_{s-b} = R_s \cdot I_{s-b} + \frac{d\psi_{s-b}}{dt} \\ V_{s-c} = R_s \cdot I_{s-c} + \frac{d\psi_{s-c}}{dt} \end{cases} \quad \text{II- 4}$$

Avec :

V_{s-a} , V_{s-b} et V_{s-c} Tensions instantanées des trois phases statoriques ;

R_s Résistance des enroulements statoriques

i_{s-a} , i_{s-b} et i_{s-c} Courants instantanés des trois phases statoriques ;

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

ψ_{s-a} , ψ_{s-b} et ψ_{s-c} Flux instantanés des trois phases statoriques développés par les aimants permanents et les courants alternatifs triphasés statorique.

Afin de diminuer le temps de calcul et de simplifier ce modèle dynamique exprimé dans le repère (abc), un modèle dans le repère tournant dit de Park est introduit. Il s'agit du repère biphasé(dq) équivalent du repère triphasé(abc). Il a l'avantage d'être simple à manipuler puisque les grandeurs électriques évoluent comme des grandeurs continues. Il est présenté sur la figure II-15 et le modèle électrique est décrit à l'équation II-5.

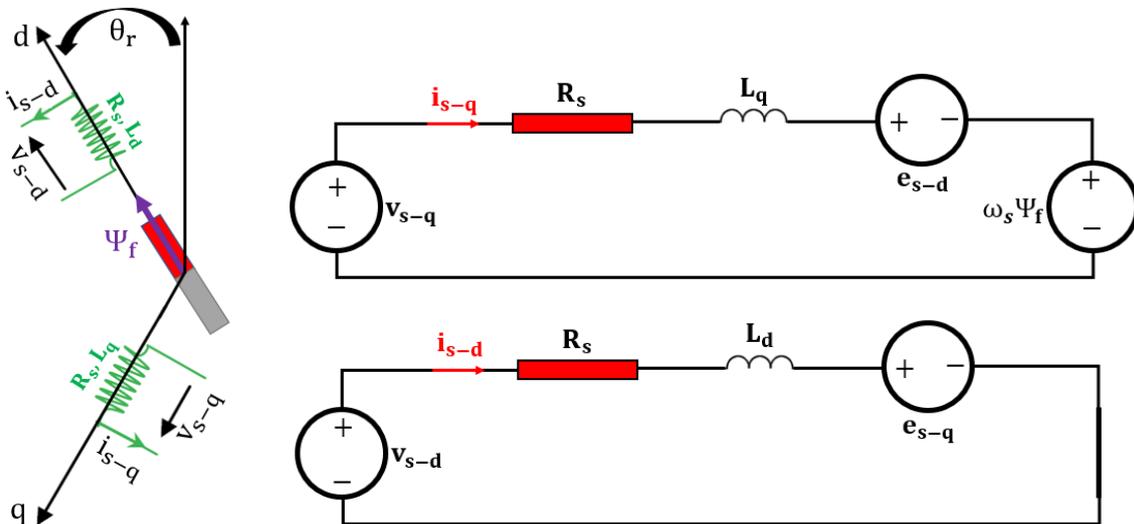


Figure II 15: Structure électrique de la MSAP dans le repère de Park

$$\begin{cases} L_d \frac{di_{s-d}}{dt} + R_s \cdot i_{s-d} = v_{s-d} + e_{g-q} \\ L_q \frac{di_{s-q}}{dt} + R_s \cdot i_{s-q} = v_{s-q} - e_{g-d} \end{cases} \quad \text{II- 5}$$

Avec :

v_{s-d} , v_{s-q} composants d-q de la tension statorique

i_{s-d} , i_{s-q} composantes d-q du courant statorique

e_{g-d} , e_{g-q} Forces électromotrices de la MSAP dans le repère d-q

La machine choisie est de types à pôles saillant, soit $L_d = L_q = L_s$.

Le fonctionnement de la MSAP se traduit par deux phénomènes physiques importants. Il s'agit de la conversion d'énergie mécanique fournie par l'arbre

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

en énergie électrique et celle de l'emmagasinement de l'énergie électrique produit lors de cette conversion. Par conséquent, deux modélisations seront réalisées pour la MSAP.

II-3.1.1.4.1. Conversion d'énergie

En fonction de la vitesse du vent et des caractéristiques de la turbine, la production électrique de la génératrice est quantifiée. L'entrée de ce bloc est une vitesse (énergie mécanique) et sa sortie est une tension électrique (énergie électrique). Sa connexion avec la partie d'accumulation fait qu'elle reçoit un courant provenant de cette dernière et fournit à son tour un couple qu'il va transmettre à l'arbre. L'ensemble des équations sont décrites par les relations II-6. Il s'agit donc d'un élément de conversion multiphysique représentée sur la Figure II-16.

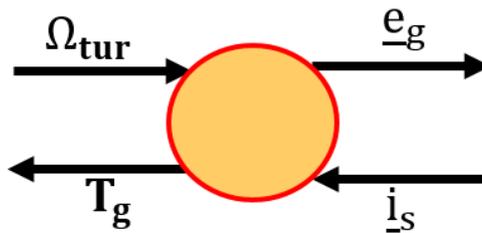


Figure II 16: REM de la conversion d'énergie de la MSAP

Les paramètres du bloc sont décrits ci-dessous :

$\underline{e}_g, \underline{i}_s$ représentent respectivement les vecteurs de la force électromotrice et de courant statorique de la MSAP dans le repère d-q.

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{i}_s = [i_{s-d}, i_{s-q}]^T \\ \underline{e}_g = [e_{g-d}, e_{g-q}]^T \\ e_{g-q} = L_s \cdot i_{s-q} \cdot \omega_s \\ e_{g-d} = \omega_s (L_s \cdot i_{s-d} + \psi_f) \\ \omega_s = P \cdot \Omega_{tur} \\ T_g = 1,5P \cdot \psi_f \cdot i_{s-q} \end{array} \right. \quad \text{II- 6}$$

Avec :

P Nombre de paires de pôles de la MSAP

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

ω_s Vitesse du champ tournant statorique

Avec l'absence d'un multiplicateur,

ψ_f Flux fourni par les aimants permanents du rotor.

II-3.1.1.4.2. Accumulation d'énergie

L'énergie électrique est produite suite à une conversion multiphysique. Les enroulements statoriques de la génératrice emmagasinent une partie de cette énergie. Ce phénomène est décrit par les relations de l'équation II-5. Afin de produire le courant, le bloc (Figure II-17) prend en entrée une différence de tension dont l'une provient de la conversion multiphysique et l'autre provient du convertisseur statique (redresseur) qui lui est relié. Ce dernier est décrit dans la sous-section suivante.

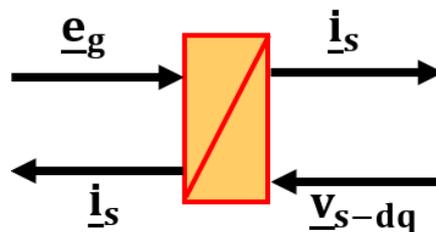


Figure II 17: REM de l'accumulation d'énergie de la MSAP

II-3.1.1.5. Convertisseurs statiques

Le système de conversion d'énergie éolienne est composé de deux convertisseurs statiques. Un redresseur du côté de la machine électrique et un onduleur du côté du réseau, les deux séparés par un bus continu comme schématisé sur la Figure II-18.

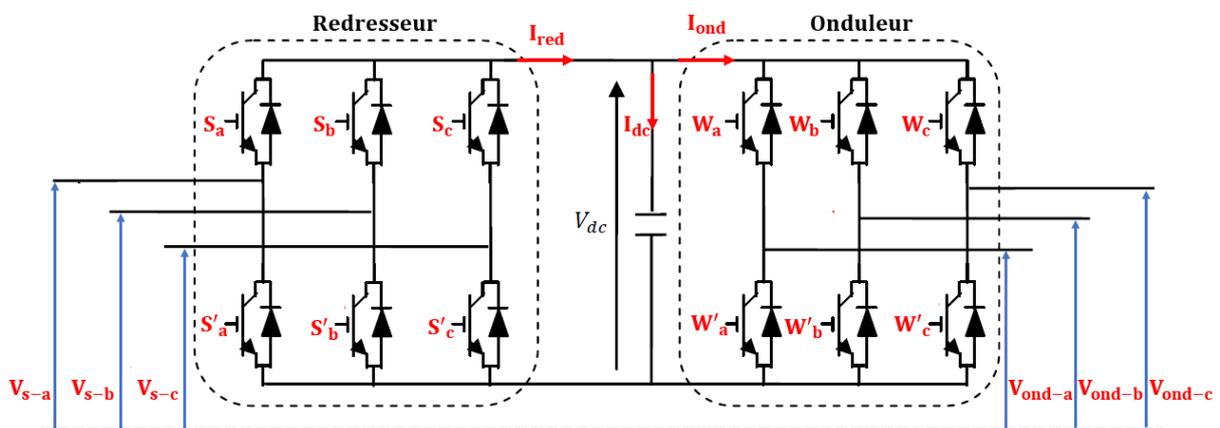


Figure II 18: Convertisseurs statiques triphasés (redresseur et onduleurs)

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Les deux éléments convertissent l'énergie électrique en énergie électrique. Ainsi ils sont tous représentés par des éléments de conversion monophasique comme sur les sections ci-dessous.

II-3.1.1.5.1. Redresseur

Le redresseur a pour rôle de convertir l'énergie électrique alternative en énergie électrique continue. Il est schématisé sur la figure II-19_a et sa REM est donnée sur la figure II-19_b puisqu'il s'agit d'un élément de conversion monophasique.

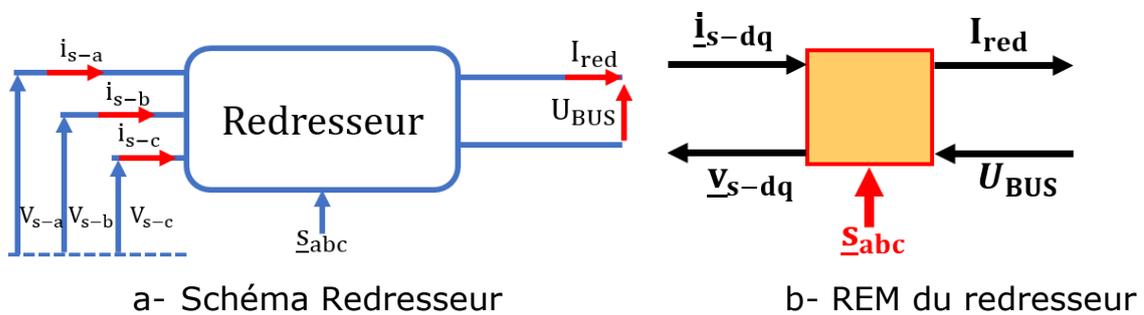


Figure II 19: REM du redresseur

Les paramètres de la Figure II-18 sont calculés à partir des équations de la relation II-7.

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{S}_{abc} = \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \\ I_{red} = \begin{bmatrix} i_{s-a} \\ i_{s-b} \\ i_{s-c} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix}^T = i_{s-a} \cdot S_a + i_{s-b} \cdot S_b + i_{s-c} \cdot S_c \\ \underline{V}_{s-abc} = \begin{bmatrix} V_{s-a} \\ V_{s-b} \\ V_{s-c} \end{bmatrix} = \frac{U_{BUS}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad \text{II- 7}$$

Le passage de \underline{v}_{s-abc} à \underline{v}_{s-dq} est détaillé dans l'annexe.

\underline{S}_{abc} est le vecteur des signaux de commande PWM.

I_{red} est le courant redressé en A

U_{BUS} représente la tension du bus continu en V

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

II-3.1.1.5.2. Onduleur

L'onduleur a pour rôle de convertir l'énergie électrique continue en énergie électrique alternative. Il est schématisé sur la figure II-20_a et sa REM est donnée sur la figure II-20_b puisqu'il s'agit d'un élément de conversion monophasique.

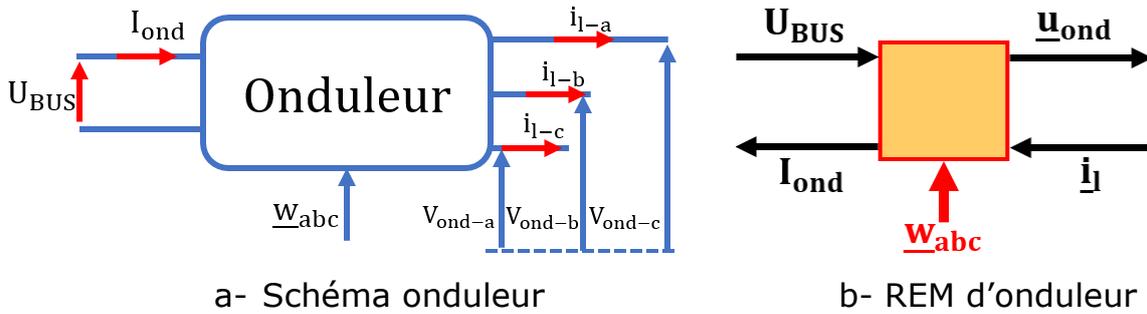


Figure II 20: REM de l'onduleur

Les paramètres de la Figure II-20 sont calculés à partir des équations de la relation II-8.

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{W}_{abc} = \begin{bmatrix} W_a \\ W_b \\ W_c \end{bmatrix} \\ I_{ond} = \begin{bmatrix} i_{l-a} \\ i_{l-b} \\ i_{l-c} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} W_a \\ W_b \\ W_c \end{bmatrix}^T \\ \underline{V}_{ond-abc} = \begin{bmatrix} V_{ond-a} \\ V_{ond-b} \\ V_{ond-c} \end{bmatrix} = \frac{U_{BUS}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} W_a \\ W_b \\ W_c \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad \text{II- 8}$$

\underline{W}_{abc} est le vecteur des signaux de commande PWM.

i_l représente le courant de ligne

II-3.1.1.5.3. Bus continu

La tension du bus continu U_{BUS} est calculée en fonction de la différence entre le courant redressé et le courant d'entrée d'onduleur comme présenté par la relation II-9 et schématisé sur Figure II-21_a. Comme la sortie est l'intégrale des entrées, le bus continu doit être modélisé par un élément d'accumulation comme schématisé sur la Figure II-21_b.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

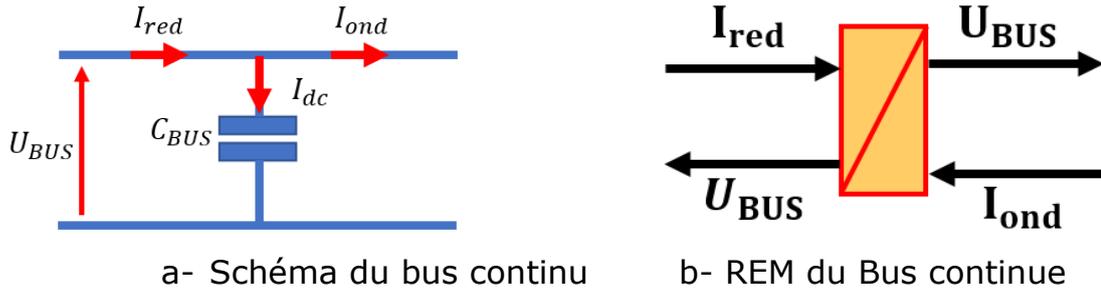


Figure II 21: Schéma et REM du bus continu

$$U_{BUS} = \frac{1}{C_{BUS}} \int (I_{red} - I_{ond}) dt \quad \text{II- 9}$$

Où C_{BUS} est la capacité du bus continu en F.

II-3.1.1.6. Impédance de ligne

La ligne assurant la connexion entre le système de conversion d'énergie éolienne et le réseau électrique est caractérisée par sa résistance et son impédance comme schématisé sur la figure II-22_a. Les courants de lignes sont calculés à partir de la relation II-10. Par conséquent, elle joue le rôle d'un élément d'accumulation (figure II-22_b) qui prend en entrée une différence de tension pour fournir un courant à la sortie.

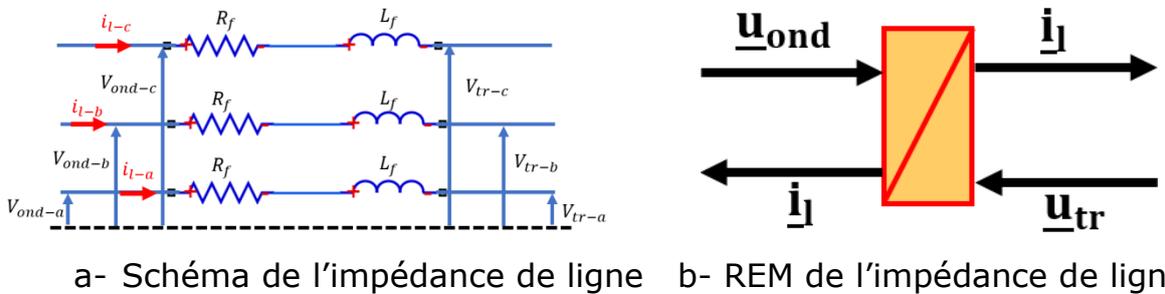


Figure II 22: REM de l'impédance de ligne

$$\begin{cases} V_{ond-a} = R_f \cdot i_{l-a} + L_f \frac{di_{l-a}}{dt} + V_{tr-a} \\ V_{ond-b} = R_f \cdot i_{l-b} + L_f \frac{di_{l-b}}{dt} + V_{tr-b} \\ V_{ond-c} = R_f \cdot i_{l-c} + L_f \frac{di_{l-c}}{dt} + V_{tr-c} \end{cases} \quad \text{II- 10}$$

Les paramètres de l'équation II-8 à l'occurrence V_{ond} est composée de deux tensions composées entre les lignes. La tension V_{tr} est proportionnelle à la

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

tension du réseau. i_l est le courant circulant dans les deux lignes et est déduit de l'équation II-11.

$$\begin{cases} \underline{i}_l = [i_{l-1}, i_{l-2}]^T \\ \underline{u}_{\text{ond}} = [u_{\text{ond}-13}, u_{\text{ond}-23}]^T \\ u_{\text{ond}-13} = R_f \cdot i_{l-1} + L_f \frac{di_{l-1}}{dt} + u_{\text{tr}-13} \\ u_{\text{ond}-23} = R_f \cdot i_{l-2} + L_f \frac{di_{l-2}}{dt} + u_{\text{tr}-23} \end{cases} \quad \text{II- 11}$$

Avec :

i_{l-1} i_{l-2} Les courants de ligne dans le repère de Park.

R_f La résistance de l'impédance de ligne

L_f L'inductance de l'impédance de ligne

II-3.1.1.7. Transformateur de tension

La connexion de la chaîne de conversion d'énergie éolienne et le réseau électrique est faite par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur (Figure II-22_a) qui est modélisé par son rapport de transformation. Il joue alors le rôle d'un élément de conversion monophasique (figure II-22_b).

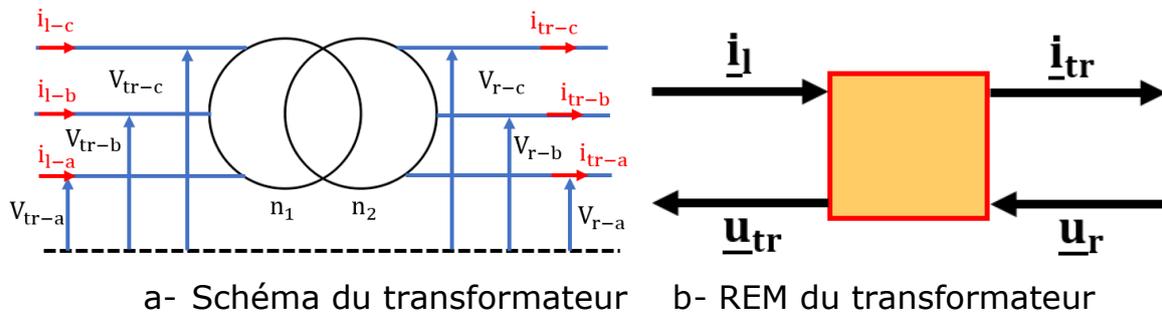


Figure II 23: REM du transformateur

Les équations décrivant son fonctionnement sont données par les relations II-12.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} i_{tr-a} \\ i_{tr-b} \\ i_{tr-c} \end{bmatrix} = m \begin{bmatrix} i_{l-a} \\ i_{l-b} \\ i_{l-c} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} V_{tr-a} \\ V_{tr-b} \\ V_{tr-c} \end{bmatrix} = m \begin{bmatrix} V_{r-a} \\ V_{r-b} \\ V_{r-c} \end{bmatrix} \end{cases} \quad \text{II- 12}$$

Dans le bloc REM de la figure II-22_b, les équations présentées sont définies comme suit :

$$\begin{cases} \underline{u}_{tr} = m \cdot \underline{u}_r \\ \underline{i}_{tr} = m \cdot \underline{i}_l \\ \underline{u}_{tr} = [u_{tr-13}, u_{tr-23}]^T \\ \underline{i}_l = [i_{l-1}, i_{l-2}]^T \end{cases} \quad \text{II- 13}$$

Avec m rapport de transformation du transformateur et :

$$\begin{cases} \underline{u}_r = [u_{r-13}, u_{r-23}]^T \\ u_{r-13} = V_1 - V_3 \\ u_{r-23} = V_2 - V_3 \end{cases} \quad \text{II- 14}$$

V_1, V_2 et V_3 Sont des tensions simples des trois phases du réseau électrique.

II-3.1.1.8. Réseau électrique

Le réseau électrique est considéré comme un élément de source bidirectionnel. Sur le schéma de la figure II-24, un seul sens est donné au courant. Mais en réalité, il peut aller dans les deux sens selon que le réseau fourni ou absorbe le courant.

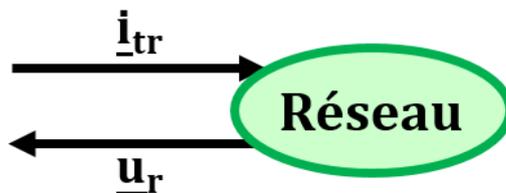


Figure II 24: REM du réseau électrique

A noter que les tensions simples du réseau électrique s'écrivent comme suit :

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

$$\begin{cases} V_1 = V_{\max_reseau} \cdot \sin(\omega \cdot t) \\ V_2 = V_{\max_reseau} \cdot \sin\left(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ V_3 = V_{\max_reseau} \cdot \sin\left(\omega \cdot t + \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad \text{II- 15}$$

Après avoir défini la REM de chaque élément de la chaîne de conversion, il devient alors aisé de déduire le schéma REM global comme montre le schéma de la Figure II-25. On constate effectivement que les deux schémas sont bien identiques en termes de représentation et la lecture est bien facile. Afin d'obtenir la structure maximale de commande, on inverse le schéma REM de la figure II-24 comme décrit ci-dessous.

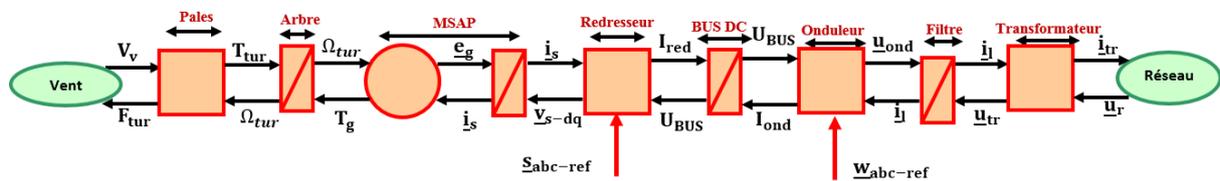


Figure II 25: Schéma REM de la chaîne de conversion d'énergie éolienne

II-3.2. Modélisation du système de stockage d'énergie composé d'un électrolyseur et de la pile à combustible PEM

Est entendu par stockage d'énergie ici, le processus qui inclus le chargement et le déchargement d'un réservoir d'énergie. Dans le cadre de cette étude, il s'agira d'un réservoir d'hydrogène qu'on va essayer de charger et décharger selon un cahier de charges en utilisant le schéma de la Figure II-26 qui est composé nécessairement d'un système de conversion d'énergie éolienne qui assure la production d'énergie électrique, d'un réseau électrique, d'un électrolyseur, d'une pile à combustible et de deux convertisseurs continu-continu qui assurent la connexion du système de stockage au système de conversion d'énergie éolien et au réseau électrique. Ils permettent d'adapter les tensions entre les différentes parties.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

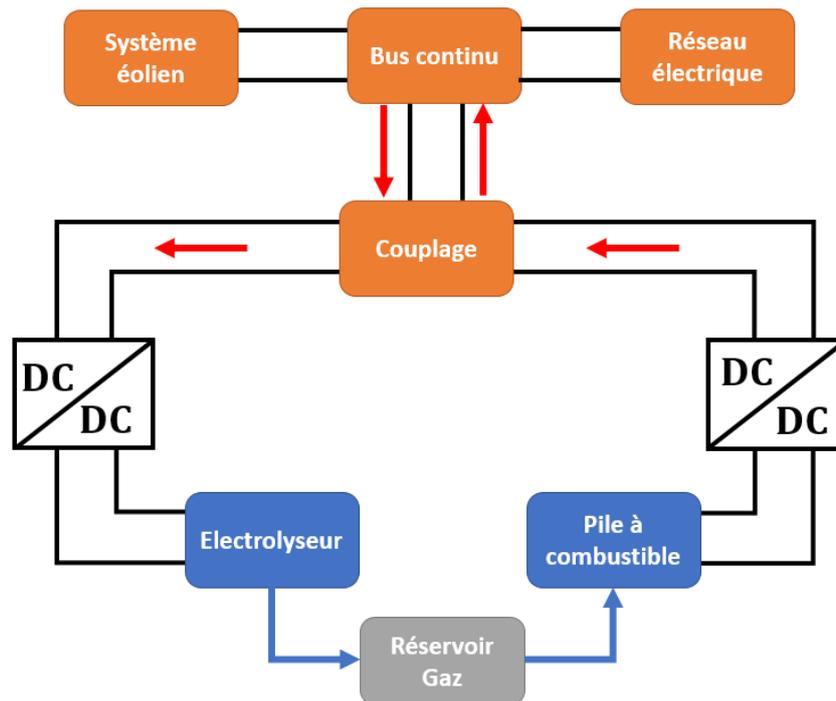
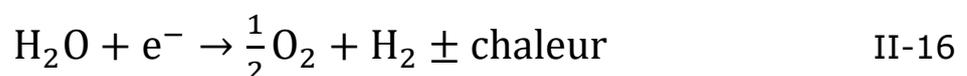


Figure II 26: Synoptique du couplage du système complet

Par la suite, les différents éléments du système de stockage seront modélisés.

II-3.2.1. Electrolyseur

L'électrolyseur est le dispositif électrochimique qui assure la conversion d'énergie électrique en énergie chimique (hydrogène). Pour cela, il nécessite une alimentation en eau et grâce à une différence de potentiel suffisante appliquée à ses bornes, l'eau est dissociée pour générer de l'oxygène à l'anode et de l'hydrogène à la cathode. La réaction correspondante est présentée à l'équation II-16 :



Cette réaction s'accompagne de plusieurs phénomènes comme schématisé sur la Figure ci-dessous.

Ce comportement multiphysique rend l'étude un peu plus complexe et notre étude va se focaliser sur l'évaluation de la capacité de ce dispositif à assurer la réaction électrochimique qui a lieu. Comme on l'a fait avec le système de

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

conversion d'énergie éolienne, nous procédons à l'application de la REM pour modéliser ce dispositif et déduire sa commande par la suite.

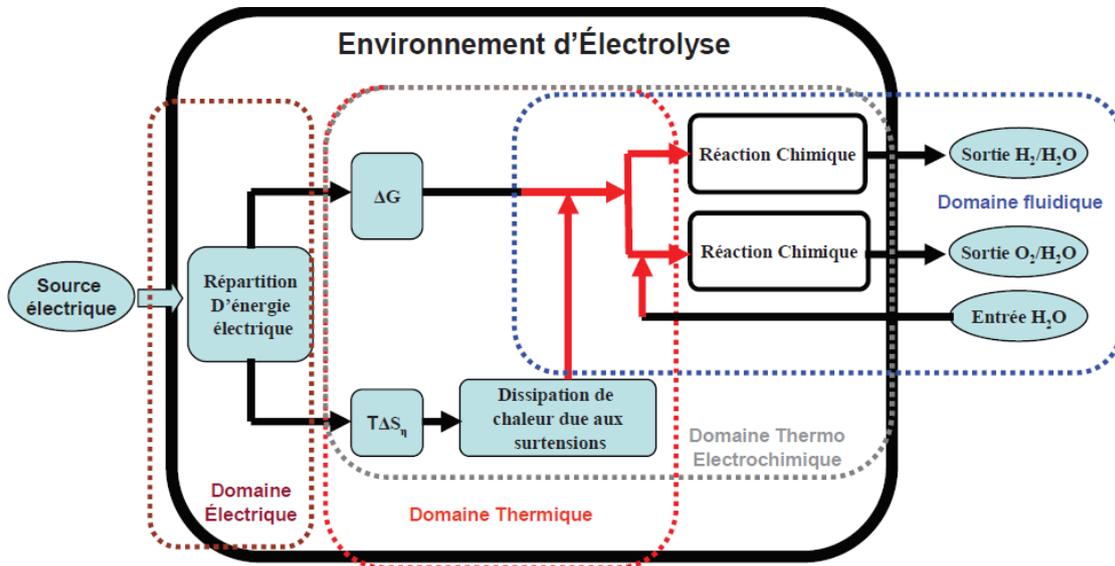


Figure II 27: Synoptique du fonctionnement de l'électrolyseur [137]

La source électrique proviendra principalement de la production d'énergie éolienne et est présentée par la REM comme schématisé sur la Figure II-28. I_{source} est le courant électrique d'alimentation de l'électrolyseur qui représente ici le vecteur d'action tant que V_{el} est la tension développée aux bornes de l'électrolyseur qui représente ici le vecteur de réaction.

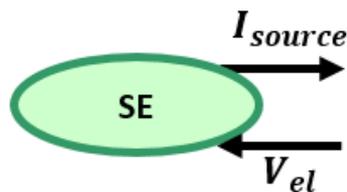


Figure II 28: REM de la source électrique

Pour que l'électrolyseur fonctionne correctement, la tension développée à ses bornes doit être suffisamment grande pour assurer la réaction de décomposition de l'eau, mais aussi compenser les pertes qui ont lieu à l'intérieur de l'électrolyseur. Cette description permet de représenter la tension comme un élément de couplage d'énergie selon la REM tel que montre la figure II-29.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

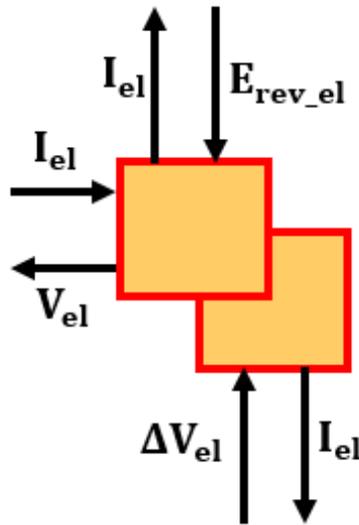


Figure II 29: Découplage de la source électrique

En réalité, la tension (V_{el}) développée aux bornes d'un électrolyseur de N_{cel} cellules montées en série, s'écrit comme la somme de deux morceaux de tension comme présentée par l'équation II-18. Une partie qui assure la variation d'énergie libre de Gibbs, notée E_{el} et l'autre partie qui est assignée aux surtensions, notée ΔV_{el} .

$$V_{el} = E_{el} + \Delta V_{el} \quad \text{II-17}$$

Elle peut s'écrire également comme :

$$V_{el} = N_{cel}(E_{cel} + \Delta V_{cel}) \quad \text{II-18}$$

Avec :

E_{cel} Tension aux bornes d'une seule cellule

ΔV_{cel} Surtension aux bornes d'une cellule

Il faut maintenant trouver des modèles qui décrivent le comportement de ces deux portions de tensions afin de reproduire le comportement de l'électrolyseur. On parle alors de deux domaines différents provoqués à partir de ce découplage à savoir le passage de l'énergie électrique en énergie chimique qu'on qualifie de domaine électrochimique et le passage de l'énergie électrique en énergie thermique, appelé domaine électrothermique.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Dans la littérature, de nombreuses études sont consacrées à la modélisation de l'ensemble de ces phénomènes afin de se rapprocher au mieux au comportement de l'électrolyseur selon des hypothèses objectives.

Afin d'apporter leur contribution à la modélisation des électrolyseurs PEM pour des installations à échelles réelles, Manuel Espinosa-Lopez et coll [138] ont décrit la réponse dynamique de l'électrolyseur à eau haute pression d'une puissance de 46 kW. Ils ont montré que la haute température et la basse pression sont des conditions de fonctionnement les plus favorables afin de maximiser le rendement de l'électrolyseur.

Dans le cadre de cette étude dont l'objectif fondamental n'est pas de faire une modélisation pointue de l'électrolyseur, mais trouver un modèle fonctionnel qui permet de faire une gestion d'énergie en combinaison avec le parc éolien. Un modèle simple d'électrolyseur PEM permettant de simuler le comportement électrochimique, thermique et de la production d'hydrogène est développé. Le modèle est valable sous les hypothèses suivantes :

- Effet de la variation de pression est négligé,
- La température est uniforme à l'intérieur de l'électrolyseur,
- Les cellules sont identiques,
- Les membranes sont considérées comme complètement saturées d'eau. Ce qui permet de considérer la conductivité comme une fonction de la température seulement.

Ainsi les sous modèles développés sont décrits de la manière suivante :

II-3.2.2.1. Sous modèle électrochimique

A basse pression constante, le potentiel réversible E_{cel} au niveau d'une cellule de l'électrolyseur de l'eau peut être dérivé empiriquement de l'équation de Nernst comme présenté à l'équation II-19[139]-[141].

Lorsque la réaction de décomposition de l'eau a lieu correctement, la loi de Faraday permet d'écrire les relations ci-dessous :

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

$$Q_{H_2} = \frac{1}{2} Q_{O_2} = \frac{1}{1.25} Q_{H_2O} = \frac{N_c \cdot I}{2 \cdot F} \eta_F \quad \text{II-19}$$

Q_{H_2} Débit molaire de l'hydrogène généré

Q_{O_2} Débit molaire de l'oxygène généré

Q_{H_2O} Débit molaire de l'eau consommée

N_c Nombre de cellule en série

I courant appliqué à l'électrolyseur

η_F Rendement de Faraday

La présence de ce rendement de faraday est due aux pertes de courant parasites à la sortie de l'électrolyseur. Il est donc défini comme la différence entre les débits réel et théorique de l'hydrogène. Dans la littérature [140], il est approximé à 99% pour l'électrolyseurs PEM.

A noter qu'afin d'obtenir un hydrogène sec et désoxydé, des dispositifs supplémentaires doivent être ajoutés à la sortie de l'électrolyseur. Ainsi l'hydrogène mesuré est forcément diminué et un nouveau rendement est calculé [135] :

$$\eta_{H_2} = a_1 \cdot e \left(\frac{a_2 - a_3 \cdot T_{el}}{i} \right) \quad \text{II-20}$$

Ce rendement n'est pas fortement affecté par la température comme on peut constater sur la figure ci-dessous. Cependant il l'est fortement par la densité de courant. Les a_i sont obtenus par ajustement graphique et ils sont spécifique pour chaque électrolyseur. Sur la figure II-30, les allures du rendement pour différentes températures. On constate qu'il n'y a pas de variation considérable en fonction de la température.

La présence de ces éléments peut introduire un retard dynamique dans la réponse, ce qui nécessite une augmentation de l'état d'équilibre. Afin de tenir compte de cet aspect dynamique, un modèle simple à réponse du premier ordre est proposé dans cette étude.

$$H(s) = \frac{1}{\tau \cdot s + 1} \quad \text{II-21}$$

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

τ est la constante de temps qui peut être déterminé à partir d'un essai expérimental.

Ainsi le débit molaire réel est calculé à partir de la réaction ci-dessous :

$$Q_{H_2} = \frac{N_c \cdot I}{2 \cdot F} \eta_{H_2(i,T)} \cdot H(s) \quad \text{II-22}$$

Le gaz produit étant supposé parfait, on peut écrire la relation ci-dessous :

$$V_{H_2} = \frac{Q_{H_2} \cdot R \cdot T_{el}}{P} \quad \text{II-23}$$

Avec :

V_{H_2} Volume d'hydrogène produit

T_{el} Température à l'intérieur de l'électrolyseur

P Pression de l'hydrogène à l'intérieur de l'électrolyseur

Q_{H_2} Débit d'hydrogène

R Constante de Boltzmann égale à $1,380649 \times 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$

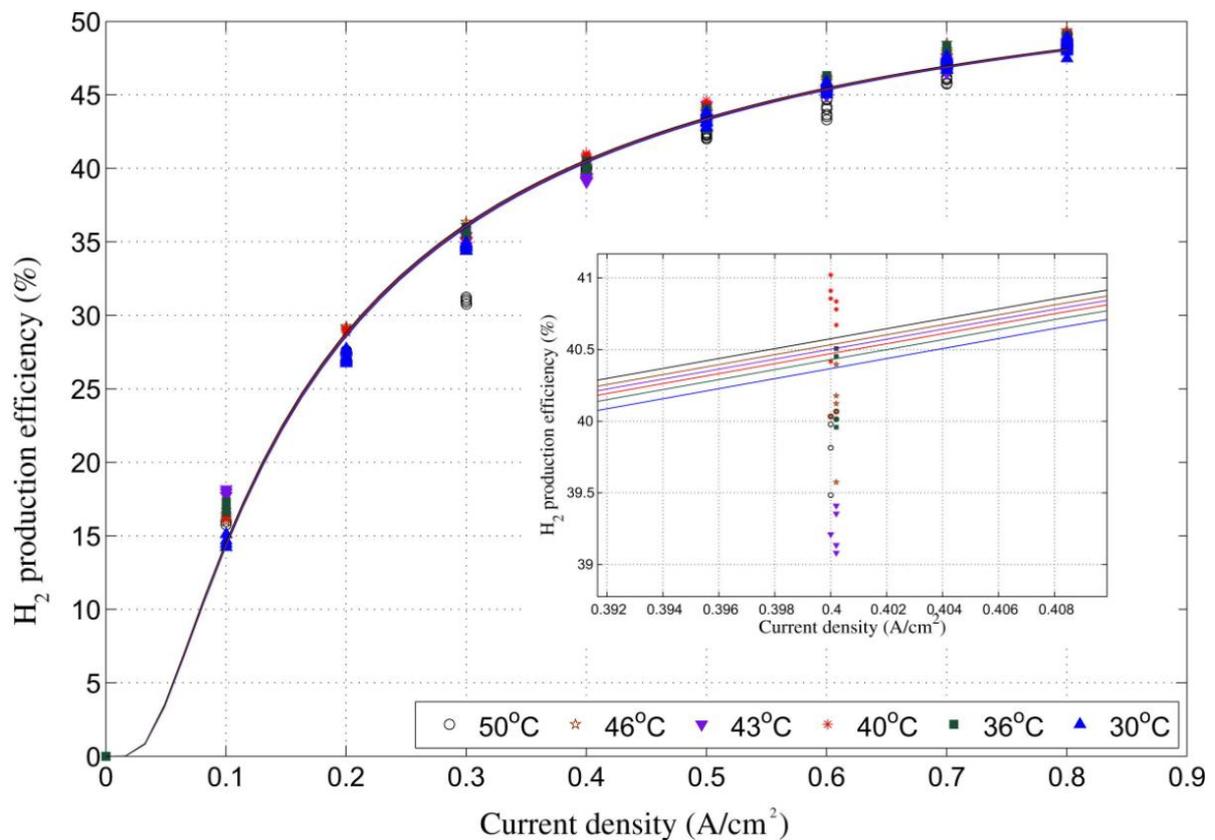


Figure II 30: Rendement de l'électrolyseur étudié[140]

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Le volume d'hydrogène produit par un électrolyseur de puissance 46 kW est présenté sur la figure II-31.

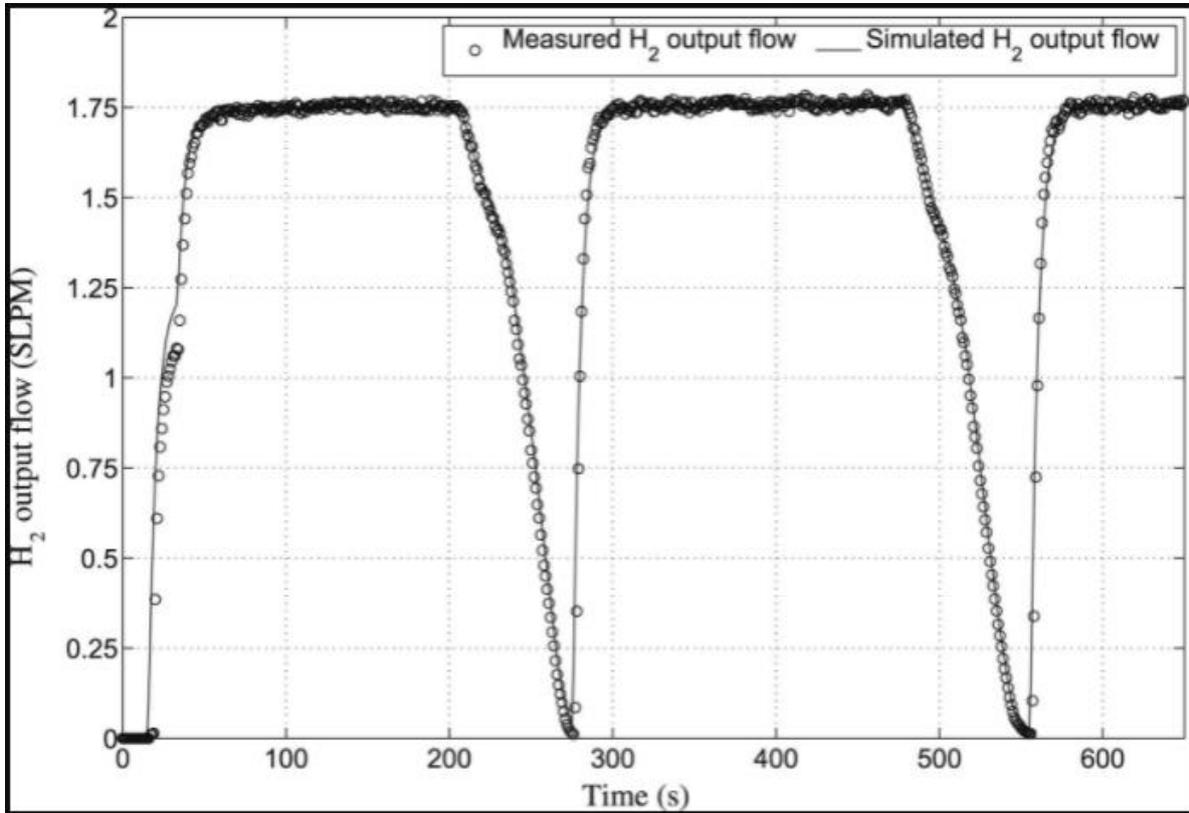


Figure II 31: La production d'hydrogène de l'électrolyseur[140]

Le potentiel réversible de la relation est calculé en utilisant l'équation II-24 et s'accompagne d'une réaction sous forme de surtension comme exprimée à l'équation II-25 :

$$E_{\text{cel}}(T_{\text{el}}) = 1.5241 - 1.2261 * 10^{-3}T_{\text{el}} + 1.1858 * 10^{-5}T_{\text{el}}\ln(T_{\text{el}}) + 5.6692 * 10^{-7}T_{\text{el}}^{-2}T_{\text{el}} \quad \text{II-24}$$

$$\Delta S_{\text{rev_el}} = \frac{I_{\text{el}} \cdot E_{\text{el}}}{T_{\text{el}}} \quad \text{II-25}$$

$\Delta S_{\text{rev_el}}$ étant l'entropie correspondant à l'échauffement lié au potentiel réversible.

La REM présente ce sous modèle comme montre la figure II-32.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

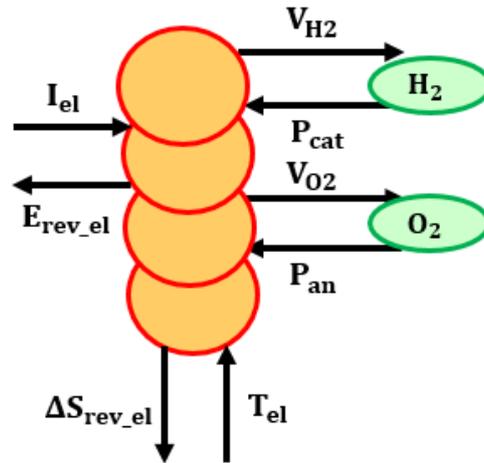


Figure II 32:Modèle REM du comportement électrochimique

Pour les surtensions, elles sont distinguées lors de trois (3) phases :

Surtensions d'activation de la réaction d'électrolyse V_a : Elles sont attribuées à l'énergie perdue lors des demi-réactions électrochimiques qui se produisent au niveau des sites catalytiques et s'expriment comme suit :

$$V_a = V_{a,an} + V_{a,cat} \quad \text{II-26}$$

$$V_{a,an} = \frac{RT}{2.\alpha_{an}.F} \ln \left(\frac{i}{i_{0,an}} \right) \quad \text{II-27}$$

$$V_{a,cat} = \frac{RT}{2.\alpha_{cat}.F} \ln \left(\frac{i}{i_{0,cat}} \right) \quad \text{II-28}$$

Avec :

$V_{a,an}$ Surtension d'activation au niveau de l'anode

$V_{a,cat}$ Surtension d'activation au niveau de la cathode

α_{an} Coefficient de transfert de charge à l'anode

α_{cat} Coefficient de transfert de charge à la cathode

$i_{0,an}$ Densité de courant de charge à l'anode

$i_{0,cat}$ Densité de courant de charge à la cathode

Il est admis que les deux surtensions ne sont pas symétriques pour les deux électrodes. $i_{0,an}$ et $i_{0,cat}$ sont les paramètres qui les influencent

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

considérablement. Pour l'électrolyseur PEM $i_{0,an} \ll i_{0,cat}$ et alors $V_{a,an} \gg V_{a,cat}$. Ce qui conduit à la négligence de $V_{a,cat}$ vis-à-vis de $V_{a,an}$.

La densité de courant d'échange à l'anode s'exprime par la relation d'Arrhenius ci-dessous :

$$i_{0,an} = i_{0,an,ref} \exp\left(\frac{-E_{exc}}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right) \quad \text{II-29}$$

E_{exc} est l'énergie d'activation de l'oxydation de l'eau à l'anode et $i_{0,an,ref}$ représente $i_{0,an}$ à la température de référence.

La valeur de $i_{0,an} = i_0$ est déduite directement de la courbe de la figure II-33 venant des mesures expérimentales. Soit à la température de référence de 50°C, on a $i_{0,an} \approx 1,45 \cdot 10^{-11} \text{ A/cm}^2$.

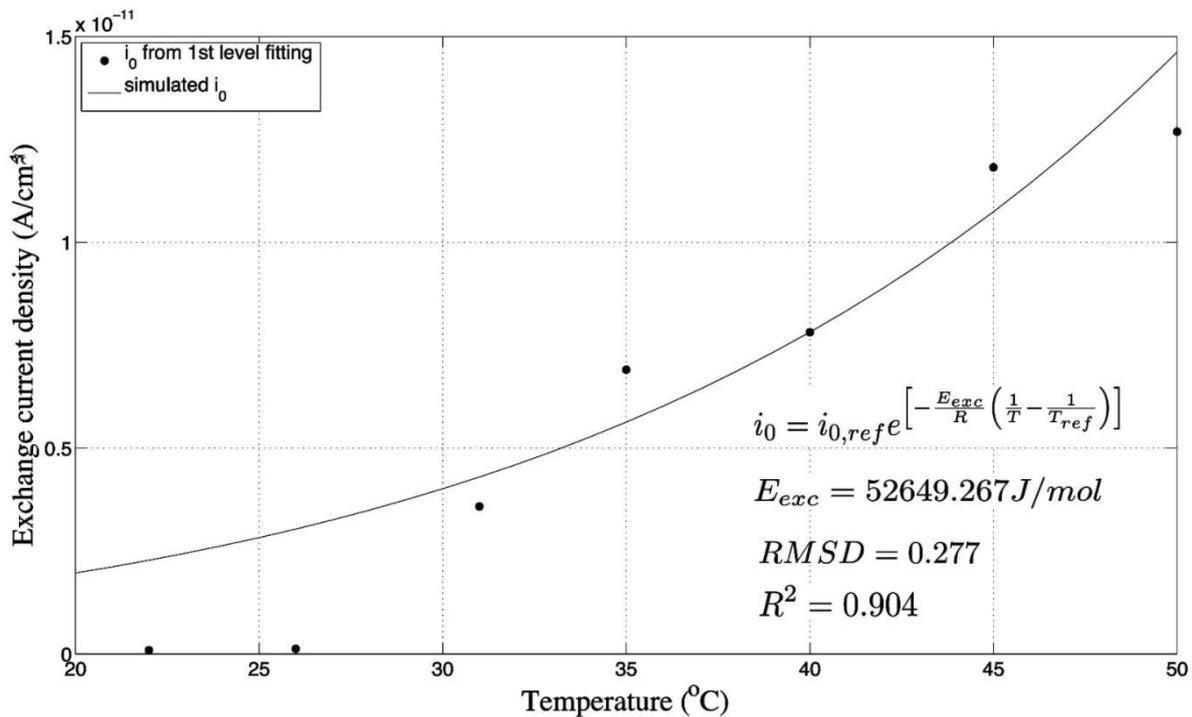


Figure II 33: Courbe de densité de courant d'échange [142]

Surtensions de diffusion ou le transport du proton à travers la membrane V_{dif} : Elles sont occasionnées par l'accumulation des gaz sur les couches actives et/ou par une limitation de l'acheminement de l'eau dans les couches de diffusion et exprimées par l'équation ci-dessous :

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

$$V_{\text{dif}} = \frac{RT}{2.\alpha_{\text{an}}.F} \ln \left(\frac{i}{i_{0,\text{an}} \left(1 - \frac{i}{i_{L,a}} \right)} \right) \quad \text{II-30}$$

$i_{L,a}$ est le courant de limitation.

Pour les électrolyseurs PEM commerciaux, l'effet de limitation du transport de masse est à peine visible car les densités de courant de travail ne sont jamais assez élevées pour augmenter le courant de limitation ($i_{L,a}$). Par conséquent, V_{dif} reste négligeable.

Surtensions ohmiques V_{Ω} : Elles sont liées à la résistance de transport de charges ioniques au travers la membrane et des électrodes, et de charges électroniques au travers des composants conducteurs électroniques et des interfaces. Elles sont exprimées par l'équation ci-dessous :

$$V_{\Omega} \simeq (R_{\text{ion}} + R_{\text{elec}}).i \simeq R_{\text{ion}}.i \quad \text{II-31}$$

Avec :

R_{ion} Résistance ionique

R_{elec} Résistance électronique

La résistance électronique R_{elec} peut être mesurée entre les bornes de la pile en condition de circuit ouvert, mais la négliger ne conduirait pas à des erreurs plus importantes.

La résistance ionique est exprimée par l'équation ci-dessous :

$$R_{\text{ion}} = \frac{t_m}{\sigma_m} \quad \text{II-32}$$

Avec :

t_m Épaisseur de la membrane

σ_m Conductivité de la membrane qui est exprimé par l'équation ci-dessous :

$$\sigma_m = \sigma_{m,\text{ref}} \cdot \exp \left(\frac{-E_{\text{pro}}}{R} \left(\frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad \text{II-33}$$

Avec :

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

E_{pro} Énergie d'activation pour le transport de protons dans la membrane

σ_{m_ref} Conductivité de la membrane à la température de référence

T_{ref} Température de référence

A partir de la courbe de la figure II-34 ci-dessous, nous pouvons aisément retrouver les valeurs de $R_{eq} = R_{ion}$, soit $0,71 \Omega/cm^2$.

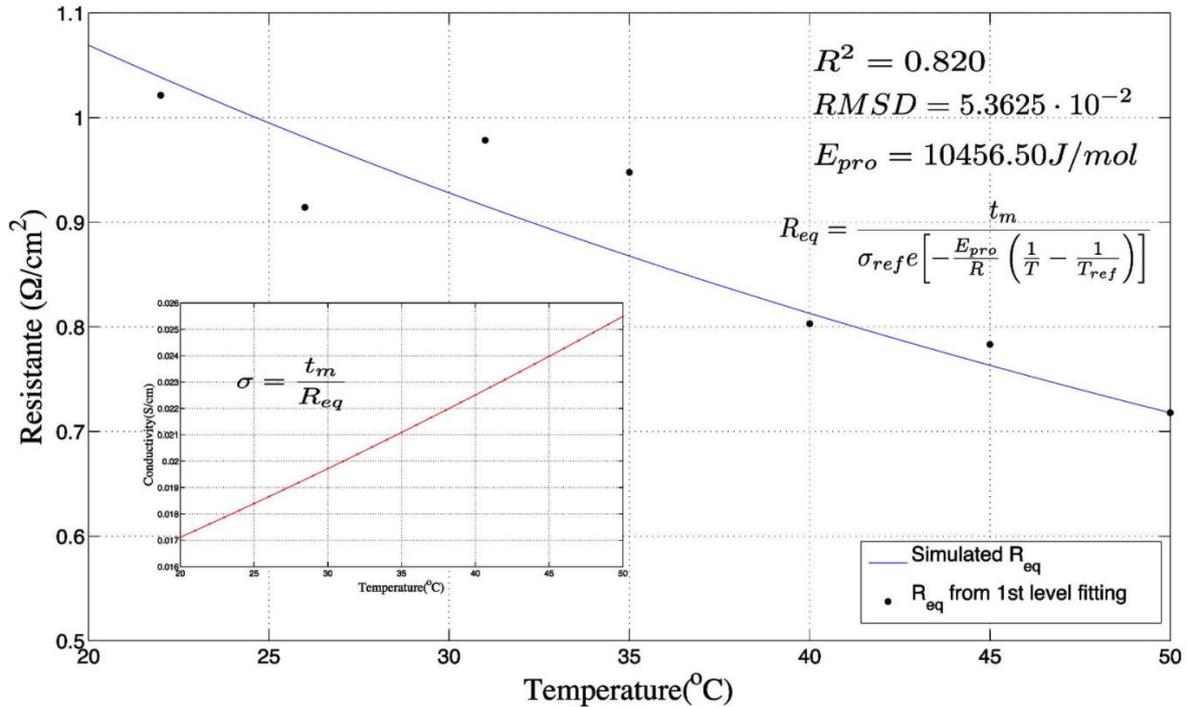


Figure II 34: Résistance et conductivité équivalente de la membrane [142]

Ainsi la surtension totale s'écrit comme la somme des surtensions présentée à l'équation II-34 et s'accompagne d'une perte d'énergie qui est présentée à l'équation II-35.

$$\Delta V_{el} = V_a + V_d + V_{\Omega} = V_{a,an} + V_{\Omega} \quad \text{II-34}$$

$$\Delta S_{int_el} = \frac{I_{el} \cdot \Delta V_{el}}{T_{el}} \quad \text{II-35}$$

Ce phénomène est représenté sur la figure II-35 ci-dessous selon la REM.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

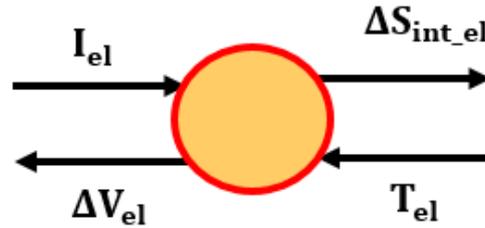


Figure II 35: Modèle REM du potentiel de réaction

II-3.2.2.2. Sous modèle thermique

Certes la température est supposée être uniforme à l'intérieur de l'électrolyseur, mais ne peut être considérée constante sans hypothèse sérieuse. Selon Ulleberg[143] un modèle de capacité thermique localisée peut être utilisée comme approximation la plus simple pour le sous modèle thermique de l'empilement d'un électrolyseur PEM. Pour cela, le bilan énergétique est exprimée par l'équation II-36 et ce phénomène est représenté sur la figure II-36 par la REM.

$$C_{th} \frac{dT}{dt} = \Delta S_{int_el} - \Delta S_{out_el} \quad \text{II-36}$$

C_{th} est la capacité thermique de l'enceinte de l'électrolyseur.

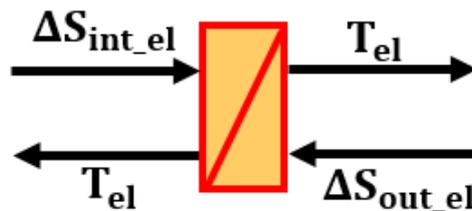


Figure II 36: Modèle REM de la variation de la température

$$\Delta S_{out_el} = \Delta S_{rev_el} + \Delta S_{air_el} \quad \text{II-37}$$

Au contact de l'air, l'électrolyseur échange avec ce dernier l'énergie pouvant être modélisé par l'équation II-48 et ce phénomène est présenté à la figure II-37 par la REM.

$$\Delta S_{air_el} = \frac{I_{el} \cdot (T_{el} - T_{amb})}{R_{th}} \quad \text{II-38}$$

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

R_{th} est la résistance thermique de l'enceinte de l'électrolyseur.

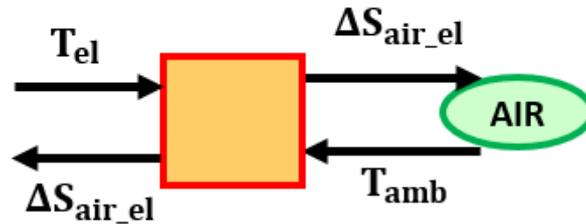


Figure II 37: Modèle REM d'échange d'énergie entre l'électrolyseur et l'air

Ainsi le modèle électrique de l'électrolyseur est représenté sur la figure II-38 et le système global pour l'électrolyseur se présente comme à la figure II-39 avec la REM.

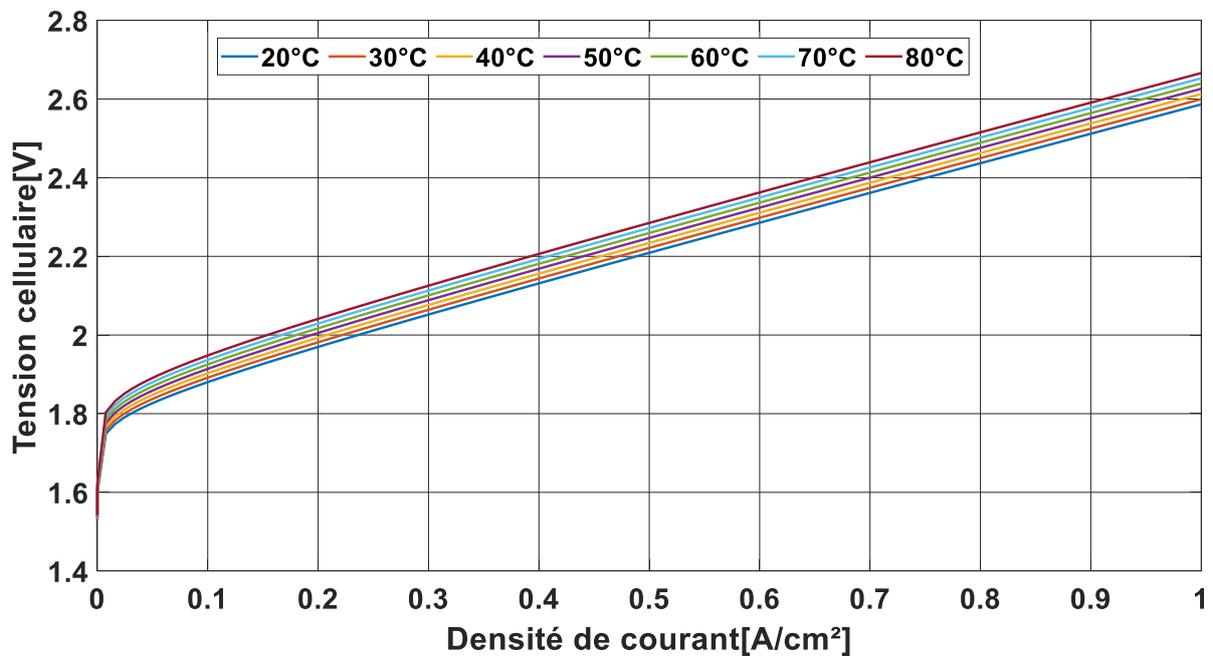


Figure II 38: Courbes de tension cellulaire de l'électrolyseur pour différentes températures[142]

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

des réactions. Puisque le débit est assimilable à un volume, alors on a bien le produit de l'action par la réaction qui est équivalent à une puissance comme exigé par REM. Dans cette étude, nous ne modélisons pas ces sources car l'objectif est la gestion d'énergie qui va plutôt s'intéresser au comportement de ce dispositif.

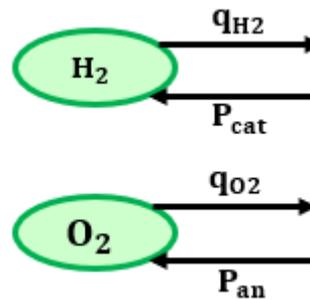


Figure II 40: Sources chimiques pour la pile à combustible

Comme schématisé sur la figure II-42, lorsqu'il y a contact entre les deux gaz à l'intérieur de la pile à combustible, la réaction chimique qui a lieu permet de produire une autre forme d'énergie qui est électrique (I_{fc}), et ce processus s'accompagne d'une production de chaleur (ΔS_{rev_fc}). En réaction une tension E_{rev_fc} et une température T_{fc} sont induites.

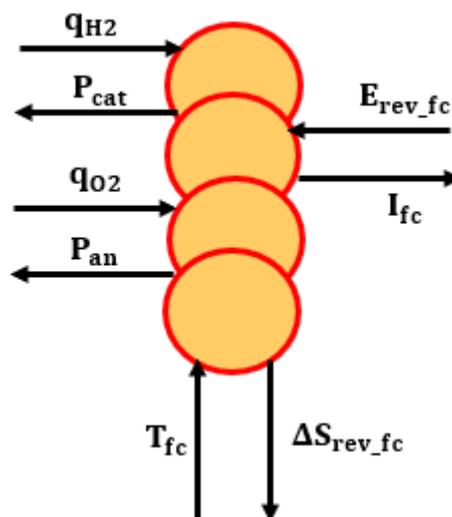


Figure II 41: Modèle REM du comportement électrochimique

Le comportement électrochimique de la pile s'obtient à partir des équation II-40 et équation II-41 qui est composé de deux parties essentielles à savoir

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

la tension réversible et la surtension qui est elle-même composée de trois (3) parties.

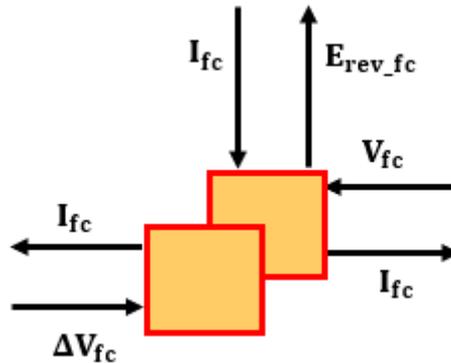


Figure II 42: REM de surpotentiel

$$V_{\text{pile}} = N_{\text{cell}} \cdot V_{\text{cell}} \quad \text{II-40}$$

$$U_{\text{cell}} = E_{\text{rev}} - U_{\text{act}} - U_{\text{ohm}} - U_{\text{con}} \quad \text{II-41}$$

Avec

U_{cell} La tension aux bornes d'une cellule de la pile à combustible,

E_{rev} La tension théorique,

U La surtension.

La pile à combustible utilisée est de type basse pression et nous considérons que la température reste constante pendant le fonctionnement de la Pile à combustible.

Comme schématisé sur la figure II-42, la surtension totale s'obtient à partir de la somme des trois surtensions qui sont celle liée à l'activation, aux pertes ohmiques et aux pertes de concentration lors du transport.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

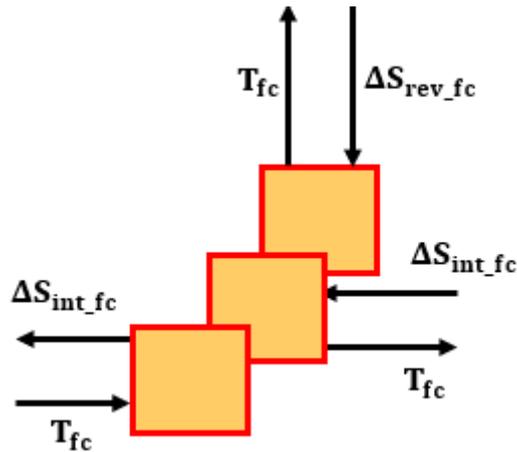


Figure II 43: REM du couplage des surpotentiels

Ainsi la tension théorique est considérée constante qu'il faut identifier.

$$E_{rev_fc} = \text{constante} \quad \text{II-42}$$

U_{act} La surtension d'activation

Cette variable étant plus significative à l'anode, elle s'écrit comme suit :

$$V_{a,an_fc} = \frac{RT}{2 \cdot \alpha_{an} \cdot F} \ln \left(\frac{i}{i_{0,an}} \right) \quad \text{II-43}$$

En identifiant $i_{0,an}$ et α_{an} respectivement la densité de courant d'échange et le coefficient de transfert de charge à l'anode de la pile à combustible, on obtient cette surtension à l'anode.

U_{ohm} La surtension ohmique

La surtension ohmique est limitée à l'apport des ions qui est caractérisée par une résistance R_{ion} et qui s'écrit :

$$U_{ohm} \simeq R_{ion} \cdot i \quad \text{II-44}$$

Le paramètre à identifier ici est donc R_{ion} la résistance ionique provoquée par la résistance au transport des protons à travers la membrane polymère.

U_{con} La surtension de concentration :

$$U_{con} = E \cdot \exp(C \cdot i) \quad \text{II-45}$$

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Ici seront identifiés les paramètres empiriques E et C qui sont fonction de la pile à combustible.

L'équation générale étant présentée au II-46, il suffit de retrouver ces paramètres afin de connaître le profil de tension de la pile à combustible.

$$U_{\text{cell}} = E_{\text{rev}} - \frac{RT}{2.\alpha_{\text{an}}.F} \ln\left(\frac{i}{i_{0,\text{an}}}\right) - R_{\text{ion}}.i - E.\exp(C.i) \quad \text{II-46}$$

Nous cherchons à identifier les paramètres suivants :

E_{rev} , α_{an} , $i_{0,\text{an}}$, R_{ion} , E et C

Pour le modèle de la pile à combustible, nous partons des résultats de l'expérimentation effectuée sur une pile à combustible au laboratoire FCLAB à Belfort dont les paramètres sont donnés dans le tableau II-1.

Caractéristiques de la pile à combustible	
Paramètres	Valeurs
Cellules montées en séries	5
Surface active	100 cm ²
Puissance nominale	200 W
Courant nominal	60 A
Température de fonctionnement	60°C

Tableau II- 1: Paramètres de la pile à combustible

La courbe de la figure II-45-1 montre l'allure de la tension aux bornes de la pile à combustible en fonction du courant. La température mesurée à l'intérieur de la pile lors de la réaction est présentée sur la courbe de la figure II-45-2. Pour cette dernière, on constate une variation très légère de la température. Ce qui a d'ailleurs de considérer une température constante à l'intérieur de la pile à combustible.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

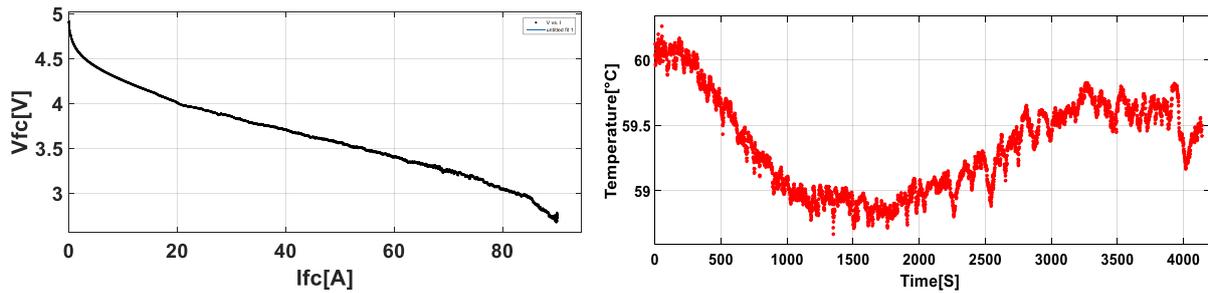


Figure II 44: Courbe de tension et température de la pile à combustible[142]

Identification des paramètres :

La courbe de la figure II-45-1 est insérée dans l'application CFTOOL de Matlab dans le but d'identifier les paramètres électrochimiques de la pile à combustible. Pour cela, nous sommes partis sur le modèle ci-dessous :

Dans l'outil CFTOOL, les données expérimentales du courant et de la tension de la pile à combustible sont chargées et une équation de la même forme que celle de II-47 comme celle présentée à l'équation II-46 avec des coefficients simples est insérée afin d'identifier ces paramètres.

$$V_{fc} = a - b \cdot \ln(c \cdot I) - d \cdot I - m \cdot \exp(n \cdot I) \quad \text{II-47}$$

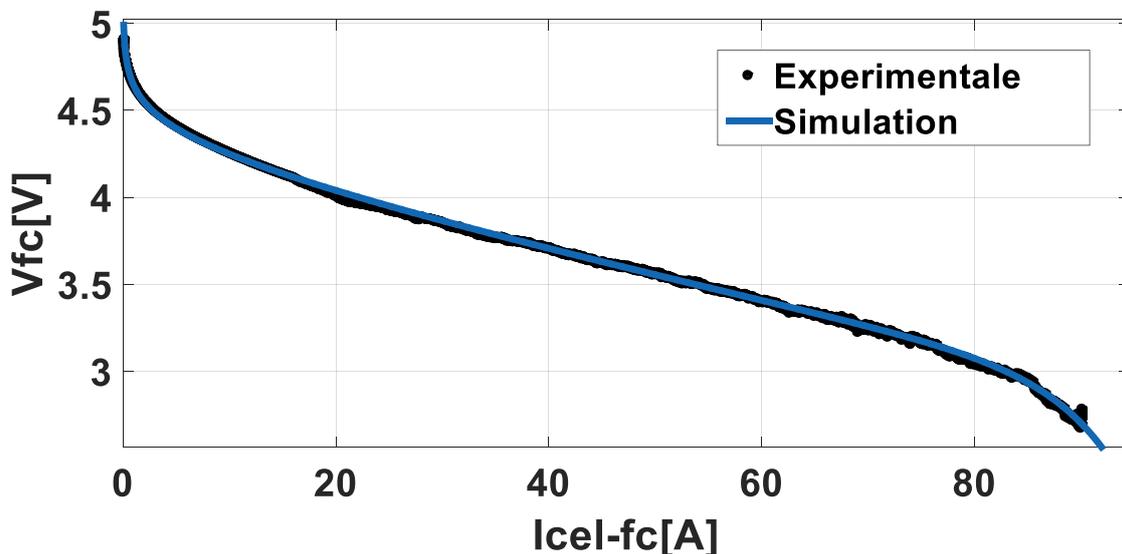


Figure II 45: Courbes de tension sur CFTOOL

Le logiciel identifie automatiquement les paramètres a , b , c , d , m et n lorsque l'équation insérée éditée correspond au profil des données insérées.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

Sur la figure II-46 sont présentées les courbes de tension en fonction du courant. En bleue, celle obtenue par CFTOOL et en noire celle des données expérimentales.

Par comparaison, les qualités ci-dessous sont posées :

$$N_{fc} \cdot E_{rev} = a; N_{fc} \cdot \frac{RT}{2 \cdot \alpha_{an} \cdot F} = b; \frac{i}{i_{0,an}} = c \cdot I; N_{fc} \cdot R_{ion} \cdot i = d \cdot I; E = \frac{m}{N_{fc}}; C = n$$

Dans le tableau ci-dessous, à gauche les paramètres obtenus par l'outil CFTOOL et à droite les paramètres réels réduits par comparaison sont données en utilisant les égalités ci-dessus.

$a = 4,609$	$E_{rev_fc} = 0,92 \text{ V}$
$b = 0,1136$	$\alpha_{an_fc} = 0,63$
$c = 82,46$	$i_{0,an_fc} = 0,0121 \text{ A} \cdot \text{cm}^{-2}$
$d = 1,269$	$R_{ion} = 0,254 \Omega$
$m = 2,516 \cdot 10^{-7}$	$E = 5,032 \cdot 10^{-7} \text{ V}$
$n = 15,4$	$C = 15,4$

Tableau II- 2: Paramètres électrochimiques de la pile à combustible

Avec la même démarche que celle de l'électrolyseur, nous obtenons la REM de la pile à combustible comme présentée sur la figure II-46.

Chapitre II : Modélisation du système en utilisant la Représentation Energétique Macroscopique (REM)

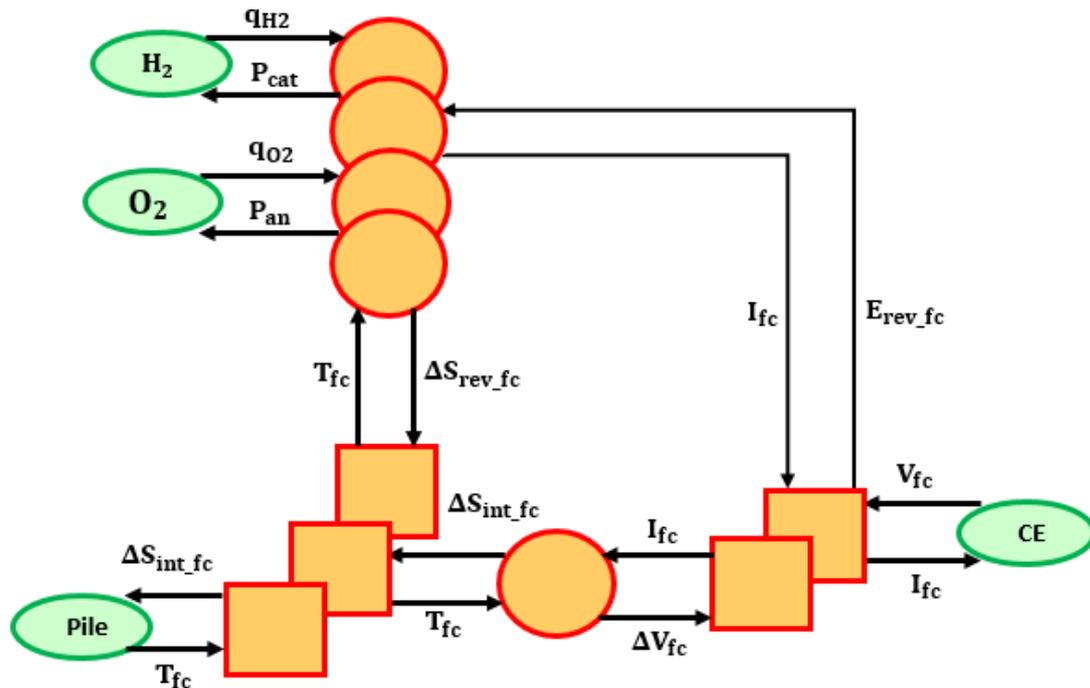


Figure II 46: REM de la pile à combustible

II-4. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet de la modélisation et la déduction de la chaîne de commande du système complet. Pour cela, l'outil de formalisme « Représentation Energétique Macroscopique » a été utilisé afin d'avoir une représentation synthétique permettant une analyse systémique et la déduction de la chaîne de commande. Dans le but de faciliter l'étude, le système a été scindé en deux parties à savoir le système de conversion d'énergie éolienne incluant le réseau électrique d'une part, et d'autre part le système de stockage d'énergie par la technologie d'Hydrogène.

Le travail réalisé dans ce chapitre montre la simplicité de l'utilisation de cet outil de formalisme. On part d'une synoptique pour arriver à la chaîne de commande sans complication particulière.

Dans la suite du travail, une gestion objective d'énergie sera appliquée au modèle pour sa validation, mais aussi pour évaluer la capacité du système de stockage à produire de l'hydrogène et le reconvertir en électricité dans le but de l'injecter dans le réseau électrique.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-1. Introduction

Après avoir présenté dans le chapitre I, l'analyse bibliographique aboutissant au choix du système à étudier, le chapitre II a fait l'objet de la modélisation des différents éléments du système retenu en utilisant l'outil de formalisme REM (Représentation Energétique Macroscopique). Dans ce troisième chapitre, différents scénarios tirés de ce système sont présentés et simulés dans l'environnement Matlab-Simulink en utilisant les modèles développés au chapitre précédent.

Pour des systèmes de conversion d'énergie composés de sources d'énergie variable et des systèmes de stockage, la gestion d'énergie est un véritable enjeu compte de la différence de dynamique entre les sous-systèmes[144]. Ce problème est souvent résolu en ayant recours au surdimensionnement ou la non satisfaction de tout le besoin exprimé, ce qui n'est pas la solution idéale lorsque l'efficacité technique et économique est au cœur de l'étude. A rappeler que la chaîne de conversion d'énergie à étudier est composée d'un système de conversion d'énergie éolienne, d'un électrolyseur, des réservoirs pour la conservation de l'hydrogène et de l'oxygène, d'une pile à combustible et du réseau électrique comme schématisé sur la Figure III-1.

L'une des solutions pertinentes est le choix des stratégies de gestion d'énergie correctes qui permettent de garantir des performances et l'utilisation optimale du système. Par conséquent, il est nécessaire de déterminer avec précision les objectifs de l'étude [145].

Dans la littérature, on constate que la gestion d'énergie fait l'objet de plusieurs orientations avec des objectifs différents[146]–[150]. Dans le cadre de cette étude, deux principaux objectifs sont étudiés. Il s'agit de l'évaluation de la capacité d'un électrolyseur de type à membrane échangeuse de proton à produire de l'hydrogène lorsqu'il est alimenté par

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

un système de conversion d'énergie éolienne. Afin d'améliorer l'efficacité du fonctionnement de l'électrolyseur, l'option d'achat d'électricité sur le réseau électrique à des moments opportuns est traitée. Le deuxième objectif est d'évaluer et comparer sur le plan technique et économique différents moyens d'utilisation de l'hydrogène stocké. La reconversion de l'hydrogène via une pile à combustible pour une injection au réseau électrique étant le repère de la comparaison. A noter que le deuxième objectif sera traité au chapitre 4.

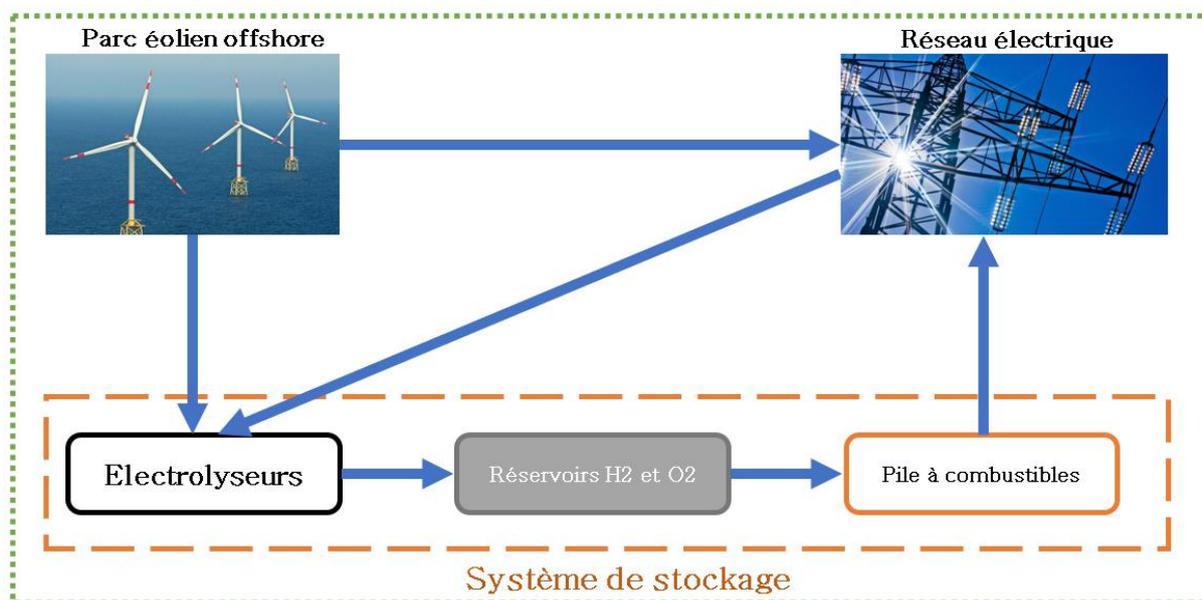


Figure III- 1: Chaîne de conversion d'énergie

III-2. Etude des différents scénarios

Afin d'évaluer les éventuelles possibilités d'apport du vecteur hydrogène dans l'exploitation d'un parc éolien, les scénarios ci-dessous déduits du schéma de la figure III-2 ont été retenus.

1. Production de 100% électricité par le parc éolien
2. Production de 100% hydrogène par électrolyseur PEM alimenté par l'éolienne uniquement
3. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique sans condition sur le coût d'achat de l'électricité

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

4. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique avec condition sur le coût d'achat de l'électricité
5. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne et la pile à combustible
6. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne, la pile à combustible et le réseau EPEX SPOT avec condition sur la puissance et le prix d'électricité

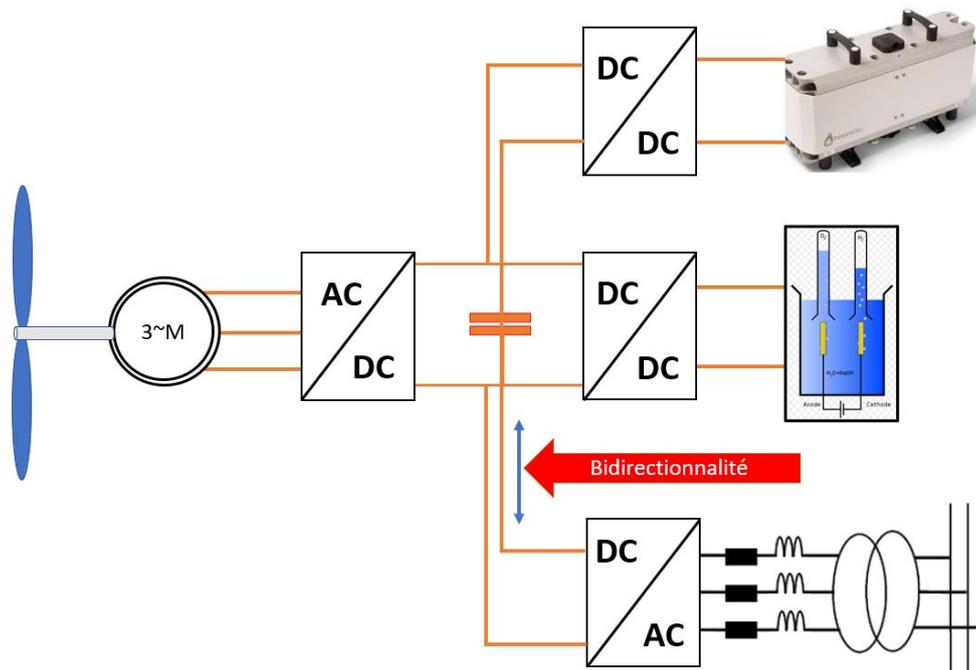


Figure III- 2: Schéma général du système énergétique étudié

III-2.1. Production de 100% électricité par le parc éolien

III-2.1.1. Description

Tel que présenté sur la figure III-3, ce scénario consiste à mettre toute la production d'énergie électrique du parc éolien à la disposition du réseau électrique comme schématisé sur la figure III-4. On parlera alors de la production 100% électricité par le parc éolien. Ce scénario servira de référence pour les suivants.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

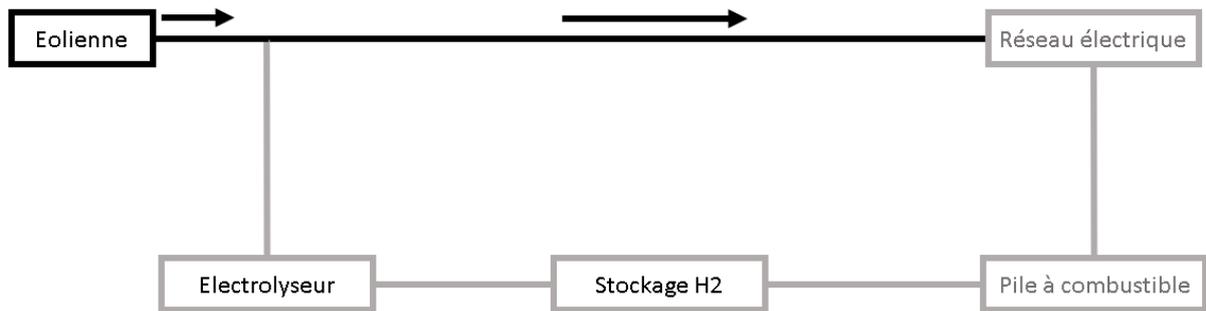


Figure III- 3: 100% production d'électricité

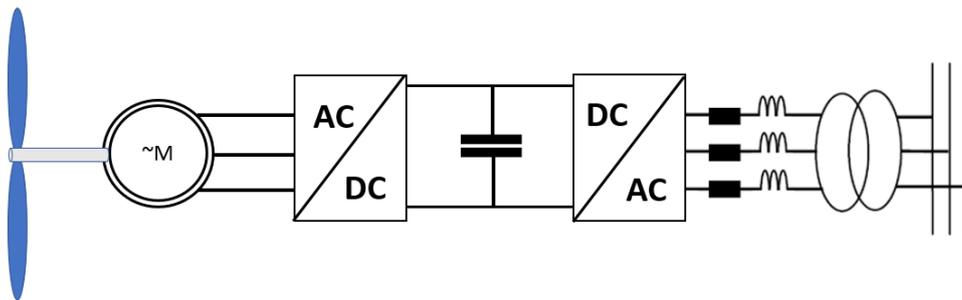


Figure III- 4: Schéma du système de conversion d'énergie éolienne connecté au réseau électrique

Afin d'évaluer le fonctionnement technique de ce scénario ainsi que les autres, le modèle a été implémenté dans l'environnement Matlab Simulink pour des fins de simulation.

Tout d'abord il est procédé en l'extraction du maximum de puissance du vent afin de profiter au mieux de la capacité de la MSAP. Pour l'ensemble des cas qui sont traités, le profil de la vitesse du vent présenté sur la figure III-5 est utilisé. Pour une vitesse du vent de 11,55 m/s, la turbine développe une puissance maximale de 5 MW.

En appliquant ce profil de vitesse du vent aux pales de turbine, celle-ci s'adapte afin de fonctionner de façon optimale face aux trois zones de fonctionnement présentées sur la figure III-6. Dans la première zone où la vitesse du vent n'est pas suffisante, la puissance de sortie de la turbine est alors considérée comme nulle. Dans la Zone II où la vitesse du vent est suffisante, la commande de suivi du point maximum de puissance ramène la vitesse spécifique aux alentours de λ_{opt} . En fixant l'angle de calage à zéro, le coefficient de puissance C_p sera à sa valeur maximale, à savoir 0,59.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

En pratique, selon la vitesse du vent, une vitesse de référence doit être imposée par la commande pour contrôler la vitesse de l'arbre. Pour y arriver, nous développons une stratégie de gestion d'énergie basée sur la technique MPPT (Maximum Power Point Tracking), en utilisant le principe de la REM expliqué dans le chapitre précédent.

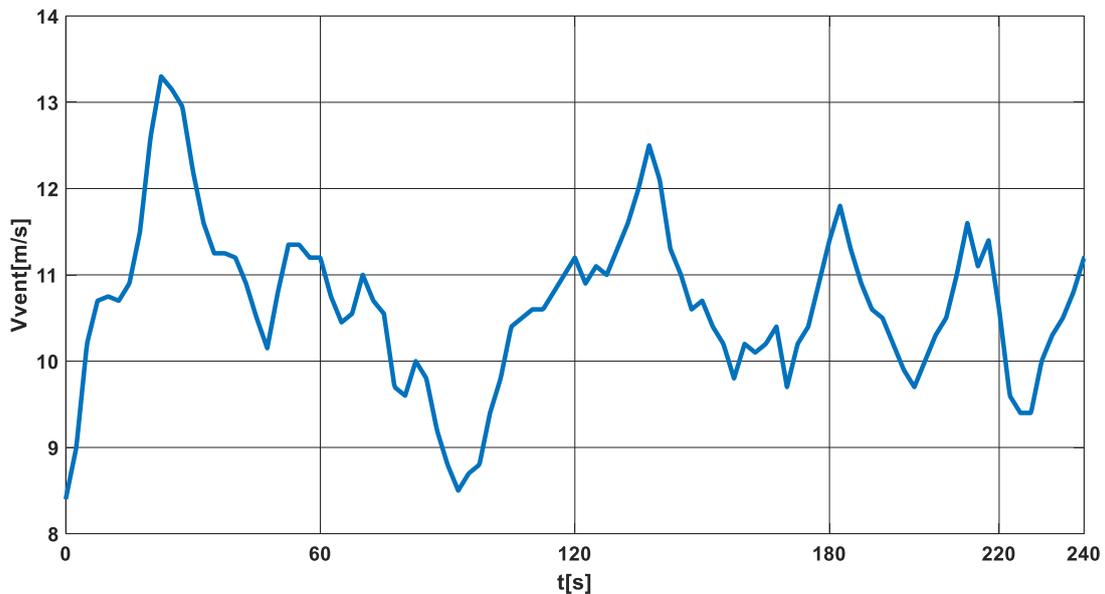


Figure III- 5: Profil de la vitesse du vent

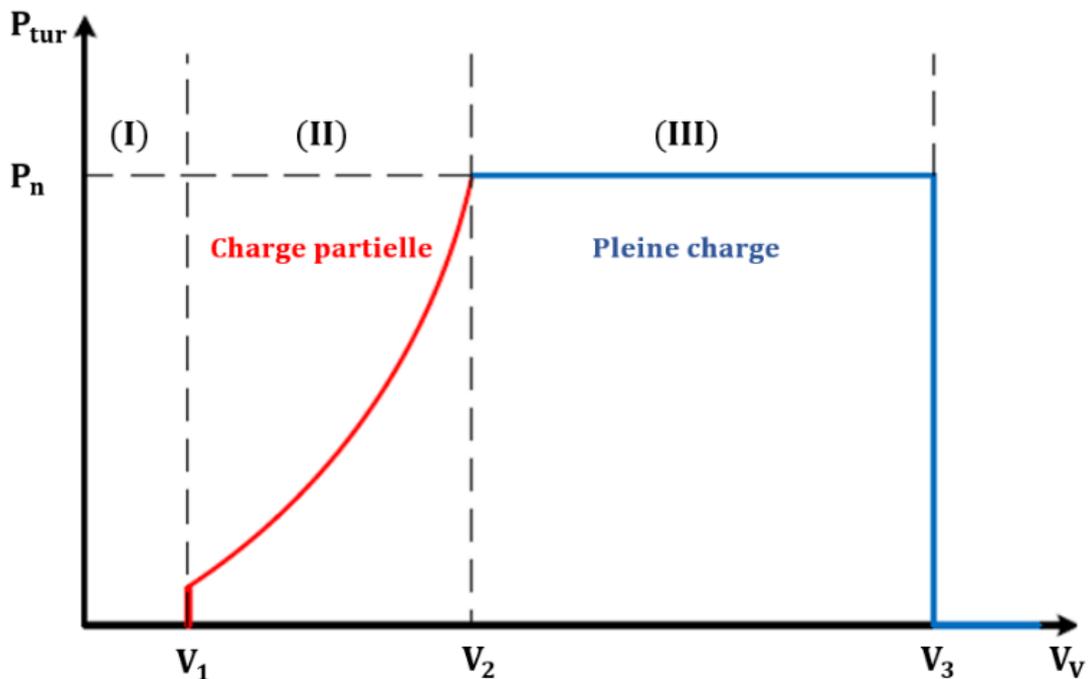


Figure III- 6: Limites de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable[151]

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-2.1.2. Commande du système de conversion d'énergie éolienne

Après avoir développé le schéma REM du système global, ici nous procédons à l'inversion de ce schéma REM en vue d'obtenir une chaîne de commande pratique tout en s'appuyant sur les principes de la REM. L'objectif de la commande du système de conversion de l'énergie éolienne est de pouvoir extraire le maximum de puissance du vent. Ainsi, on contrôle l'énergie réactive à injecter dans le réseau aussi. Deux contraintes spécifiques sont indispensables à tenir en compte à savoir le contrôle de la vitesse de la MSAP et le contrôle de la tension du bus continu. Pour cela, on s'appuie sur les deux degrés de liberté aux niveaux des convertisseurs statiques (redresseur et l'onduleur). Il s'agit de \underline{s}_{abc} et \underline{w}_{abc} qu'on peut voir sur la figure III-7.

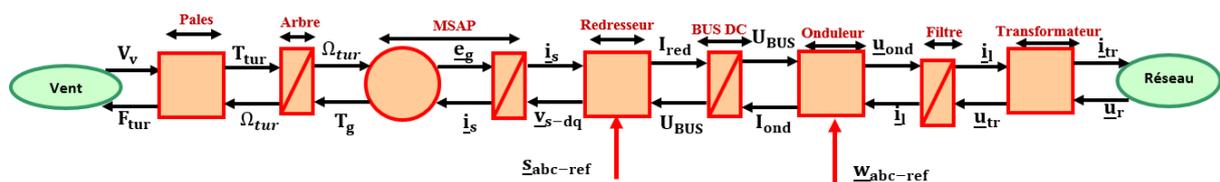


Figure III- 7: Schéma REM de la chaîne de conversion d'énergie éolienne

Cela permettra également d'assurer la commande du système. Ainsi on peut scinder le système en deux parties comme présentés sur la Figure III- 8. Par la suite, les quatre étapes permettant d'aboutir à la structure pratique de commande sont appliquées sur chacune des parties comme décrit ci-dessous.

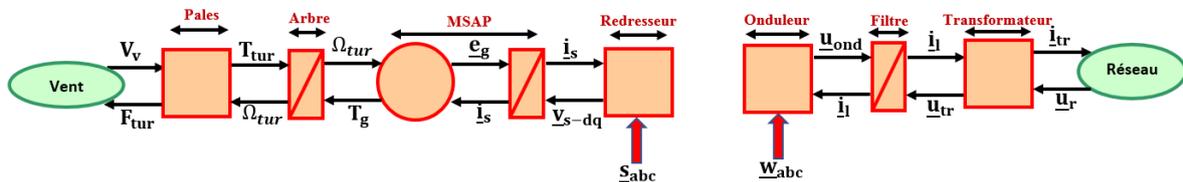


Figure III- 8: Division du schéma REM de la chaîne de conversion d'énergie éolienne

III-2.1.2.1. Détermination des chaînes de réglage

La détermination de la chaîne de réglage dépend du système et se fait par suite de cause à effet. Des entrées de réglage aux sorties à maîtriser en

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

tenant compte du cahier des charges. Pour le cas présent, les chaînes de réglages vont être construites par les chemins qui partent des vecteurs de réglage vers les sources. C'est-à-dire de $(\underline{s}_{abc}$ et \underline{w}_{abc}) respectivement vers F_{tur} et i_{tr} . Ce qui nous donne les chaînes de réglages de la Figure III-9.

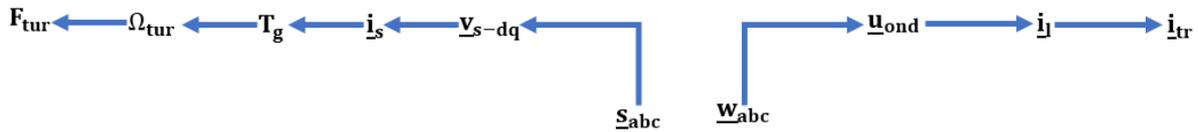


Figure III- 9: Chaîne de réglage du système de conversion d'énergie éolienne

III-2.1.2.2. Détermination de la chaîne de commande

Les chaînes de commande s'obtiennent en inversant les chaînes de réglage et les grandeurs deviennent des grandeurs de références comme présenté sur la Figure III-10.

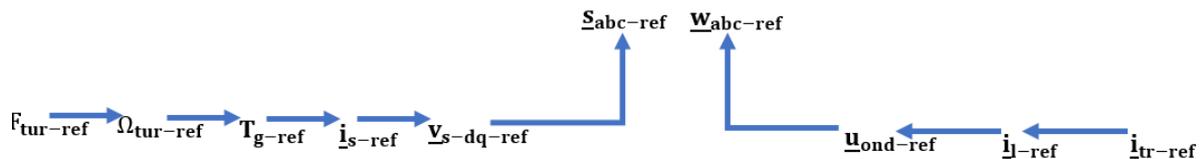


Figure III- 10: Chaîne de commande du système de conversion d'énergie éolienne

III-2.1.2.3. Détermination de la structure maximale de commande (SMC)

Il s'agit de la chaîne qui s'obtient en inversant un à un tous les éléments de la chaîne de conversion. Aucune simplification n'est alors faite à ce stade comme présenté sur Figure III-11.

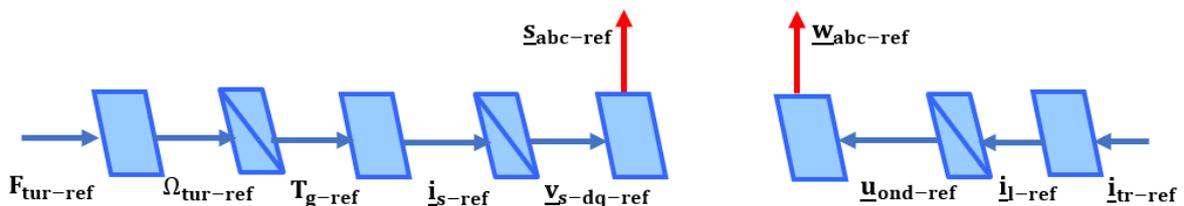


Figure III- 11: Structure maximale de commande du système de conversion d'énergie éolienne

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Les vecteurs de références sont déduits des données de la chaîne de conversion sauf les deux vecteurs d'entrée à gauche et à droite qui proviennent de la stratégie globale donnée dans le cahier des charges. Ces stratégies sont écrites dans les blocs de la Figure III-12. Les vecteurs qui n'apparaissent pas sur la chaîne de commande sont considérés comme des perturbations qui n'ont pas d'effet considérables. Les paramètres utilisés par ces blocs de stratégies sont calculés dans la section suivante.



Figure III- 12: Blocs de stratégie pour la commande globale

Ainsi le schéma global de conversion d'énergie éolienne avec la structure maximale de commande est présenté sur la Figure III-13. Comme est décrit dans la section suivante, une dernière étape est utilisée dans le but de simplifier la structure.

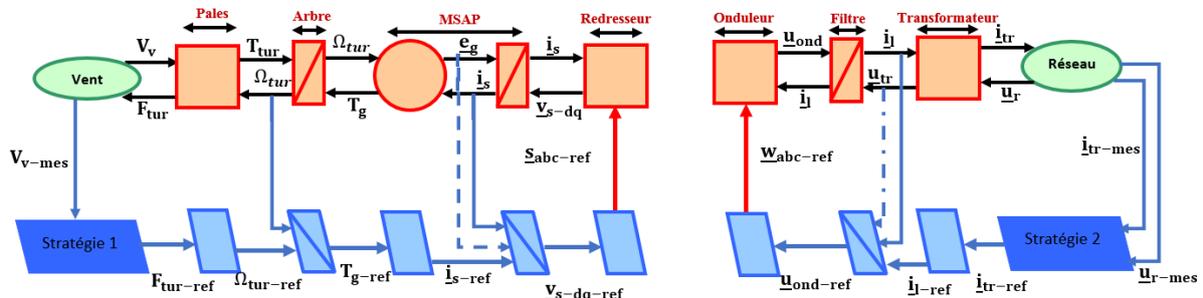


Figure III- 13: Chaîne de conversion avec la structure maximale de commande

III-2.1.2.4. Dédudition de la structure pratique de commande

Cette dernière étape consiste en la simplification objective de la SMC. Celle-ci se fait sur la base des choix stratégiques et technologiques, qui vont dégrader la commande, mais aussi en faciliter son implantation. Par exemple les blocs de conversion du transformateur et des pâles ne sont que des facteurs de multiplication. Leurs inversions le sont également. Donc la présence de ceux-ci n'a aucune importance particulière dans la structure de

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

commande. On intègre alors leurs valeurs numériques à d'autres blocs. Le schéma simplifié est présenté à la Figure III-14. Dans la section suivante, les équations qui régissent ces commandes sont déduites.

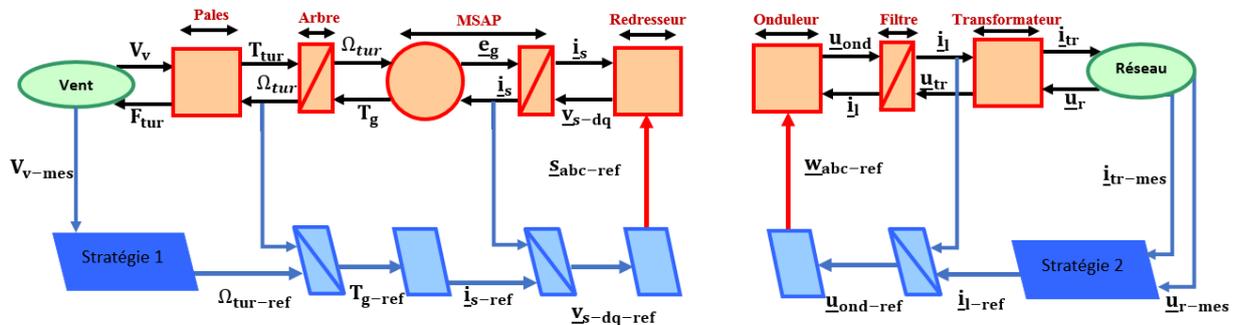


Figure III- 14: Chaîne de conversion avec la structure pratique de commande

III-2.1.2.5. Dédutions des équations contenues dans les blocs de commande et de stratégies présentés ci-dessus

La commande globale appelée aussi stratégie de commande est élaborée sur la base des besoins de contrôle et est faite en fonction des degrés de liberté disponibles. Dans notre cas, il est question de contrôler la vitesse de la MSAP afin de tirer le maximum de puissance du vent d'une part, et d'autre part, de contrôler la puissance réactive injectée dans le réseau électrique.

III-2.1.2.5.1. Contrôle de la vitesse de la MSAP

La demande initiale consiste en l'extraction du maximum de puissance du vent avec la turbine. Ce qui ramène en une utilisation optimale de celle-ci. La puissance d'une éolienne à vitesse variable est caractérisée par la courbe de la Figure III-6. Comme on a expliqué, trois zones sont présentes et la technique appelé le suivi le point maximum de puissance (ou the maximum power point traking en abrégé MPPT) est utilisée.

La consigne appliquée pour satisfaire cette condition va être la première stratégie. A noter que dans la zone III, la vitesse du vent dépasse la vitesse nominale correspondante de la turbine. Il faut donc faire en sorte de limiter la vitesse de la turbine.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-2.1.2.5.1.1. Stratégie 1

La première stratégie représentée sur la Figure III-15 permet d'obtenir la vitesse de référence de rotation de l'arbre. Pour cela, la MPPT est utilisé en inversant l'équation II-2. Ce qui permet d'obtenir l'équation III-1. La référence de la vitesse est appelée et notée Ω_{tur_ref} .



Figure III- 15: Bloc de stratégie pour le contrôle de la vitesse de la MSAP

$$\Omega_{tur_ref} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_v}{R_{tur}} \quad \text{III-1}$$

λ_{opt} est déduit de la courbe caractéristique du coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour différentes valeurs de l'angle de calage β .

III-2.1.2.5.1.1.1. Inversion du bloc de rotation de l'arbre

L'arbre étant considéré comme un élément d'accumulation, l'équation qui régit son fonctionnement est une intégrale dont la sortie est un paramètre d'état, c'est-à-dire la vitesse de l'arbre. Il prend en entrée un couple (différence des couples) pour fournir une vitesse comme schématisé sur la Figure III-16 Ce qui fait que son inversion indirecte prend en entrée une vitesse pour fournir un couple (T_{g_ref}) comme montré par les relations III-2. Afin d'assurer la régulation de ce couple dans le but d'avoir une vitesse de rotation optimale, un contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation de la turbine à sa référence est effectué car l'inversion d'une intégrale n'est pas physique.

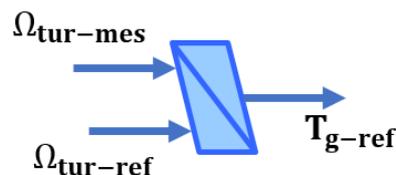


Figure III- 16: Inversion du bloc de rotation de l'arbre

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

$$\{T_{g_ref} = \text{CONT}_{\text{tur}} \cdot (\Omega_{\text{tur-ref}} - \Omega_{\text{tur-mes}}) \quad \text{III-2}$$

Avec

CONT_{tur} Le correcteur du couple de l'arbre

III-2.1.2.4.1.1.2. Inversion du bloc de conversion d'énergie de la MSAP

L'inversion de ce bloc permet d'obtenir le courant de référence ($i_{s-q-ref}$) de la génératrice. Puisqu'il s'agit d'un élément de conversion multiphysique, son inversion est bien permise par la REM et est représentée sur la Figure III-17. L'inversion de la dernière relation de l'équation II-6 permet d'obtenir ce courant de référence comme montre l'équation III-3.

$$i_{s-q-ref} = \frac{2}{3 \cdot P \cdot \phi_f \cdot T_{g_ref}} \quad \text{III-3}$$

Avec :

P : Le nombre de pair de pole de la MSAP

ϕ_f : Flux des aimants permanents de la MSAP.

A noter que dans le but d'éviter la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'induit selon l'axe d et de réduire les pertes joules dans la machine, la composante du courant sur l'axe d est minimisée ($i_{s-d-ref} = 0$).

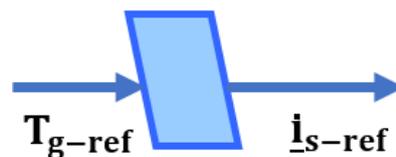


Figure III- 17: Inversion du bloc de conversion d'énergie de la MSAP

II-2.1.2.5.1.1.3. Inversion du bloc d'accumulation d'énergie de la MSAP

Le bloc d'accumulation d'énergie est régi par une équation intégrale, alors son inversion comme schématisé sur la Figure III-18, est faite de façon indirecte et est donnée par l'équation III-4

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

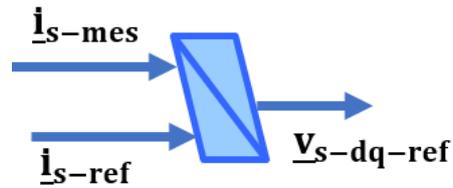


Figure III- 18: Inversion du bloc d'accumulation d'énergie de la MSAP

$$\{\underline{v}_{s-dq-ref} = \text{CONT}_{\text{MSAP}}(\underline{i}_{s-ref} - \underline{i}_{s-mes}) \quad \text{III-4}$$

Avec $\text{CONT}_{\text{MSAP}}$: le correcteur de la tension de la MSAP.

$\Omega_{n\text{MSAP}}$ est la vitesse de rotation naturelle du rotor de la MSAP

Le passage de $\underline{v}_{s-dq-ref}$ au $\underline{v}_{s-abc-ref}$ est fait par la transformation de Park inverse.

III-2.1.2.5.1.1.4. Inversion du bloc de redressement de la tension statorique

La commande du redresseur est obtenue en inversant le bloc de conversion du redresseur. Il s'agit d'une inversion directe, donc d'un élément de conversion monophysique comme schématisé sur la Figure III-19 est utilisé. $\underline{s}_{abc-ref}$ est le vecteur des signaux de commande effectué juste après l'inversion.

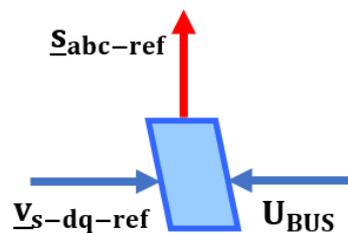


Figure III- 19: Inversion du bloc du redresseur

III-2.1.2.5.2. Contrôle de la puissance réactive

Le but ici est de pouvoir respecter les exigences du réseau en injectant la puissance réactive admise. Pour cela, une stratégie permettant de respecter cette consigne est élaborée dans le bloc de la Figure III-20. Dans le même bloc, une contrainte supplémentaire est gérée à savoir le contrôle de la tension du bus continue. Cela revient à contrôler le courant de ligne i_l .

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-2.1.2.5.2.1. Stratégie 2

Pour avoir la référence de ce courant de ligne, deux régulations sont faites avec les références de la puissance réactive et de la tension du bus continu. Ce qui permet d'obtenir les deux composantes du vecteur \underline{i}_{l-ref} à savoir $i_{l-1-ref}$ et $i_{l-2-ref}$ données par l'équation III-5.



Figure III- 20: Bloc de stratégie pour le contrôle de la puissance réactive

$$\begin{cases} \underline{i}_{l-ref} = [i_{l-1-ref}, i_{l-2-ref}]^T \\ i_{l-1-ref} = \text{CONT}_{BUS}(U_{BUS-ref} - U_{BUS}) \\ i_{l-2-ref} = \text{CONT}_Q(Q_{ref} - Q_{mes}) \end{cases} \quad \text{III-5}$$

Avec :

CONT_{BUS} Le contrôleur du bus continu

CONT_Q Le contrôleur de la puissance réactive

$U_{BUS-ref}$ La tension de référence pour le bus continu qui doit être suivie

U_{BUS} La tension du bus continu mesurée

Q_{ref} La référence de la puissance réactive à injection dans le réseau électrique

Q_{mes} La puissance réactive injectée dans le réseau électrique

II-2.1.2.5.2.1.1. Inversion du bloc d'accumulation du filtre

Les filtres jouant le rôle des éléments d'accumulation, leurs inversions sont faites indirectement à travers un asservissement comme schématisé sur la Figure III-21 et l'équation correspondante permettant de déduire $\underline{u}_{ond-ref}$ est donnée par la relation III-6.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

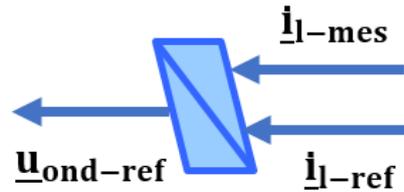


Figure III- 21: Inversion du bloc d'accumulation du filtre

$$\{\underline{u}_{\text{ond-ref}} = \text{CONT}_I(i_{\text{l-ref}} - i_{\text{l-mes}})\} \quad \text{III-6}$$

Avec :

CONT_I le contrôleur du courant

II-2.1.2.5.2.1.3. Inversion du bloc d'ondulation de la tension de ligne

La commande de l'onduleur est obtenue en inversant le bloc de conversion de l'onduleur. Il s'agit d'une inversion directe, donc d'un élément de conversion monophasique qui se présente comme à la Figure III-22. $\underline{w}_{\text{abc-ref}}$ est le vecteur des signaux de commande juste après l'inversion. Il est composé de trois signaux comme présenté à l'équation III-7.

$$\underline{w}_{\text{abc-ref}} = [w_{\text{a-ref}}, w_{\text{b-ref}}, w_{\text{c-ref}}]^T \quad \text{III-7}$$

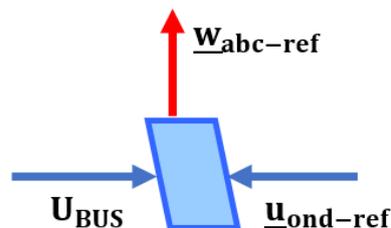


Figure III- 22: Inversion du bloc d'onduleur

III-2.1.3. Résultats de simulation

Après avoir présenté la méthode de déduction de la structure de commande avec la REM, le système avec la chaîne de commande développée est simulé dans l'environnement MATLAB-Simulink.

Sur la Figure III-23 sont présentés les résultats de simulation du système de conversion d'énergie éolienne.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

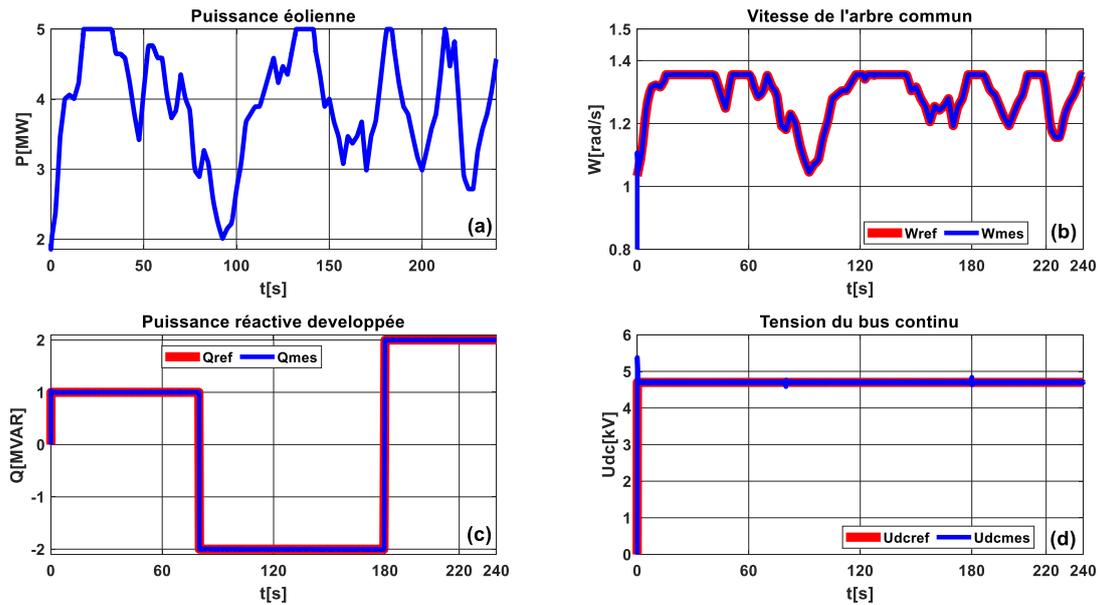


Figure III- 23: Vitesse de la MSAP et la puissance de l'éolien

Sur la Figure III-23-a, la puissance produite par l'éolienne est présentée. Figure III-23-b montre la vitesse de rotation de l'arbre commun. Sur les Figure III-23-c et Figure III-23-d, sont présentées respectivement la puissance réactive développées et la tension du bus continu. On peut constater que les paramètres mesurés suivent bien les références. On voit également que la vitesse de l'arbre et la puissance active évoluent en fonction de la vitesse du vent. Malgré la variation de la vitesse du vent, la tension du bus continu reste constante et la puissance est contrôlée selon la consigne.

Sur la figure III-24 sont représentées de (a) à (d) les courants et tensions dans le repère (dq) et dans le repère (abc) au niveau de la MSAP.

On constate en effet que la démagnétisation des aimants permanents due à la réaction d'induit selon l'axe d est évitée puisqu' I_d est minimisé comme on peut constater sur la figure III-24-a. Ceci permet également de réduire les pertes joules dans la machine. Pour les paramètres dans le repère (abc), des zooms sur les courants (Figure III-c) et les tensions (Figure III-d) pour les trois phases sont présentés.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

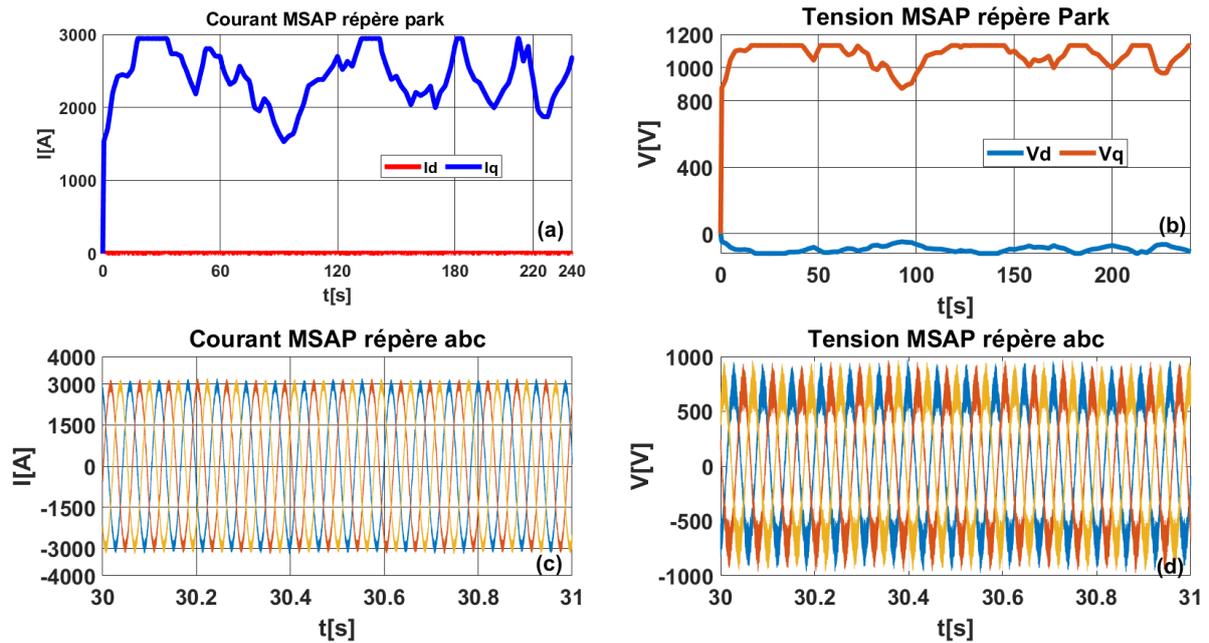


Figure III- 24: Paramètres électriques développés au niveau de la MSAP

On pourrait imaginer la situation où la totalité de la production du parc éolien est appliquée à l'électrolyseur dans le but de produire de l'hydrogène et le stocker pour un autre usage ou un usage différé. Ce scénario est traité dans la section suivante et sera par la suite comparé aux autres.

III-2.2. Production de 100% hydrogène par électrolyseur PEM alimenté par l'éolienne uniquement

III-2.2.1. Description

Avec ce scénario comme présenté à la figure III-25, toute la production du parc éolien est utilisée pour produire de l'hydrogène. On a alors de la production 100% hydrogène par le parc éolien.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

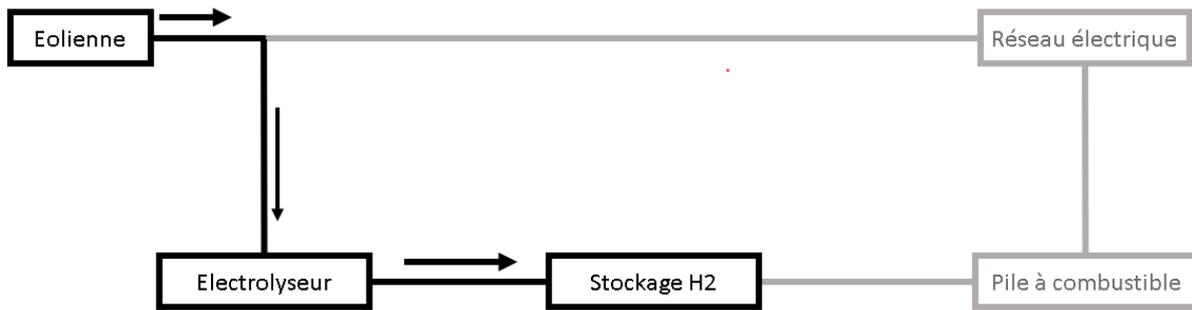


Figure III- 25:100% production d'hydrogène avec l'éolienne

Comme expliqué au début de cette section, l'objectif ici est d'alimenter l'électrolyseur avec la totalité de la production du système éolien comme schématisé sur la figure III-26.

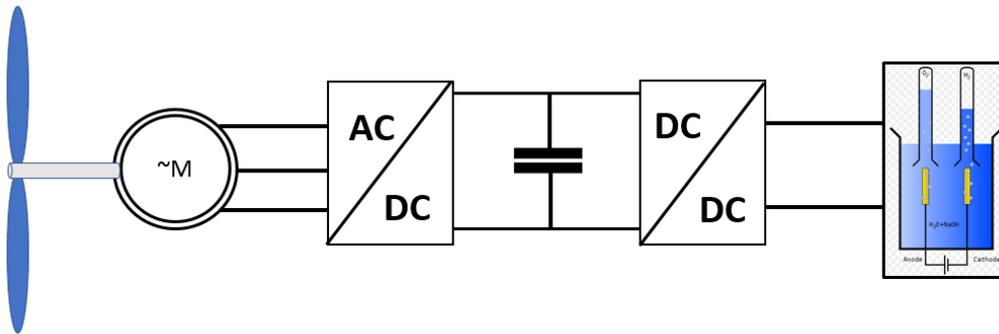


Figure III- 26: Production 100% hydrogène par la production éolienne

Dans ce cas, l'électrolyseur est dimensionné à la puissance nominale de la MSAP comme décrit ci-dessous.

Mise à l'échelle de l'électrolyseur et résultats de simulation

Afin de gérer l'énergie dans la chaîne de production d'hydrogène, le modèle développé pour l'électrolyseur dans le chapitre précédent est simulé dans l'environnement de MATLAB-Simulink. Les paramètres de l'électrolyseur utilisé comme référence sont donnés dans le tableau III-1.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Paramètres	Valeurs
Puissance (kW)	1
Courant nominale(A)	35
Tension nominale(V)	28
Surface active(cm ²)	50
Nombre de cellule en série	12

Tableau III- 1: Paramètres de l'électrolyseur de 1 kW[142]

Les résultats de simulation sont présentés sur la figure III-27 pour un électrolyseur de 1 kW. Il s'agit des profils de puissance, de tension, de rendement et du débit volumique. Sur la Figure III-27, on a bien le point de fonctionnement justifié, soit 1kW pour une intensité nominale de 35 A. La tension aux bornes de l'électrolyseur est présentée la Figure III-27-b, Sur la Figure III-27-c, est présenté le rendement de l'électrolyseur, soit environ 74%. Et sur la Figure III-27-d, est présenté le débit volumique d'hydrogène. Pour une intensité de courant de 35 A, l'électrolyseur produit 210 Litres d'hydrogène par heure.

Pour rappel, le parc éolien possède 5 MW, ce qui fait qu'on a également besoin d'un électrolyseur de 5 MW. D'où la nécessité de passer de 1kW à 5 MW. Pour cela, les paramètres nous permettant de modéliser un électrolyseur sont ceux d'une puissance de 1kW récupérés de [140]. Par conséquent, une mise à l'échelle est nécessaire à notre étude. Pour cela, nous passons de 1kW à 400 kW car nous avons les caractéristiques électriques qu'il faut pour un électrolyseur de cette taille. Ensuite ce dernier sera mis en série/parallèle pour arriver à la taille réelle désirée.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

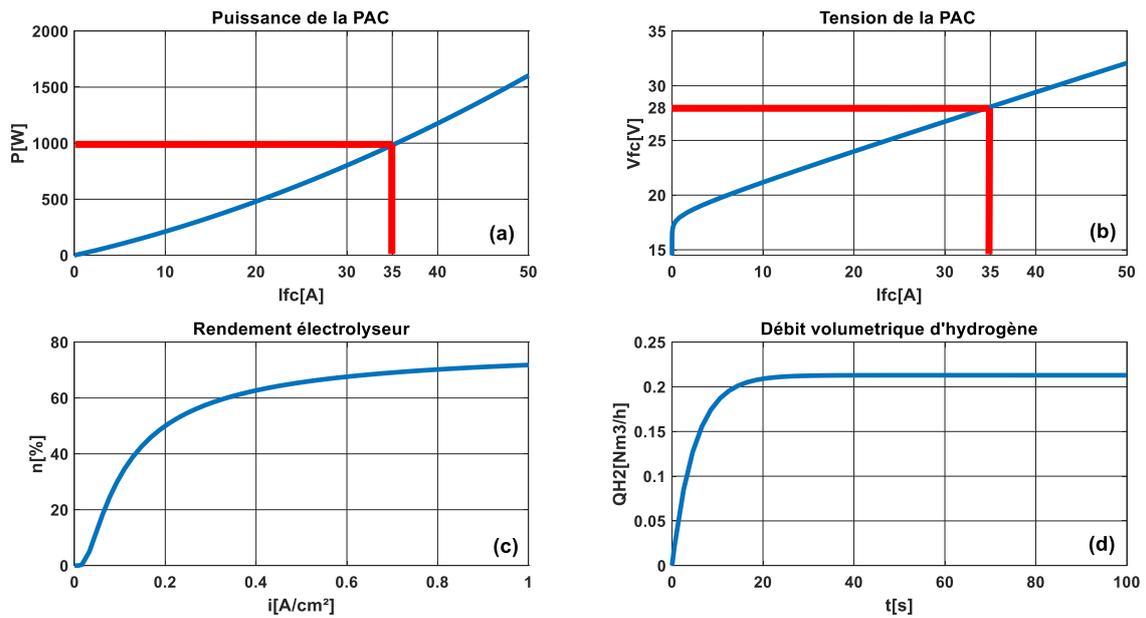


Figure III- 27: Résultats de simulation électrolyseur 1kW

Le principe de cette mise à l'échelle est basé sur la modification de deux paramètres à savoir la surface active de la membrane et le nombre de cellule en série. Pour augmenter la tension, on augmente le nombre de cellule et pour le courant, on agrandit la surface active de la membrane.

Ici, les données dans le tableau III-2 tiré du projet ITEG d'une puissance de 400kW sont utilisées pour calculer ces deux paramètres. Avec la densité de courant de 1 [A/cm²], on déduit que la surface active est autour de 600 cm² et le nombre de cellule en série est égal à 370.

Paramètres	Valeur
Puissance [kW]	400
Courant [A]	600
Tension [V]	670
Densité de courant [A/cm²]	1
Production [m³/h]	93

Tableau III- 2 : Paramètres de l'électrolyseur 400kW

En appliquant ces données au modèle développé, nous arrivons aux résultats présentés à la Figure III-28. Le rendement de cet électrolyseur

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

reste autour de 74% au point de fonctionnement et un débit volumique de 88,8 Nm³/h. Comparé à celle de l'électrolyseur de 400 kW qui est de 93 Nm³/h. Ces informations nous permettent de confirmer la validité du modèle développé. La tension et le courant au point de fonctionnement (400 kW) sont respectivement de 670 V et 600 A.

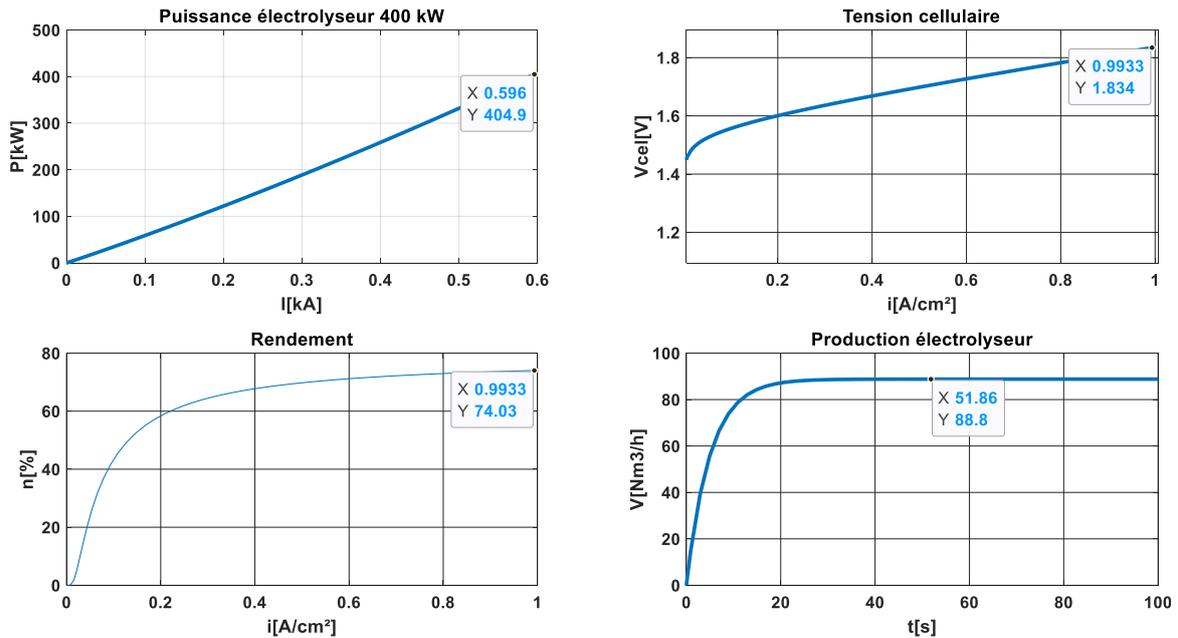


Figure III- 28: Résultats de simulation pour un électrolyseur 400 kW

Enfin pour passer de 400 kW à 5 MW, la configuration de la figure III-29 est considérée où quatre lignes sont mis en parallèle et chaque ligne est constituée de la mise en série de trois électrolyseurs de 400kW.

Par conséquent, la tension nominale d'alimentation du pack d'électrolyseur sera environ 2 kV.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

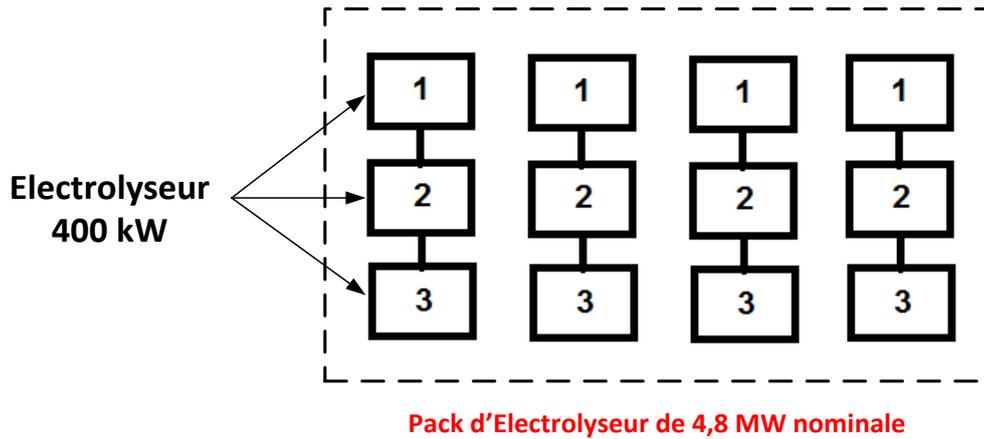
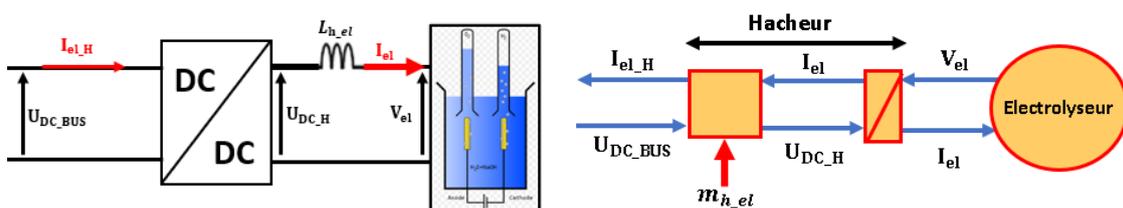


Figure III- 29 : Configuration de la mise en échelle d'électrolyseur

Comme nous pouvons constater sur la figure III-30, l'électrolyseur est connecté au bus continu dont la tension est réglée à 4,7kV par un convertisseur DC/DC. Afin de générer le signal de commande de ce convertisseur, le principe d'inversion du système avec la REM est utilisé.

III-2.2.2. Commande de la chaîne de production d'hydrogène

Pour développer la commande de ce système, le même principe est respecté où on inverse le schéma REM pour construire la chaîne de commande. Dans la suite de cette étude, afin de simplifier la structure, l'électrolyseur est présenté comme l'élément de conversion multiphysique et les réservoirs comme l'élément de source qui reçoit de l'hydrogène. Le système de stockage est connecté à la chaîne de conversion au niveau du bus continu, ce qui permet de bénéficier directement de la puissance continue. Néanmoins, le convertisseur DC/DC est utilisé pour adapter le niveau de tension du bus continu à celui d'alimentation de l'électrolyseur. Sur les figures II-30-a et II-30-b sont représentées respectivement la synoptique et la REM du couplage entre le bus continu et l'électrolyseur. Les équations décrivant ces schémas sont données par les équations III-7.



Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

a- Synoptique

b- REM

Figure III- 30: Représentation REM du couplage hacheur-électrolyseur

$$\begin{cases} U_{DC_H} = m_{h_el} \cdot U_{DC_BUS} \\ L_{h_el} \frac{dI_{el}}{dt} = U_{DC_H} - V_{el} \\ I_{el_H} = m_{h_el} \cdot I_{el} \end{cases} \quad \text{III- 16}$$

Avec :

U_{DC_H} Tension sortie de convertisseur

m_{h_el} Rapport cyclique du hacheur

L_{h_el} Inductance de la bobine en série avec l'électrolyseur

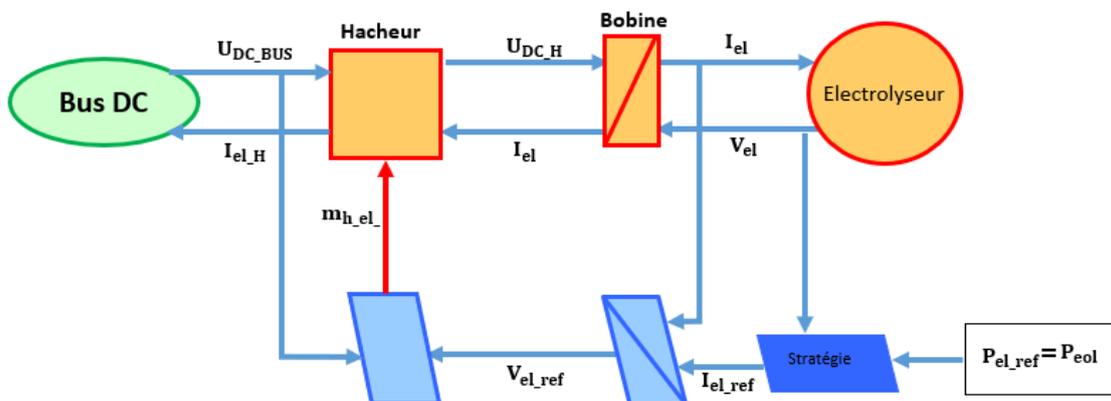
I_{el} Courant absorbé par l'électrolyseur

V_{el} Tension aux bornes de l'électrolyseur

I_{el_H} Courant tiré du point de couplage

La Figure III-31 montre la stratégie de contrôle développée pour l'électrolyseur. Sur la partie haute, la présentation selon la REM et en bas la syntaxe conventionnelle.

Ce modèle avec la commande développée est censé pouvoir absorber la totalité de la production du parc éolien. Cependant, à cause de la nature variable et intermittente du vent, l'électrolyseur ne fonctionnera toujours pas à sa puissance nominale. Cela permet de vérifier la capacité de l'électrolyseur PEM à répondre lorsqu'il est alimenté par une source d'énergie variable.



Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

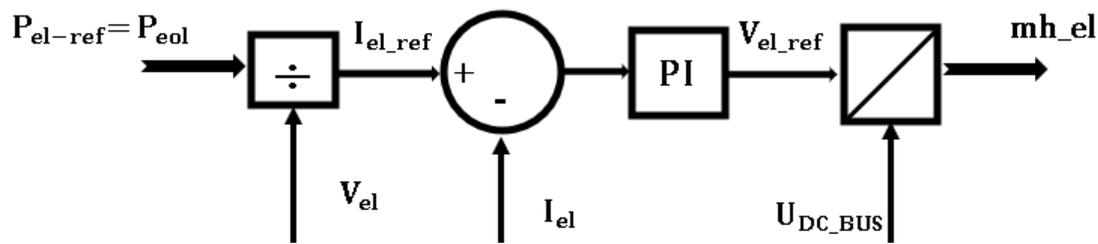


Figure III- 31: Stratégie de commande de l'électrolyseur

III-2.2.3. Résultats de simulation

En simulant dans l'environnement Matlab Simulink, le modèle présenté ci-dessus dans lequel la production éolienne est utilisée pour alimenter l'électrolyseur, on obtient les résultats de la Figure III-32. En effet, pour cette situation dont la puissance d'alimentation de l'électrolyseur en provenance du parc éolien est présentée sur la Figure III-32-a on s'attend nécessairement à une production d'hydrogène telle que présentée sur la figure III-32-c, c'est-à-dire qui suit l'allure de la puissance absorbée. La tension aux bornes de l'électrolyseur est présentée sur la figure III-32-b et sur la figure III-32-d la tension du bus continu.

Sur la figure III-32-c, Pour une puissance d'entrée de 5 MW, l'électrolyseur produit environ 1100 m³ par heure.

Pour un électrolyseur, il est préférable qu'il fonctionne à sa puissance nominale durant toute sa durée de vie. C'est pourquoi dans la section suivante, il est cherché à compléter la production du parc éolien par le réseau électrique dans le but de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

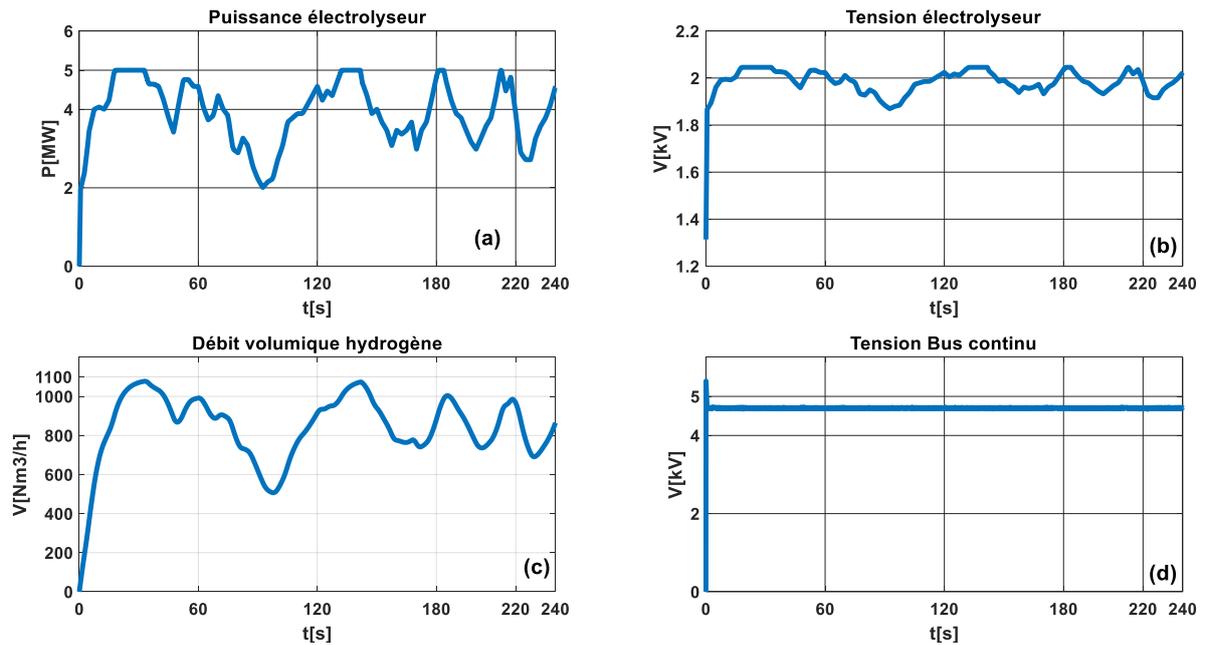


Figure III- 32: Résultats production 100% hydrogène par le parc éolien

III-2-3. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique sans condition sur le coût d'achat de l'électricité

III-2.3.1. Description

Avec pour but de produire exclusivement de l'hydrogène comme schématisé sur la Figure III-33, le réseau électrique est mis à contribution pour compléter la production du parc éolien afin de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale, comme montre la figure III-34.

Cette stratégie permet de vérifier la capacité du système à utiliser l'énergie électrique du réseau électrique pour compléter la production d'un parc éolien pour que le pack d'électrolyseur fonctionne à sa puissance nominale.

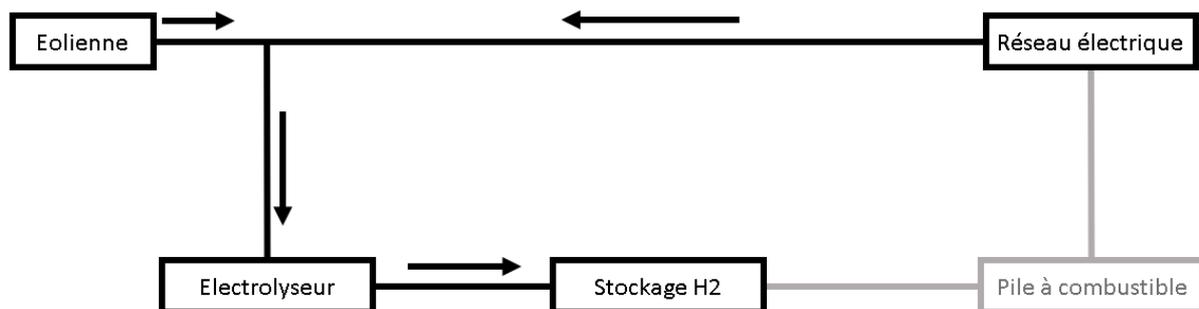


Figure III- 33: Schéma bloc du scénario 3

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Le scénario est représenté sur la Figure III-34, la répartition de la puissance est alors faite par l'équation III-9.

$$P_{el} = P_{parc} + P_{reseau} = \text{Constante} \quad \text{III} - 9$$

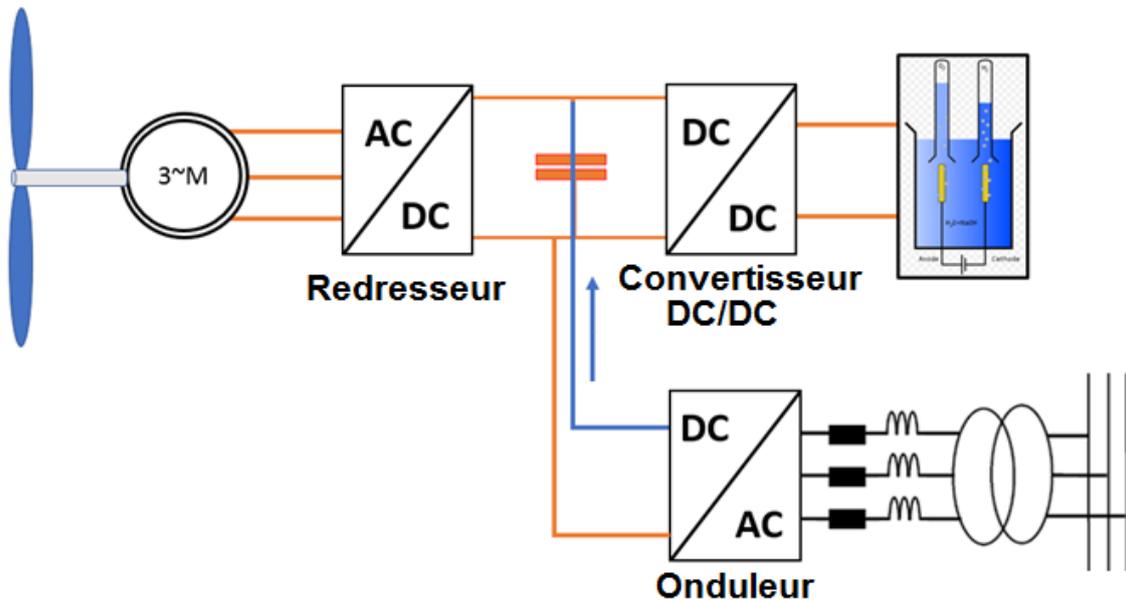


Figure III- 34: Production d'hydrogène avec les deux sources d'électricité

III-2.3.2. Commande de la chaîne

Le système présenté sur la figure III-35 est simulé en utilisant la REM et les mêmes paramètres que les scénarios précédents dans l'environnement MATLAB-Simulink. A rappeler que le redresseur assure la technique de MPPT, l'onduleur contrôle la tension du bus continu (ce qui pourrait être considéré comme un deuxième redresseur), et le convertisseur DC/DC garantie la tension d'alimentation du pack d'électrolyseur. La Figure III-35 montre la stratégie de contrôle de la chaîne de production d'hydrogène utilisée pour générer le signal de commande du convertisseur continu/continu. En comparant avec la figure III- 31, on constate que la seule différence entre ces deux stratégies est la référence de puissance du pack d'électrolyseur, où ici elle est fixée à 5 MW.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

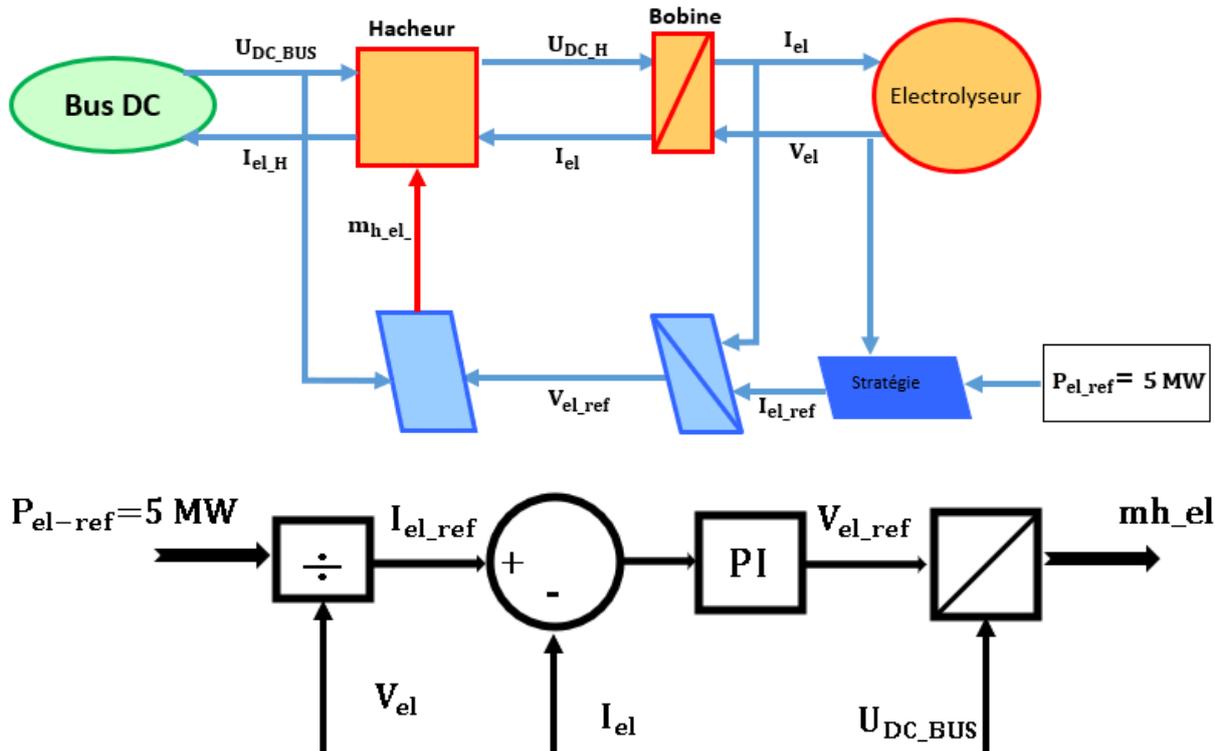


Figure III- 35: Stratégie de commande de l'électrolyseur

III-2.3.2. Résultats de simulation

Les résultats de simulation pour le scénario ci-dessus sont présentés sur les figures III-36 et III-37. Pour la première, sont présentées sur la Figure III-36-a, le prix de l'électricité sur le réseau électrique EPEX SPOT, sur la Figure III-36-c, la puissance appliquée à l'éolien, sur la Figure III-36-b, le courant absorbé par l'électrolyseur et sur la figure III-36-d, le débit volumique de production d'hydrogène. Le but étant de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale qui est de 5 MW, et que le profil de puissance mis à disposition par l'éolien étant variable comme on peut observer sur la figure III-36-c, le complément est acheté au réseau électrique avec le tarif sur la figure III-36-a sans condition de limitation. Cet état de fait présente l'avantage de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale, mais le point moins avantageux est par rapport au prix de l'électricité qui est parfois très élevé comme on peut voir entre 80 et 100 secondes. Dans cet intervalle, la puissance de l'électrolyseur n'est pas suffisante et le prix de l'électricité est élevé. Ici on montre la faisabilité

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

technique du scénario et dans le chapitre IV, une analyse économique permettra d'affiner l'étude lorsque les scénarios seront comparés.

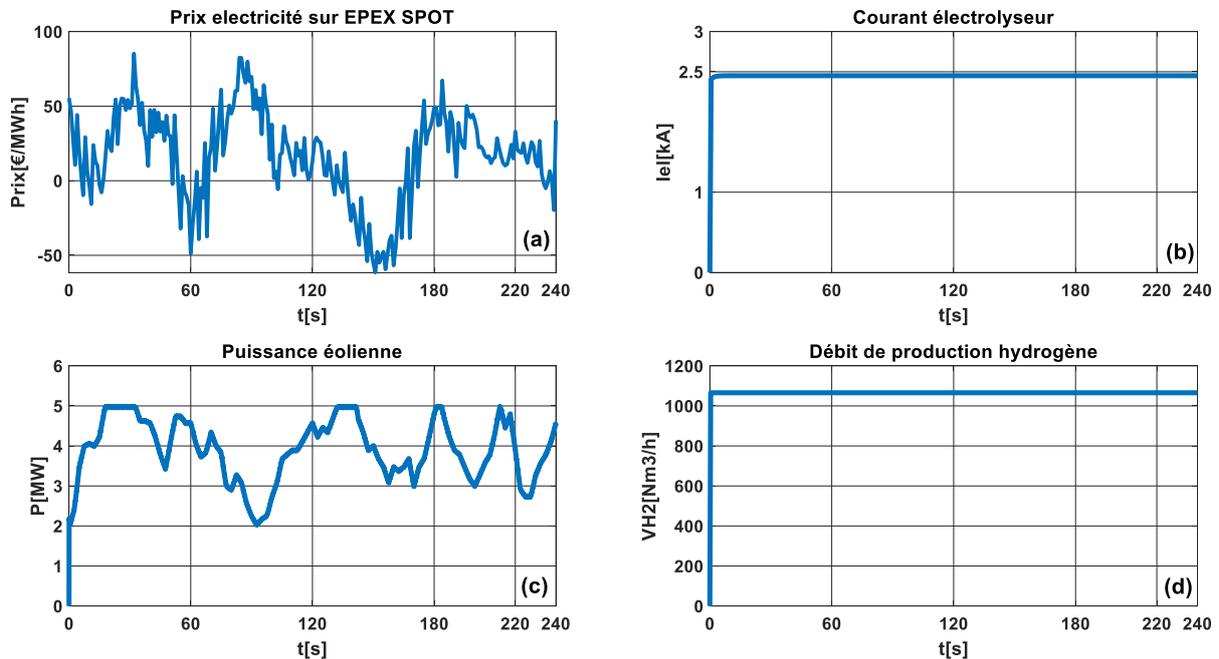


Figure III- 36: Production d'hydrogène avec les deux sources d'électricité

Quant aux puissances développées lors de ce scénario présentées sur la Figure III-37. Il s'agit en couleur bleue, la puissance produite par le système éolien, en jaune la puissance absorbée par l'électrolyseur et en marron, la contribution du réseau électrique (EPEX SPOT). A noter que la valeur négative de cette dernière signifie la fourniture d'énergie électrique. Lorsque la courbe est nulle, cela signifie que le réseau électrique n'a pas contribué pour l'alimentation de l'électrolyseur. On constate en effet que le réseau électrique complète bien la production éolienne. Cela nous ramène à la conclusion que l'électrolyseur fonctionnera toujours à sa puissance nominale grâce à la commande développée. Ainsi le courant électrique absorbé par l'électrolyseur reste constant comme présenté sur la figure III-36-b et la production d'hydrogène est constante aussi comme présenté sur la figure III-36-d. avec un courant électrique d'environ 2,5 kA, environ 1100 m³ est produit par heure.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

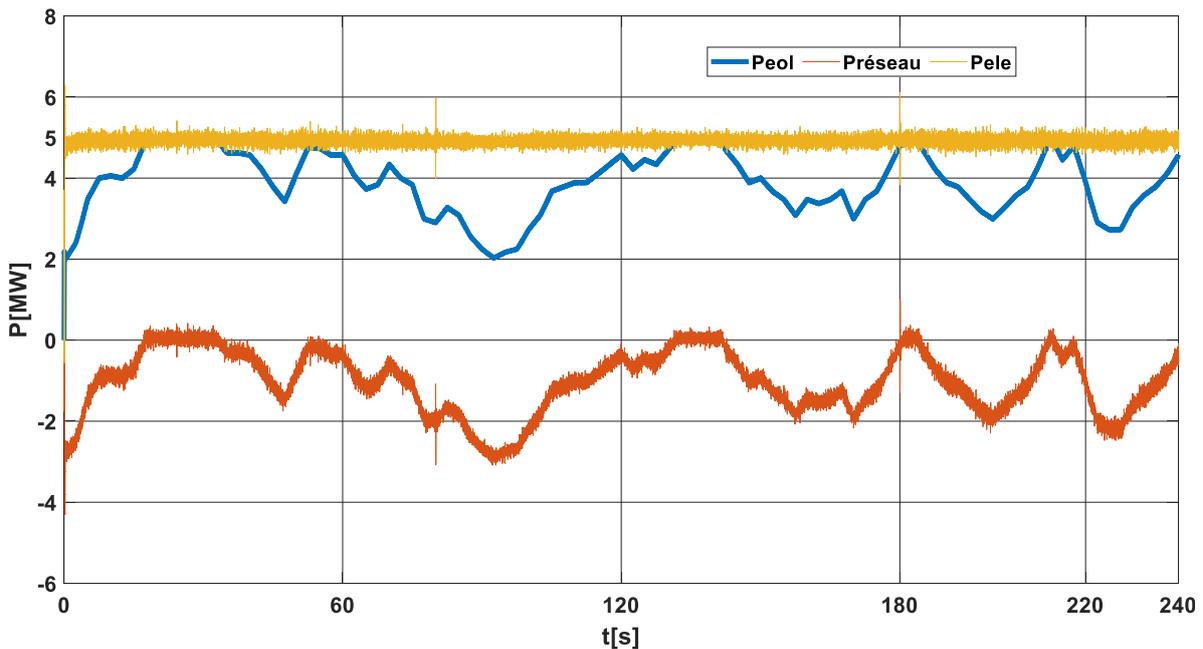


Figure III- 37: Puissance d'éolienne, d'électrolyseur et celle fournie par le réseau

Dans cette situation, on se contente de satisfaire la demande de l'électrolyseur sans se soucier de combien coûte l'électricité qu'on achète sur le réseau électrique pour compléter la production du parc. On constate que techniquement c'est possible de le faire et on observe pratiquement le double du volume produit par rapport au précédent scénario en utilisant le profil du vent de la figure III.5. Dans la section suivante, une condition sera mise sur le prix de l'électricité achetée sur le réseau électrique afin d'affiner l'analyse comparative.

III-2-4. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique avec condition sur le coût d'achat de l'électricité

III-2.4.1. Description

Par rapport au scénario précédent, une condition est mise sur la participation du réseau électrique (EPX SPOT) dans l'alimentation de l'électrolyseur. Pour cela, nous avons utilisé le prix de l'électricité sur le

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

marché européen mesuré sur un jour avec une période d'échantillonnage de 15 minutes.

Le but de ce chapitre étant la gestion d'énergie du système pour les différents scénarios, nous avons ramené l'intervalle du temps de prix au même que le profil du vent, à savoir 240 s. Cela a permis de simuler le système étudié avec la stratégie de gestion d'énergie proposée sur le même horizon du temps. Plus précisément, cela a permis de poser la condition à l'occurrence pour chaque fois que le prix du MWh est inférieur à 40 € par exemple.

En ce qui concerne le scénario proprement dit comme présenté sur l'organigramme de la Figure III-38, l'électrolyseur est alimenté uniquement par le parc éolien tant que le prix d'achat d'électricité $C_{achat} \geq 40 \text{ €/MWh}$. Sinon, l'électricité est achetée sur le réseau électrique pour compléter celle en provenance du parc éolien lorsque celle-ci est inférieure à la puissance nominale de l'électrolyseur. En effet, ce scénario nous permet de calculer l'énergie électrique achetée et la quantité d'hydrogène produit, ce que nous aurons besoin pour faire une analyse économique des scénarios.

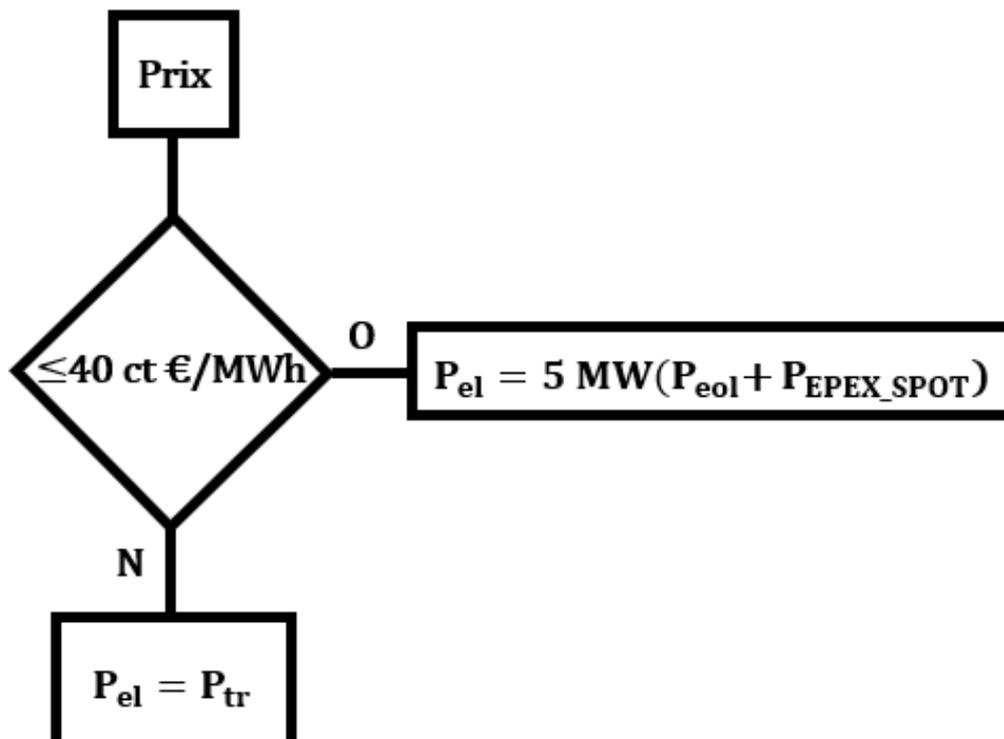


Figure III- 38: Organigramme de gestion d'énergie

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-2.4.2. Résultats de simulation

Pour cette partie de notre étude, en plus des paramètres d'entrée précédente, il y a la courbe du prix de l'électricité tiré du marché européen d'électricité EPEX SPOT représentée sur la figure III-39-a sur laquelle est présentée par la ligne rouge la limite de la condition mise en place. Sur la figure III-39-c, est présentée la puissance mis à disposition par le parc éolien pour l'alimentation de l'électrolyseur. Là aussi on constate que ce profil de puissance est variable et ne peut pas alimenter l'électrolyseur à sa puissance nominale durant tout le processus. Ainsi la production du réseau électrique est mise à contribution, mais seulement lorsque le cout de celle-ci est inférieur à 0,04€. Sinon l'électrolyseur est alimenté seulement par la production éolienne.

On constate en effet cet écart sur le courant absorbé par l'électrolyseur comme présenté sur la figure III-39-b et sur la figure III-39-d qui est le débit volumique de production d'hydrogène.

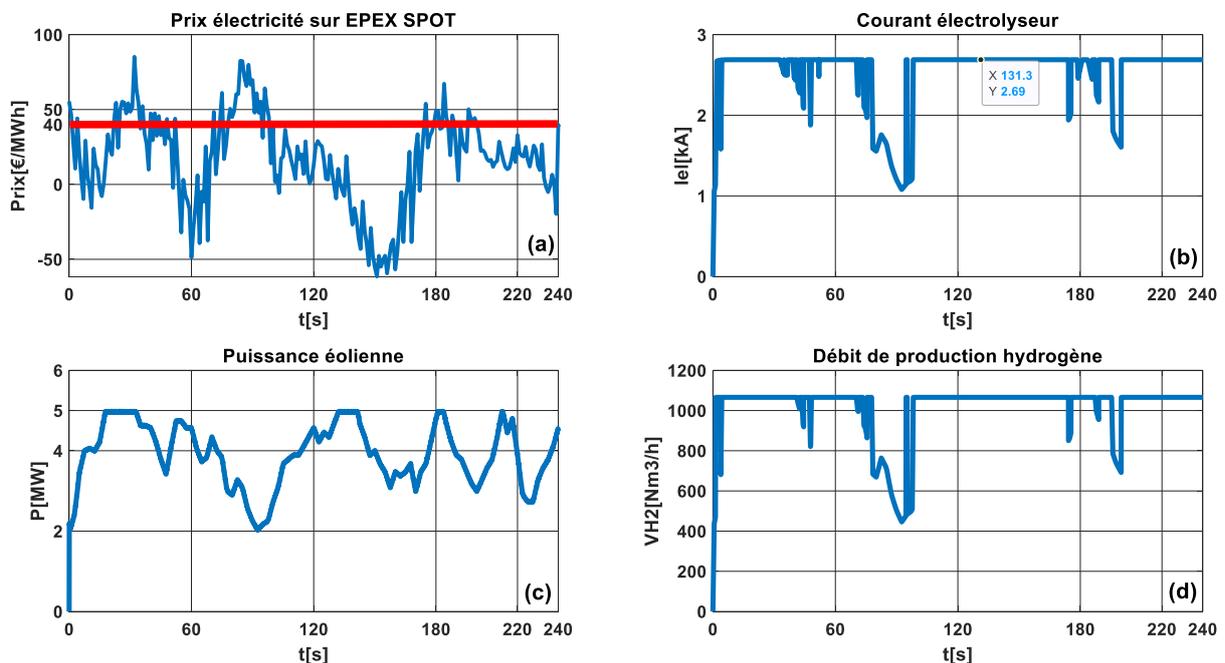


Figure III- 39: Vitesse du vent et le prix d'achat de l'électricité

Sur la Figure III-40, sont présentées les différentes puissances. La courbe de couleur bleue est la contribution du parc éolien, en couleur rouge la contribution du réseau électrique (EPEX SPOT) et en jaune la puissance

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

absorbée par l'électrolyseur sur laquelle observe en effet que l'électrolyseur n'est pas toujours alimenté à sa puissance nominale contrairement au scénario précédent où l'électrolyseur était toujours alimenté à sa puissance nominale. Cela est normale et est dû au fait que la condition sur le prix n'étant pas toujours satisfaite. En comparant avec la courbe du prix, on constate que c'est seulement lorsque ce dernier dépasse 40 €/MWh et que la production du parc n'atteint pas la puissance de l'électrolyseur, que ce dernier fonctionne au-dessous de sa puissance nominale.

La quantité d'hydrogène produit lors de ce scénario est inférieure à celle du précédent scénario mais supérieure à la quantité d'hydrogène produit lors du deuxième scénario. Tout ceux-ci montrent suffisamment la réussite de la technique de contrôle mise en place pour ces scénarios.

Dans la section suivante, l'accent est mis sur la production simultanée de l'électricité et de l'hydrogène.

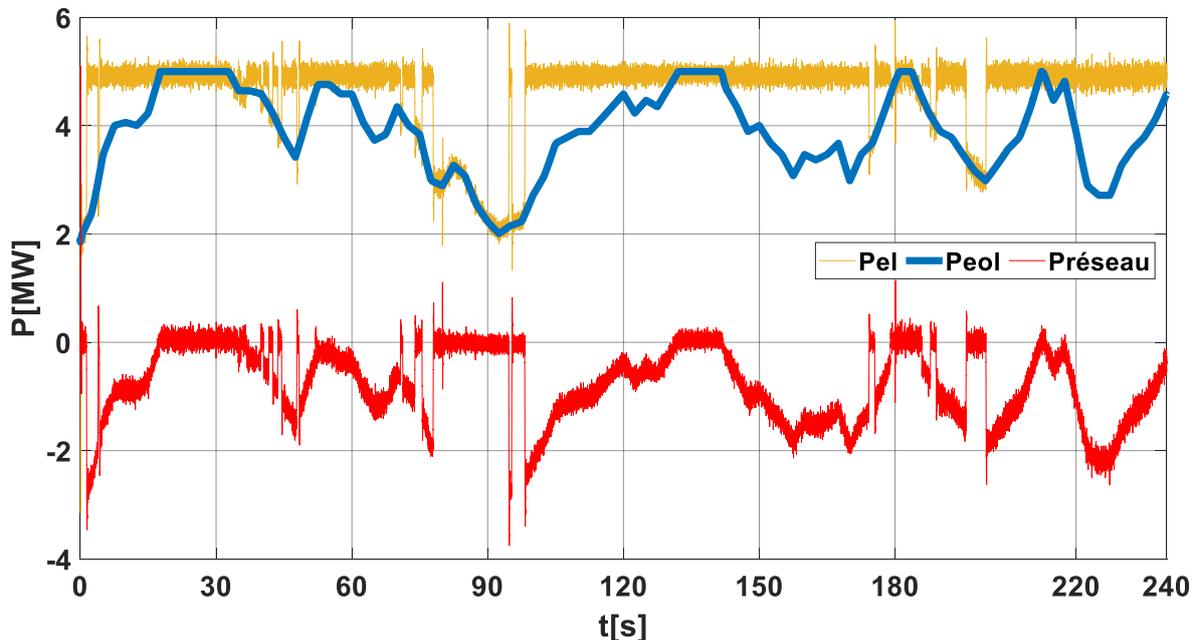


Figure III- 40: Répartition de puissance pour la production d'hydrogène

III-2-5. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne et la pile à combustible

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-2-5-1. Description

Pour ce scénario schématisé à la figure III-41, il y a l'obligation de fourniture d'une puissance constante de 3,5 MW au réseau électrique avec le concours de la pile à combustible. L'excédent de la production de l'éolienne est utilisé pour produire l'hydrogène.

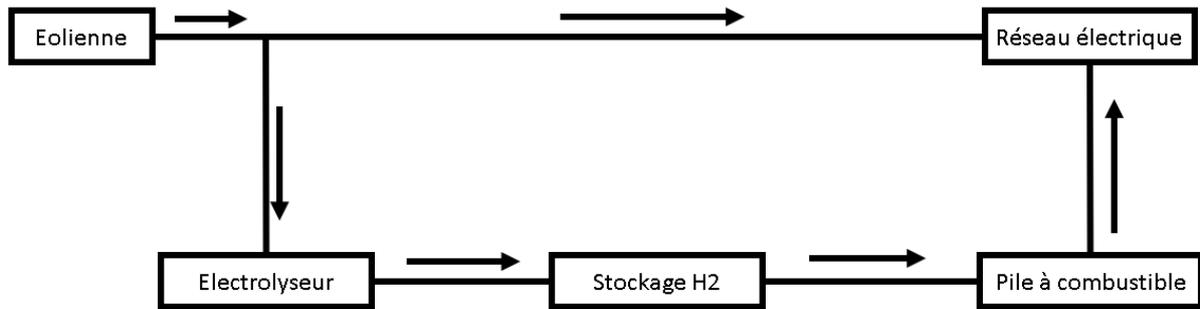


Figure III- 41: Production mixe électricité et hydrogène avec la participation d'une pile à combustible

Pour la fourniture de cette puissance de 3,5 MW au réseau électrique, la production du parc éolien est mise en contribution en premier. C'est lorsque celle-ci ne peut produire de puissance constante, alors il se fait épauler par la pile à combustible qui va fournir l'électricité manquante en reconvertissant l'hydrogène produit par l'électrolyseur en électricité. A noter que l'excédent éventuel de la production du parc éolien servira à produire de l'hydrogène et dans ce scénario, il n'y a pas d'achat d'électricité sur le réseau électrique.

Ce scénario est schématisé sur l'organigramme de la figure III-42.

1. Lorsque la production du parc éolien est égale à la demande du réseau électrique qui est de 3,5 MW, l'électrolyseur et la pile à combustible ne fonctionnent pas. La totalité de cette production est injectée dans le réseau électrique.
2. Si la production du parc éolien dépasse la demande du réseau électrique, l'excédent de l'énergie électrique est utilisé pour produire de l'hydrogène via l'électrolyseur et stocker.
3. Lorsque la production du parc éolien est inférieure à la demande du réseau électrique, la pile à combustible transforme le stock d'hydrogène

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

en électricité pour compléter la production du parc éolien afin de satisfaire la demande du réseau électrique.

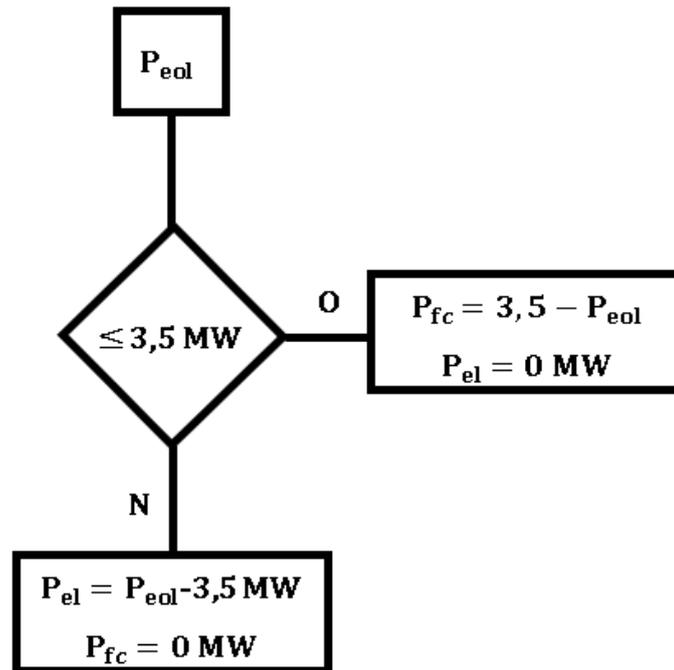


Figure III- 42: organigramme de gestion d'énergie du scenario 5

Le schéma block complet de ce scenario est présenté sur la figure III-43 où la puissance nominale du pack pile à combustible et du pack d'électrolyseur est égale à 1,5 MW. Dans le chapitre précédent, les résultats expérimentaux d'une pile à combustible 200 W nous ont aidé à identifier ses paramètres. Or, la puissance de la pile à combustible de ce scénario s'élève à 1,5 MW et par conséquent, une mise à l'échelle doit être envisagée. Pour cela, nous cherchons d'abord à obtenir une pile à combustible d'une puissance de 400 kW. Pour cette puissance, si on augmente le courant qu'on souhaite la pile à combustible fournisse à 300 A, nous déduisons une tension de 1,33 kV. En pratique, pour passer de 60 A à 300 A, on multiplie la surface de la membrane minimum par 5 et pour passer de 3,3 V à 1,33 kV, on multiplie le nombre de cellule initial par 404 en les mettant en série.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

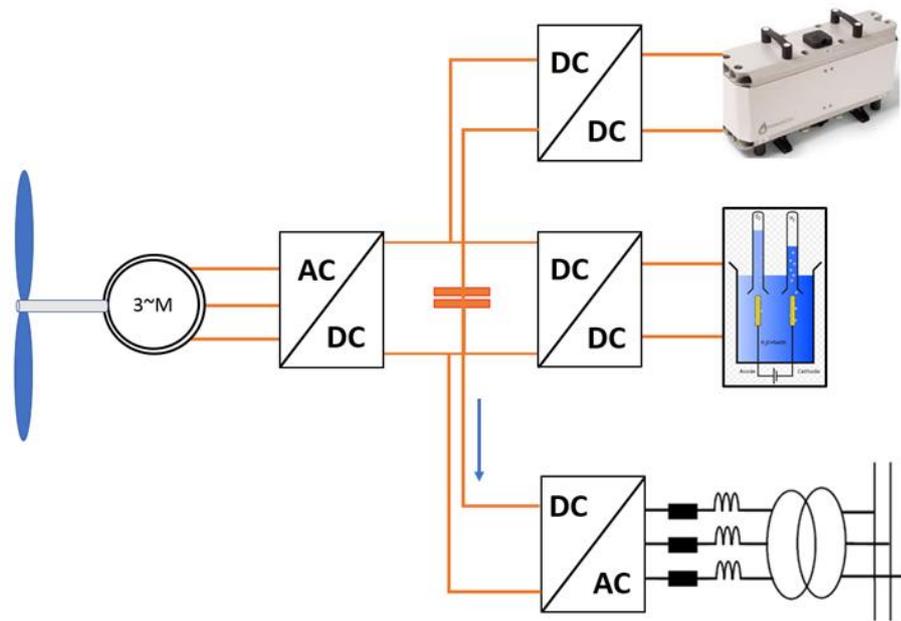


Figure III- 43: Système complet pour la production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique avec l'éolienne et la pile à combustible pour le service réseau électrique et pour produire d'hydrogène

En appliquant ces nouvelles modifications dans le programme, on obtient les résultats sur la figure III-44 pour la puissance et la tension de la pile à combustible. On constate en effet que les points de fonctionnement définis sont bien vérifiés.

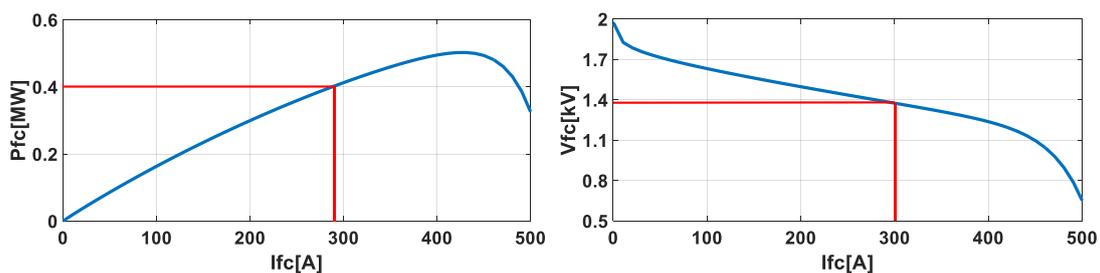


Figure III- 44: Courbes pour la structure de 400 kW

Pour passer de 400 kW à 1,5 MW, la configuration de la Figure III- 45 -a est considérée où quatre piles de 400kW sont mises en parallèle. Par conséquent, la tension au point de fonctionnement sera environ (1330V) et le courant s'élève à 1200 A.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Concernant l'électrolyseur, la configuration de la Figure III-45-b est respectée pour passer de 400 kW à 1,6 MW.

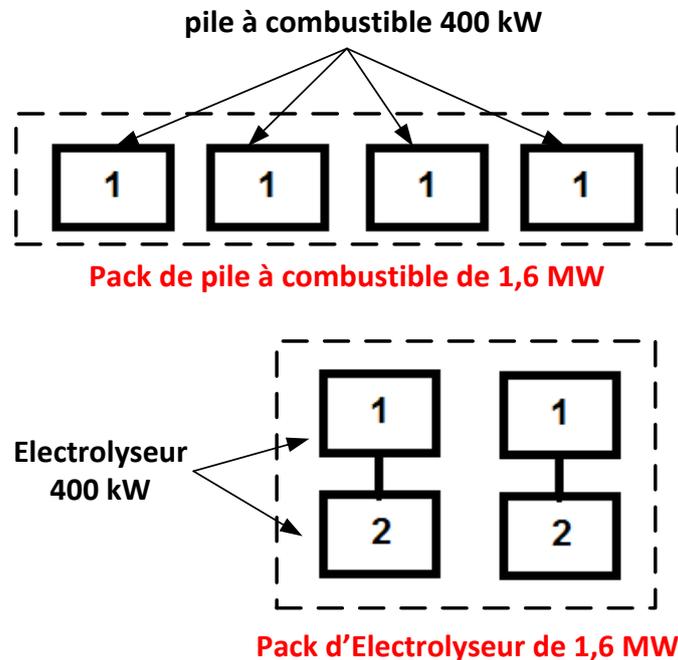


Figure III- 45: Configuration de la mise en échelle de pile à combustible et d'électrolyseur

Comme nous pouvons constater sur la figure III-46, la pile est connectée au même bus continu que l'électrolyseur dont la tension est réglée à 4,7kV par un convertisseur DC/DC. Afin de générer le signal de commande de ce convertisseur, le principe d'inversion du système est utilisé également pour la pile.

III-2.5.2. Commande de la chaîne du scénario 5

Sur les figure III-49-a et III-49-b sont représentées respectivement la synoptique et la REM du couplage entre le bus continu et la pile à combustible. Un convertisseur DC/DC (un hacheur élévateur) est utilisé pour relier la pile au bus continu et une inductance est ajoutée entre le convertisseur et la pile à combustible afin de lisser le courant produit par cette dernière. Les équations décrivant ce schéma sont données par les équations III-10.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

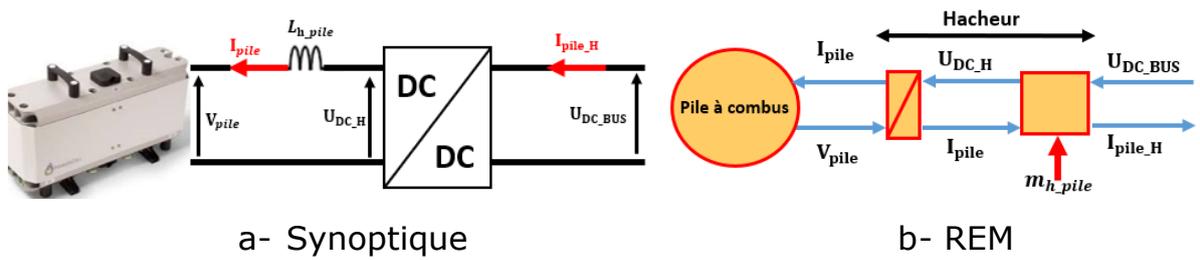


Figure III- 46: Représentation REM du couplage hacheur-PAC

$$\begin{cases} U_{DC_H} = (1 - m_{h-pile}) \cdot U_{DC_BUS} \\ L_{h_pile} \frac{dI_{pile}}{dt} = U_{DC_H} - V_{pile} \\ I_{pile_H} = (1 - m_{h-pile}) \cdot I_{pile} \end{cases} \quad \text{III- 170}$$

Avec :

U_{DC_H} Tension aux bornes du hacheur

m_{h-pile} Rapport cyclique du hacheur

V_{pile} Tension aux bornes de la pile à combustible

I_{pile} Courant produit par la pile à combustible

La Figure III-48 montre la stratégie de contrôle de la chaîne de la figure ci-dessus pour générer m_{h-pile} .

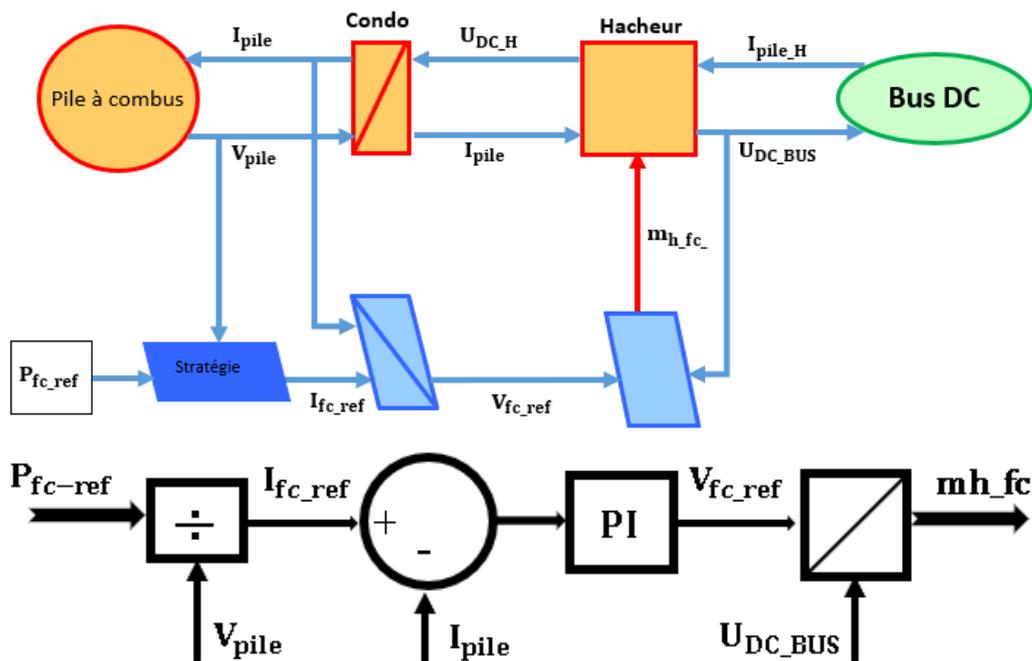


Figure III- 47: Stratégie de commande de la PAC

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Pour la chaîne de commande côté pile à combustible, les paramètres sont calculés à partir de l'équations III-11.

$$\begin{cases} I_{pile_{ref}} = \frac{P_{pile_{ref}}}{V_{pile}} \\ U_{DC_{H_{pile}}} = CONT_{pile} (I_{pile_{mes}} - I_{pile_{ref}}) \\ m_{pile_{ref}} = \frac{U_{DC_{H_{pile}_{ref}}}}{U_{DC_{BUS}}} \end{cases} \quad \text{III- 181}$$

$P_{pile_{ref}}$ est la puissance demandée à la pile à combustible et $CONT_{pile}$ est le correcteur PI de tension côté pile à combustible.

Ce modèle est alors implémenté dans notre système et les résultats sont présentés sur les figures III-49 et III-50. Sur la figure III-49 sont présentées les courbes des puissances mises en jeu lors de ce scénario. Il s'agit en bleue celle appliquée à l'électrolyseur, en rouge mise à disposition par le parc éolien, en vert celle mise à disposition par la pile à combustible et en violet celle injectée dans le réseau électrique.

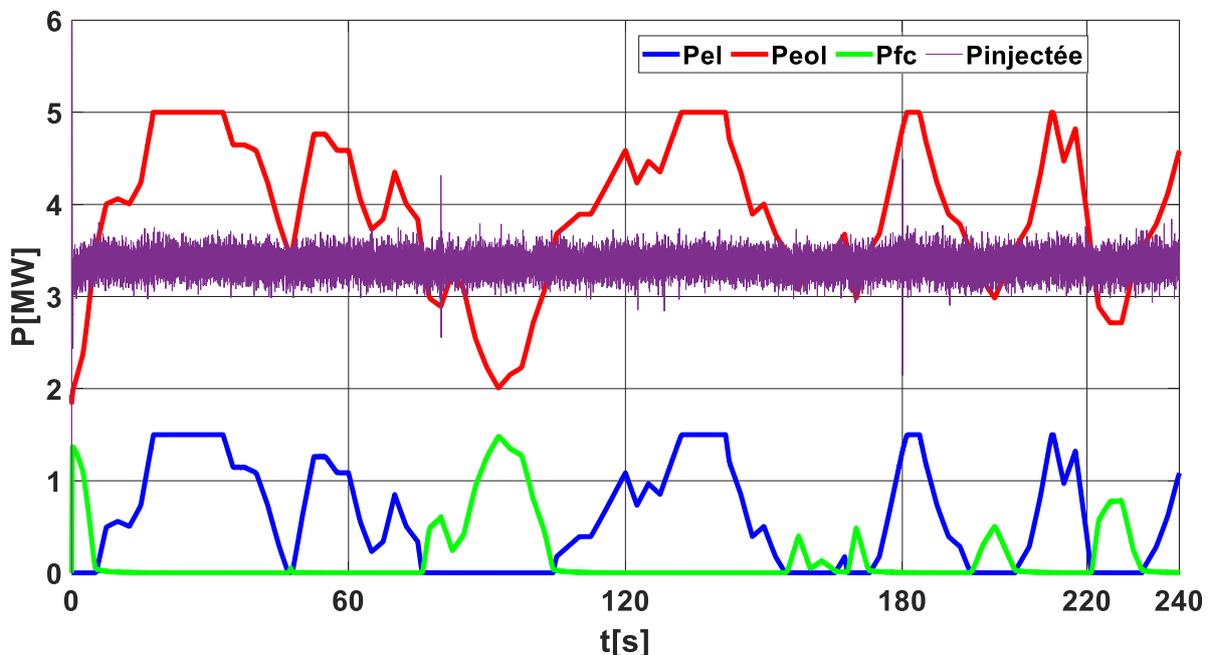


Figure III- 48: Répartition des puissances mises en jeu

Le but étant de satisfaire la demande du réseau électrique qui est de 3,5 MW en permanence, la priorité est donnée à l'éolienne. C'est lorsque la

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

production de celui-ci est inférieure à 3,5 MW que la pile à combustible est mise à contribution pour compléter la demande comme on peut le voir sur la figure III-49.

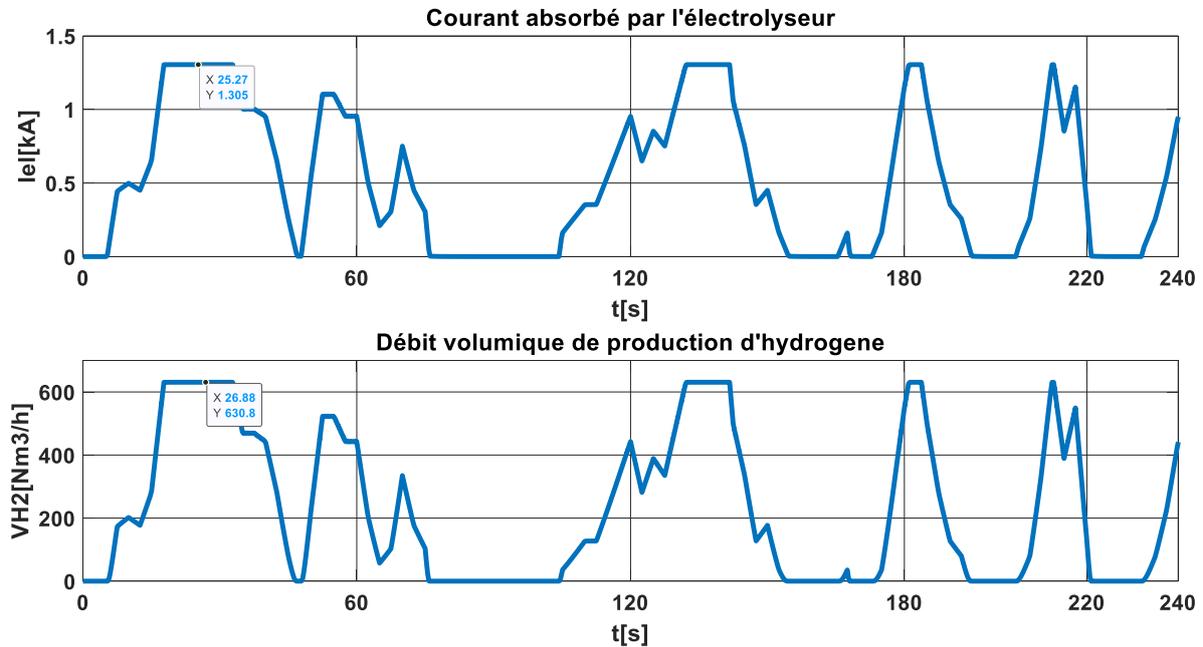


Figure III- 49: Courbe de courant électrique et du débit volumique de production d'hydrogène

On peut observer clairement cette complémentarité entre les puissances pour assurer la demande du réseau électrique. Mais on constate aussi que la totalité de la production du parc éolien est utilisée évitant ainsi le gaspillage de la production du parc éolien lorsqu'elle dépasse la demande de l'électrolyseur. Sur la partie haute de la Figure III-49, est présentée la courbe du courant électrique absorbé par l'électrolyseur lors du processus. Sur la partie basse, est présentée la courbe du débit volumique de production d'hydrogène. On observe que les deux courbes sont proportionnelles. Ce qui justifie le rapport direct entre ces deux paramètres.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

III-2-6. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne, la pile à combustible et le réseau EPEX SPOT avec condition sur la puissance et le prix d'électricité

III-2.6.1 Description

Ce scénario consiste en l'alimentation d'un électrolyseur avec en option l'obligation de fournir de l'électricité lorsque la demande est conséquente. Les schémas sont présentés sur les figure III-51 et Figure III-52.

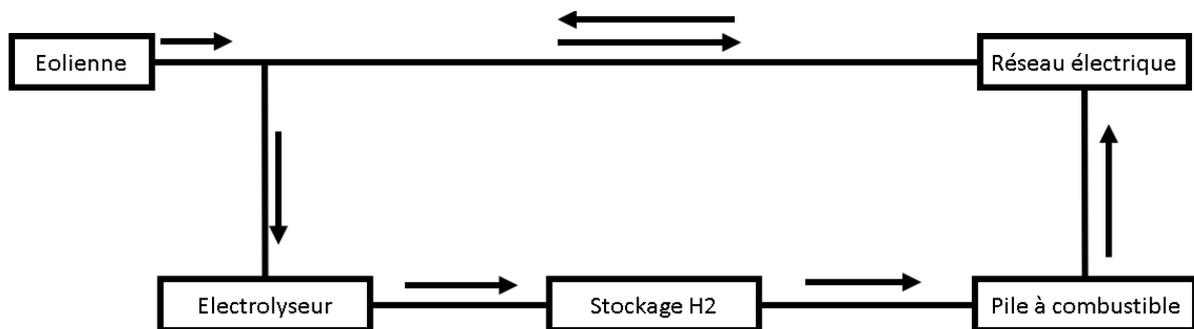


Figure III- 50: Production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

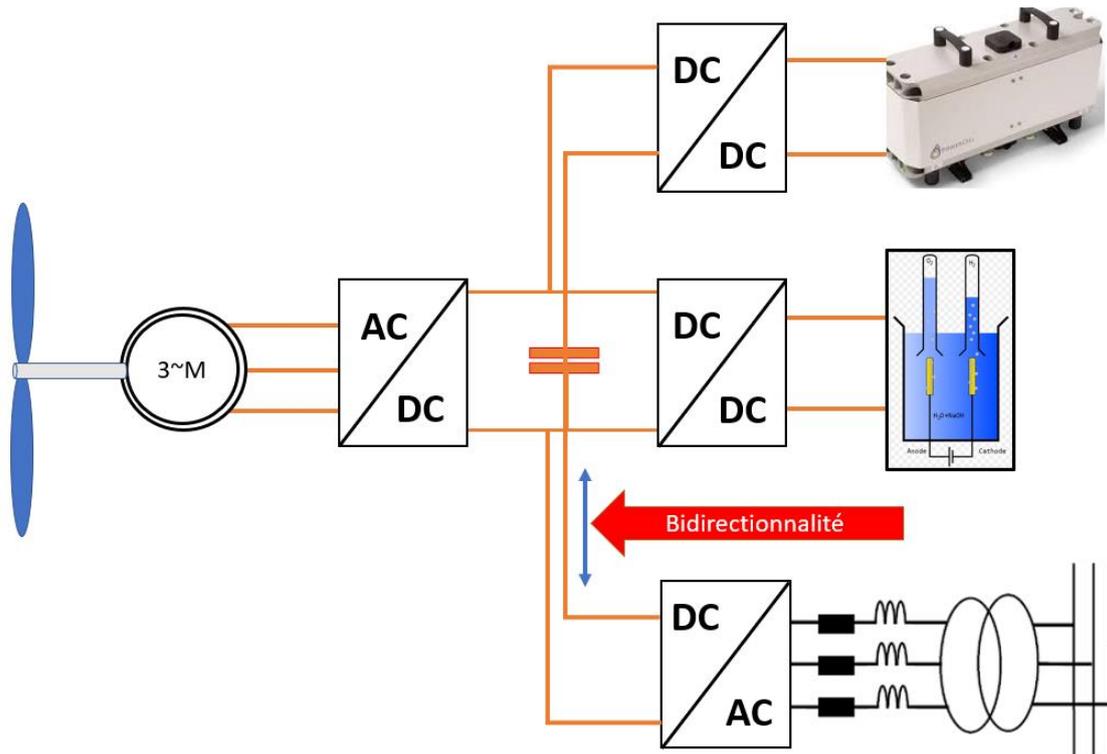


Figure III- 51: Schéma block de la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité

Sur la Figure III-52, est présenté le diagramme de fonctionnement de ce dernier scénario pour lequel la condition primaire est de n'acheter l'électricité sur le marché EPEX SPOT que lorsque le coût du kWh est inférieur à 0,04 €. Par ailleurs, nous avons l'obligation de fourniture d'une puissance électrique constante de 5 MW au réseau électrique à des moments de forte demande, ici supposés entre 180s et 220s.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

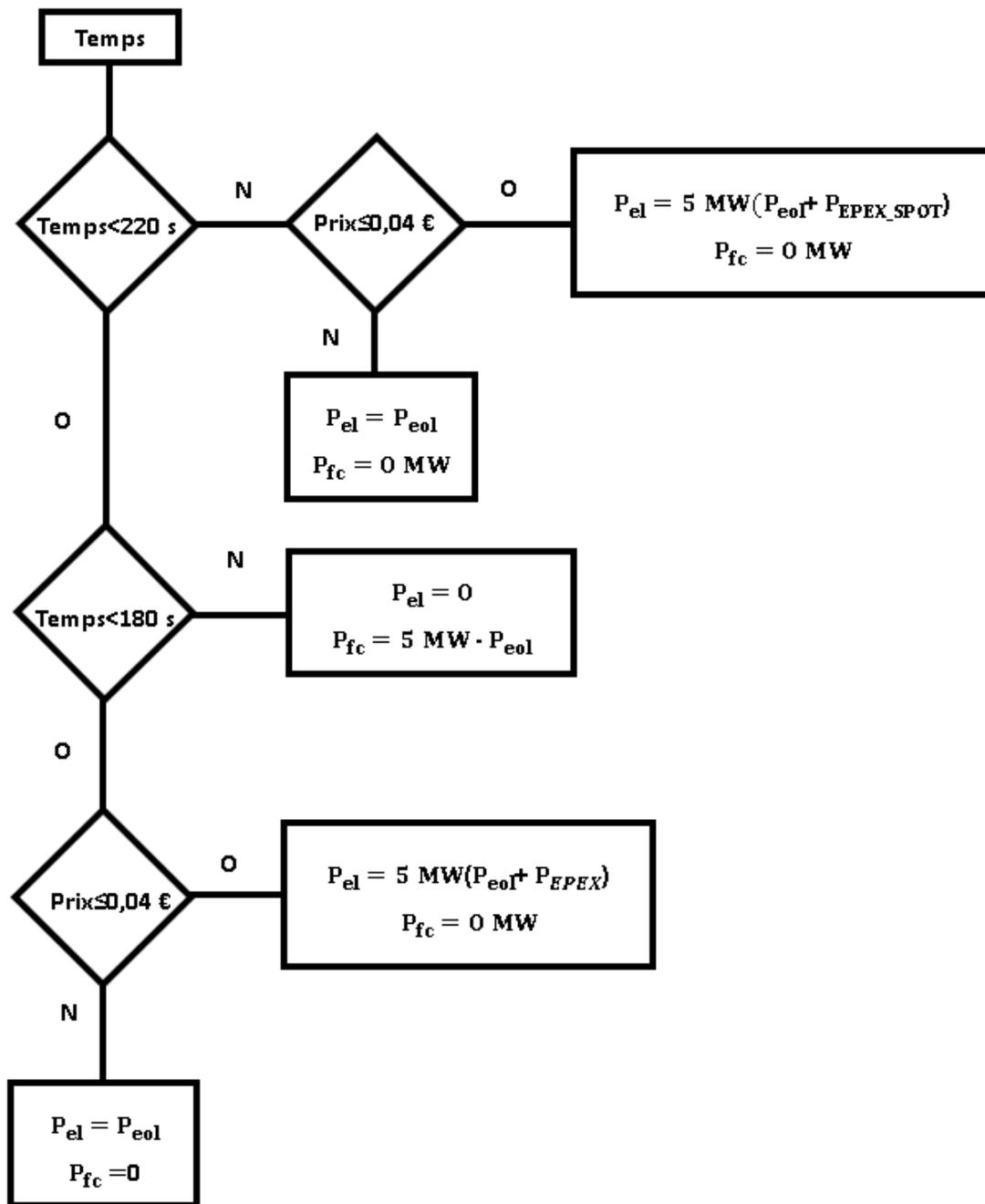


Figure III- 52 : Organigramme de la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité

L'ensemble du scénario est expliqué de la façon suivante. Avant 180s et après 220s, si le coût d'électricité est inférieur à 0,04€/kWh, on l'achète pour compléter la production du parc éolien afin de produire l'hydrogène. En ce moment, il n'y a pas d'obligation de fournir d'électricité au réseau

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

électrique, par conséquent la pile à combustible n'est pas mise en service. Mais si le coût d'électricité est supérieur à 0,04€/kWh, on ne l'achète pas et l'hydrogène est produit uniquement par la production éolienne. Toujours la pile à combustible n'est pas mise en service.

Entre 180 s et 220 s, la demande du réseau électrique est supposée conséquente (5 MW), alors l'électrolyseur n'est pas alimenté, et la pile à combustible complète la production éolienne.

III-2.6.2. Résultats de simulation

Sur les courbes de la figure III-53 sont présentés sur la partie haute et basse respectivement le courant électrique absorbé par l'électrolyseur et le débit volumique pour la production d'hydrogène. On constate en effet une cohérence parfaite entre l'interprétation précédente du scénario et la courbe de production d'hydrogène. Il y a la production d'hydrogène durant tout le processus sauf entre 180 et 220 s qui correspond à l'intervalle de forte demande sur le réseau électrique ou le système est contraint de fournir 5 MW pleine.

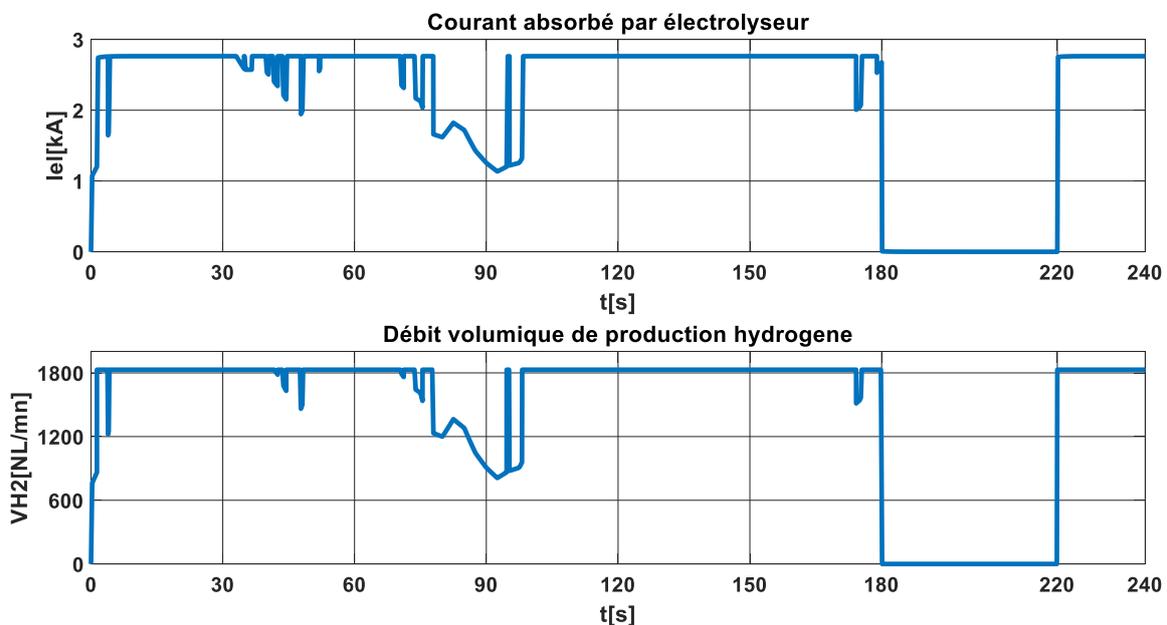


Figure III- 53 : Le courant et le débit volumique coté électrolyseur

Sur la figure III-54 sont présentées le prix de l'électricité et les puissances mises en jeu lors de ce scénario.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

Comme présenté dans le tableau, dans l'intervalle (4-18) s, la production du parc éolien est inférieure à la puissance nominale de l'électrolyseur et le prix de l'électricité sur le réseau est inférieur à 40 €/MWh. Alors l'achat sur le réseau électrique est privilégié contre la reconversion du stock d'hydrogène via la pile à combustible. Ainsi l'électrolyseur est alimenté à sa puissance nominale en utilisant la production du parc éolien et l'électricité achetée sur le réseau électrique.

Dans l'intervalle (20-30) s, la production du parc éolien est égale à la puissance nominale de l'électrolyseur et le prix d'électricité sur le réseau est supérieur à 40 €/MWh. Alors pas d'achat d'électricité sur le réseau électrique et pas de reconversion du stock d'hydrogène via la pile à combustible non plus puisque le parc éolien seul permet de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale.

Dans l'intervalle de (80-90) s, la production du parc éolien est inférieure à la puissance nominale de l'électrolyseur et le prix d'électricité sur le réseau est supérieur à 40 €/MWh. Il est alors alimenté uniquement avec la production de l'éolienne qui est inférieure à 5 MW dans cet intervalle. Non plus pas de reconversion du stock d'hydrogène via la pile à combustible car il n'y a pas de demande du réseau électrique dans cet intervalle.

Dans l'intervalle de (180-220) s, il y a une obligation du cahier des charges qui consiste à fournir obligatoirement de l'électricité au réseau électrique pendant cette période. Alors la pile à combustible est mise à contribution pour compléter la puissance manquante de la production du parc éolien afin de fournir 5 MW au réseau électrique.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

t(s)	Peol (MW)	Prix(€/MWh)	Pfc (MW)	Pres (MW)	Pel (MW)
4-18	<Pn_el (=5)	<40	0	Pn_el-Peol	Peol+Pres
20-30	=Pn_el	>40	0	0	Peol
80-90	<Pn_el	>40	0	0	Peol
180-220	<Pn_el	>40	5- Peol	Peol+Pfc	0
220-230	<Pn_el	<40	0	Pn_el-Peol	Peol+Pres (=5)

Tableau III- 3: : Résultats de la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité pour différents intervalles

III-3. Conclusion

Ce chapitre a fait l'objet d'étude d'un système de production d'énergie composé d'éolien, d'électrolyseur, de pile en combustible et du réseau électrique. Pour cela, six (6) scenarios ont été étudiés.

1. Production de 100% électricité par le parc éolien

Composé d'un système de conversion d'énergie éolien qui injecte la totalité de sa production dans le réseau électrique. Nous sommes parvenus à contrôler à la fois la vitesse de la Machine Synchronique à aimant permanent, la tension du bus continu, les puissances réactive et active injectées dans le réseau électrique.

2. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par l'éolienne uniquement

Lors de ce scenario la totalité de la production de l'éolien est utilisée pour alimenter un électrolyseur PEM dans le but de produire d'hydrogène. En plus des contrôles réalisés dans le scenario précédent, le couplage du parc éolien et le système d'électrolyseur ainsi que le fonctionnement de ce dernier sont contrôlés

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

3. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique sans condition sur le coût d'achat de l'électricité

Puisque l'électrolyseur ne pouvait fonctionner à sa puissance nominale à cause du profil variable de la puissance mise à disposition par l'éolienne, le réseau électrique est mis à contribution pour compléter la production éolienne afin de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale sans se soucier du coût avec lequel l'électricité est achetée. Ce scénario a aussi été réalisé avec succès.

4. Production de 100% hydrogène par l'électrolyseur PEM alimenté par le parc éolien et le réseau électrique avec condition sur le coût d'achat de l'électricité

Ce scénario traite la même problématique que le scénario précédent à la différence qu'il permet d'acheter l'électricité sur le réseau électrique seulement lorsque son prix est inférieur à 4 ct €/kWh. Cette astuce a aussi été traitée avec succès.

5. Production d'hydrogène et fourniture d'électricité au réseau électrique en utilisant la production éolienne et la pile à combustible

Composé d'une éolienne, un électrolyseur et une pile à combustible, ce scénario traite la problématique de fourniture d'une puissance constante au réseau électrique par l'éolienne. Lorsque la production de l'éolienne est égale à la demande du réseau électrique, l'électrolyseur et la pile à combustible ne fonctionnent pas. Mais lorsque la production de l'éolienne dépasse la demande du réseau électrique, l'excédent de l'énergie électrique est utilisé pour produire de l'hydrogène via l'électrolyseur et stocker. Sinon si la production de l'éolienne est inférieure à la demande du réseau électrique, la pile à combustible est mise en service pour fournir le manquant. Cette stratégie a aussi été réalisée avec succès.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

6. Production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité

Contrairement au scénario précédent, la production éolienne est consacrée à la production d'hydrogène en dehors de 18h-22h. Lorsque la production éolienne est égale à la puissance nominale de l'électrolyseur, alors elle est utilisée uniquement pour cette fin. Si elle est supérieure, l'excédent est injecté au réseau électrique. Si elle est inférieure, alors le manquant est acheté sur le réseau électrique (EPEX SPOT) à condition que le prix soit inférieur à 4 ct €/kWh. Entre 18h et 22h, il y a l'obligation de fournir une puissance constante au réseau électrique. Cette stratégie a aussi été réalisée avec succès.

Dans le chapitre suivant, une analyse comparative de ces scénarios est réalisée sur la base économique.

Chapitre III : Etude d'un système de conversion d'énergie en vue de la contribution du vecteur hydrogène

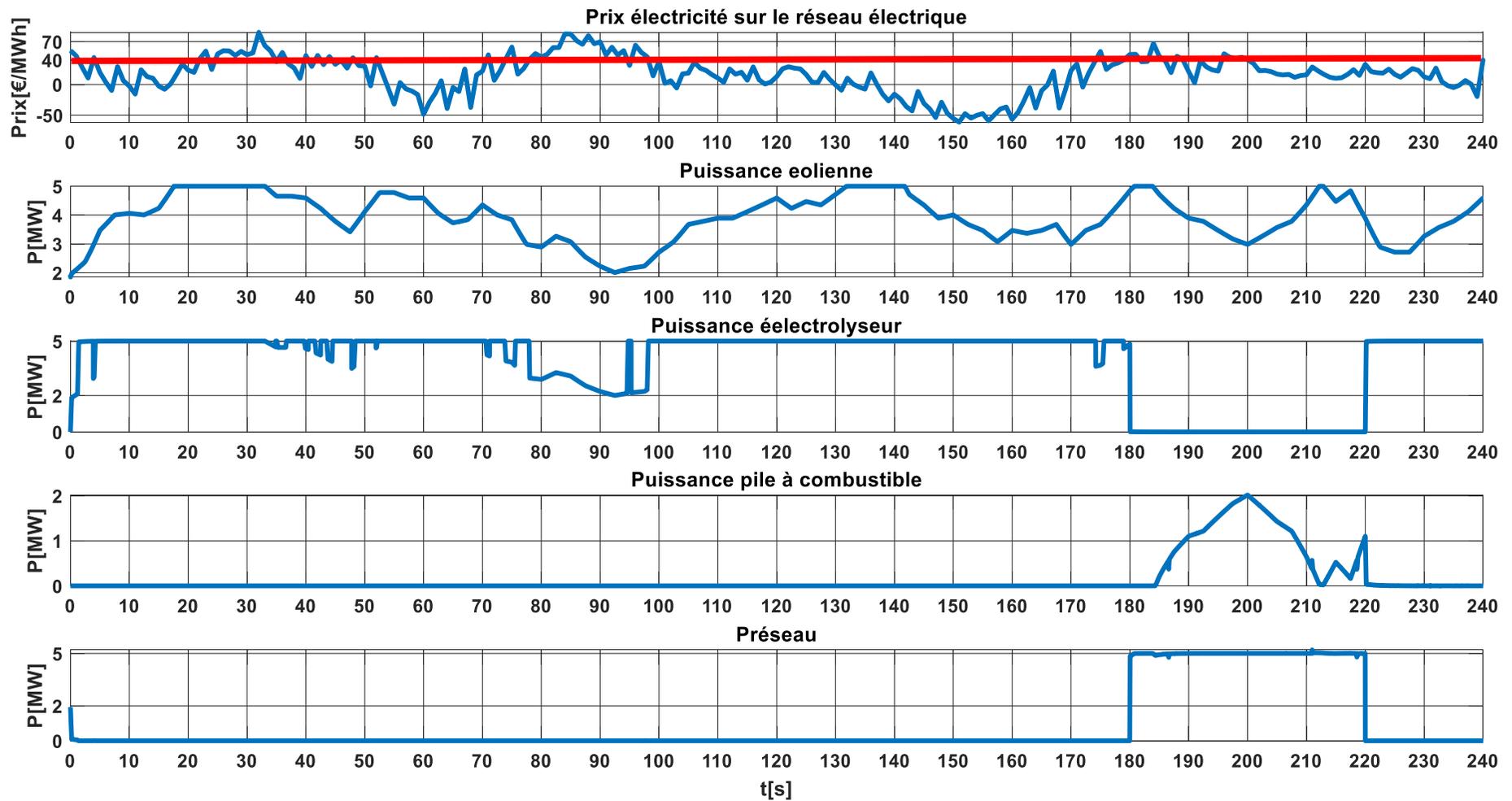


Figure III- 54 : Résultat de simulation pour la production d'hydrogène et Service réseau avec utilisation de la pile à combustible sous condition sur le tarif de l'électricité

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

IV-1. Introduction

En 2012, dans son engagement à promouvoir les énergies renouvelables notamment l'énergie éolienne offshore, la France s'était engagée à payer l'électricité à 200€/MWh aux producteurs. Ce prix a fortement diminué du fait des progrès technologiques, de la structuration de filières industrielles et par des effets d'échelle[152]. Par exemple pour le projet de parc éolien de DUNKERQUE, le prix de vente de la production électrique à l'Etat est passé de 200 €/MWh à 44€/MWh[153].

Ici, l'objectif est de faire une analyse comparée des différents scenarios étudiés dans le chapitre précédent.

Comme cela a été rapporté dans le chapitre I, dans la littérature, l'approche majoritairement utilisée est le coût actualisé de production d'énergie noté LCOE (Levelized Cost Of Energy) qui correspond à la valeur actuelle nette du coût unitaire d'énergie sur la durée de vie d'un actif de production. Il est souvent considéré comme un indicateur du prix moyen que l'actif générateur doit recevoir sur un marché pour atteindre le seuil de rentabilité au cours de sa durée de vie. Toutefois, il est à signaler que cet indice reste très délicat à calculer car certains paramètres restent inconnus ou difficile d'accès dans une phase de projet. C'est pour cette raison que l'étude réalisée dans ce document est focalisée sur la comparaison des scenarios sur une base identique, toutes choses égales par ailleurs. Cela permet une comparaison de différents scénarios de mix énergétique.

La formulation mathématique permettant de calculer cet indicateur est exprimée à l'équation IV-1[154]. Il prend en compte l'investissement initial du système, les charges opérationnelles sur l'année et la production système selon les équations IV-3 et IV-2.

$$\text{LCOE} = \frac{I + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_S}{(1+i)^t}} \quad \text{IV-1}$$

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

$$A_t = (\text{OPEX} \cdot P + (C_{el} \cdot E_e)) \quad \text{IV-2}$$

$$\text{OPEX} = R \cdot \text{CAPEX} \quad \text{IV-3}$$

Avec :

LCOE (Level Cost Of Energy): Coût actualisé de production ou du stockage d'énergie ;

CAPEX (CAPital EXpenditure) (€/kW) : Coût d'investissement du système ;

P puissance nominale du système étudié

OPEX (OPerational EXpenditure) (€/kW) : dépenses des opérations sur l'année ;

A_t : Coût annuel de production ou du stockage ;

E_s (KWh) : Énergie livrée par le système de production ou de stockage ;

I (€) : Investissement initial du projet

R : Rapport entre le CAPEX et l'OPEX ;

i : taux d'actualisation effectif annuel ;

(1 + i) : facteur d'actualisation ;

C_{el} : Coût d'électricité ;

W_e (KWh) : Energie absorbée par le système de production ou de stockage par an ;

n : durée de vie du projet.

Dans les sections ci-dessous, cette méthode d'estimation de l'indicateur est appliquée aux scenarios présentés dans le chapitre III.

IV-2. Analyse comparative des scenarios

IV-2.1. Estimation du LCOE pour l'éolienne

Ce scenario correspond au couplage entre le parc éolien et le réseau électrique avec pour objectif principal d'injecter la totalité de la production du parc éolien au réseau électrique. L'estimation du LCOE concerne plutôt une énergie électrique produite par le parc éolien dans ce cas. Pour cela, il est indispensable de connaître les principaux paramètres du parc éolien tel que le coût d'investissement. Il s'agit du montant qui inclus toutes les dépenses fixes engagées pour la réalisation du projet. Il varie d'un projet à

Chapitre IV-Analyse comparative des scénarios

un autre. Pour deux projets de même taille, ce montant peut être différent. Face à ces impondérables dans l'absolu, nous avons décidé d'utiliser les données relatives à des projets réels. Il faut également connaître le temps de fonctionnement annuel ou la production annuelle, la durée de vie de l'installation et le taux d'actualisation.

Face à cette situation particulièrement difficile à traiter, les paramètres de deux projets éoliens différents sont utilisés afin de déduire les paramètres inconnus suivants :

1. Le rapport (R) entre les dépenses d'investissement notés CAPEX (Capital expenditure) en €/kW et les dépenses d'exploitation notées Opex (Operational expenditure) en €/kW,
2. Le taux d'actualisation (i).

Connaissant le coût d'investissement initial et la puissance totale des installations du projet, le CAPEX est déterminé. Par la suite l'OPEX est déduit. Le taux d'actualisation permet de calculer la valeur actuelle d'un actif en reflétant le niveau de risque sur le coût de l'hydrogène et l'électricité susceptible d'évoluer dans le temps.

Afin de permettre une analyse comparative, les données relatives à deux projets éoliens ont été utilisées. Il s'agit des projets éoliens offshore de Dieppe-Le Tréport et de Dunkerque dont nous avons collecté les données et présenté dans le Tableau IV-1[155].

Pour le premier, un investissement de 2 Milliards € est engagé pour l'ensemble des dépenses fixes du projet pour une puissance totale installée de 496 MW. La durée d'exploitation du projet est fixée à 25 ans à l'issue de laquelle le parc pourra être démantelé ou sa durée de vie rallongée selon les conditions de la concession accordée par l'Etat. Il est annoncé que les 62 éoliennes de ce projet vont fonctionner 90% du temps pour une énergie équivalent à un fonctionnement à pleine puissance pendant 40% du temps. Ce qui correspondrait à une production annuelle de 2000 GWh d'énergie électrique.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Quant au projet au large de Dunkerque, l'ensemble des dépenses fixes pour l'implantation d'un parc éolien d'une puissance totale maximale de 600 MW est de 1.4 Milliards €. Pour les 30 ans d'exploitation du projet, le parc produirait en moyenne une énergie électrique de 2300 GWh chaque année. L'ensemble des données pour ces deux projets sont reportées dans le tableaux IV-1.

Projet	Trappes-Le Tréport	Dunkerque
Coût d'investissement	2 Milliards €	1,4 Milliards €
Puissance totale installée	496 MW	600 MW
Production annuelle	2000 GWhs	2300 GWh
CAPEX	4032 €/kW	2333 €/kW
Durée du projet	25 ans	30 ans

Tableau IV- 1: Paramètres économique des deux projets

Ces deux projets de lieux d'implantation et de taille différents ont aussi des CAPEX très différents. Le coût d'investissement de l'un et de l'autre couvre toutes les dépenses fixes depuis les parcs éoliens jusqu'aux points de raccordement onshore.

En complément des données du tableau ci-dessus, nous avons besoin des valeurs approximatives des paramètres R et i afin d'estimer les LCOE pour les scénarios étudiés au chapitre précédant. Pour cette étude, ils sont déduits en exploitant les données du projet de Dunkerque.

Les CAPEX sont calculés à partir de la formule IV-4.

$$\text{CAPEX} = \frac{\text{Coût d'investissement total}}{\text{Puissance totale installée}} \quad \text{IV} - 4$$

Les auteurs K. Andriosopoulos et S. Silvestre en [156], estiment le rapport R égal à 2 % , ce qui nous permet de trouver la valeur de l'OPEX en utilisant l'équation IV-3. En remplaçant l'équation IV-2 dans la IV-1, cette dernière se réécrit comme ci-dessous :

$$\text{LCOE} = \frac{I + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{OPEX}_t \cdot P_{\text{éolienne}} + C_{\text{el}} \cdot W_{\text{in}}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{ES}{(1+i)^t}} \quad \text{IV-5}$$

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Pour un parc éolien, le coût de l'énergie d'entrée W_{in} est nul car il s'agit de l'énergie récupérée du vent. Pour les deux projets, un taux d'actualisation de 5% est considéré pour un premier temps en s'inspirant de l'étude présentée dans le document[157] qui se base sur les taux d'actualisation de 5, 8 et 10 %. Par la suite ce paramètre fera l'objet d'une analyse comparée.

Par ailleurs, pour les énergies éoliennes, les facteurs de charge sont relativement faibles et varient d'un parc à un autre. Ils se situent aux tours de 40% pour les éoliennes offshore[158]. Or ce paramètre est très important pour le calcul de LCOE car il est l'un des principaux facteurs reflète la production annuelle de l'éolienne.

Pour le projet de Dieppe-Le Tréport, le facteur de charge est estimé à 40 %, ce qui correspondrait en réalité à 1738 GWhs de production à l'année. Mais c'est 2000 GWhs qui est donnée comme la production annuelle pour le même projet. Ce qui résulterait plutôt d'un facteur de charge de 44%. Environ le même facteur de charge est obtenu pour le projet de Dunkerque. Par conséquent, il est retenu pour la suite des calculs dans ce document. Partant de ces informations, les LCOE pour la production d'électricité par les deux parcs éoliens sont calculés et présentés dans le Tableau IV-2. Nous rappelons que cet indicateur LCOE correspond à la valeur actuelle nette du coût unitaire d'énergie sur la durée de vie de l'installation de production. Il correspondrait au prix minimal de vente du kWh qui permettrait un retour sur investissement pour la durée de vie de la concession. Le calcul de ce montant donne respectivement 5,2 ct €/kWh et 9,1 ct €/kWh pour les projets de Dunkerque et de Dieppe-Le Tréport.

	Dunkerque	Dieppe- Le Tréport
LCOE (ct €/kWh)	5,2	9,1

Tableau IV- 2: Comparaison des LCOE pour les deux projets avec $R=2\%$ et $i=5\%$

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Cette différence entre les indicateurs des deux projets en défaveur de celui de DUNKERQUE a probablement motivé la renégociation à la baisse des coûts du projet avec le gouvernement.

La valeur obtenue de LCOE pour le projet de Dunkerque étant supérieure au prix de vente proposé pour ce projet, nous avons recalculé LCOE en faisant varier i (%) et R (%) afin de retrouver la valeur de LCOE qui est de 44 €/MWh. Les résultats sont donnés dans les tableaux IV-3 et IV-4 et sont tracés sur la figure IV-1.

i (%)	8	7	6	5	4	3	2	1	0
LCOE (ct €/kWh)	6,6	6,1	5,6	5,2	4,7	4,3	3,9	3,6	3,2

Tableau IV- 3: LCOE en fonction du taux d'actualisation pour $R=2\%$.

R (%)	8	7	6	5	4	3	2	1
LCOE (ct €/kWh)	8	7,4	6,8	6,2	5,6	5	4,4	3,8

Tableau IV- 4: LCOE en fonction du rapport entre OPEX et Capex pour $i=5\%$.

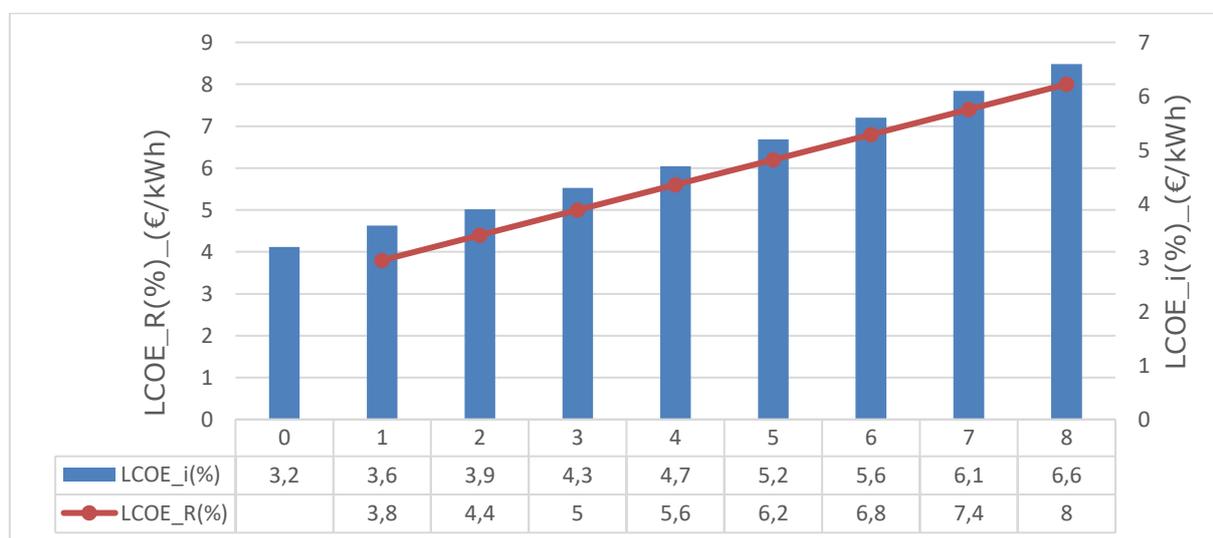


Figure-IV- 1: Evolution de LCOE en fonction de i (%) et R (%)

Pour le premier cas où R est égal à 2%, on constate qu'en passant d'un taux d'actualisation de 0% à 8%, le LCOE sera deux fois plus grand. Pour obtenir le 4,4 ct €/kWh annoncé dans ce projet, il faudrait un taux d'actualisation égal à 3,2%.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Pour le deuxième cas, i est fixé à 5%. Nous observons qu'en passant R de 1% à 8%, LCOE augmente de 3,8 ct €/kWh à 8 ct €/kWh. Ce qui prouve encore si les dépenses des opérations sur les années augmentent, le prix €/kWh de la vente devrait augmenter pour que l'investissement sur le projet soit récupéré. Ces résultats illustrent l'incidence de ces deux paramètres sur l'évolution du LCOE.

Pour évaluer le LCOE des scénarios étudiés, les paramètres du projet de dunkerque présentés au tableau IV-1 seront utilisés. R est considéré égal à 2%. Un autre paramètre qui a un impact important sur l'étude économique, est la durée de vie des projets. Les tableaux IV-5 et IV-6 présentent respectivement les résultats de simulation du premier scénario pour une durée de vie de 25 ans et 30 ans en fonction de taux d'actualisation. Les LCOE obtenus pour $i = 3,2\%$ sont de 5,8 €/kWh pour une durée de vie de 25 ans et de 5,3 €/kWh pour une durée de vie 30 ans.

$i(\%)$	8	7	6	5	4	3,2	3	2	1	0
LCOE (ct €/kWh)	8,4	7,8	7,3	6,7	6,2	5,8	5,7	5,3	4,8	4,4

Tableau IV- 5: LCOE en fonction de i (%) sur 25 ans avec $R=2\%$

$i(\%)$	8	7	6	5	4	3,2	3	2	1	0
LCOE (ct €/kWh)	8	7,4	6,8	6,3	5,7	5,3	5,2	4,8	4,3	3,9

Tableau IV- 6: LCOE en fonction de i (%) sur 30 ans avec $R=2\%$

En passant d'une durée de vie de 30 à 25 ans, on perd 5 € sur le MWh du LCOE, ce qui n'est pas négligeable. En plus on constate toujours une légère différence par rapport au projet de Dunkerque qui peut s'expliquer à différents niveaux. Au-delà du CAPEX qui varie énormément d'un projet à un autre, le facteur de charge aussi contribue à réduire cette différence. Par exemple, si les conditions de fonctionnement du parc s'amélioraient en passant du facteur de charge de 44% à 50%, la production passe de 1897 GWh à 2155 GWh. Dans ce cas, nous nous retrouvons avec un LCOE de 4,7 ct €/kWh pour un taux d'actualisation de 3,2% au lieu de 5,3 ct €/kWh. On

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

peut conclure que tant que le facteur de production n'est pas identique, même si tous les autres paramètres le sont, la rentabilité ne peut être identique. Ce qui permet de considérer ce paramètre comme l'un des plus déterminants pour l'analyse économique d'une installation énergétique.

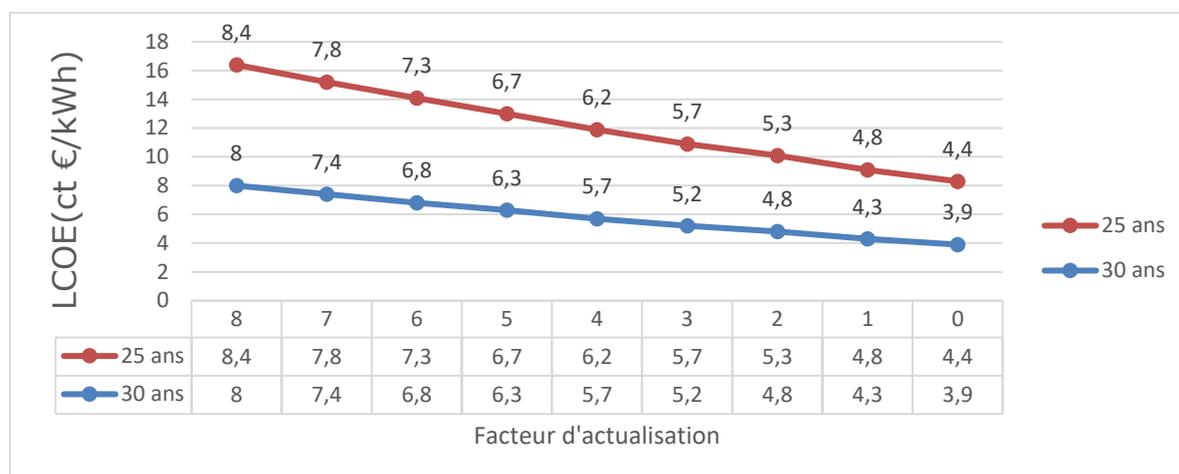


Figure-IV- 2: Evolutions de LCOE en fonction de $i(\%)$ pour 25 et 30 ans

Pour la suite de nos études, le couple 3,2% et 2% est utilisé respectivement pour le $i(\%)$ et $R(\%)$. Ainsi les paramètres du projet de Dunkerque présentés au tableau IV-1 seront utilisés pour évaluer le LCOE des scénarios.

Pour la suite, la production du parc éolien sera utilisée pour alimenter un électrolyseur sur lequel la même méthode de calcul sera utilisée.

IV-2.2. Estimation du LCOE pour l'éolienne + l'électrolyseur

Pour ce scénario, la totalité de la production éolienne est utilisée pour produire de l'hydrogène. Ayant un parc éolien d'une puissance de 600 MW, le projet Djewels consortium est mis à l'échelle et utilisé car il s'agit d'un projet industriel d'hydrogène dit de zéro carbone d'une puissance totale de 20 MW qui va utiliser les énergies renouvelables pour produire 3000 tonnes l'hydrogène chaque année pour une durée de vie considéré de 30 ans. L'ensemble des dépenses fixes pour ce projet est de 43,9 millions[159]. Pour le calcul du LCOE, les mêmes valeurs $R(\%)$ et $i(\%)$ sont considérées afin de permettre la comparaison.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Les données recueillis sur ce projet sont présentées dans le tableau IV-7.

Coût d'investissement	43,9 Millions €
Puissance totale installée	20 MW
Production annuelle	3.000 tonnes
CAPEX	2195 €/kW
OPEX	43,9 €/kW
Durée du projet	30 ans
I	3,2%
R	2%

Tableau IV- 7: Paramètres économique de l'électrolyseur

L'énergie d'entrée est le vent et le vecteur énergétique de sortie est l'hydrogène. A partir des résultats de simulation du scenario, l'énergie développée est convertie à son équivalent d'énergie électrique. Cela nous permet de pouvoir faire directement des comparaisons entre les scenarios.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{OPEX_t * P_{\text{electrolyseur}} + C_{el} * E_e}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_s}{(1+i)^t}} \quad \text{IV- 6}$$

La valeur du LCOE est calculé à partir de l'équation IV-6 est présentée dans le tableau IV-8. Et en termes de comparaison par rapport au scenario précédent, le LCOE est plus élevé. Cela s'explique simplement par la baisse de la production d'énergie due au rendement de l'électrolyseur.

	Eolien + électrolyseur
LCOE(€/kWh)	5,9

Tableau IV- 8: Résultat pour l'électrolyseur-parc éolien

Cependant, la production de l'électrolyseur qui est une énergie chimique (Hydrogène) peut être stockée sur de longue durée. C'est justement le but de l'utilisation de l'électrolyseur qui est donner un degré de liberté supplémentaire à l'installation en stockant l'énergie pour une utilisation ultérieure ou différée.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Dans la section suivante, l'électrolyseur est utilisé à sa puissance nominale pour voir ce que cela apporte comme changement sur le LCOE.

IV-2.3. Estimation du LCOE sur l'éolienne + EPEX SPOT (sans condition sur le prix) pour l'électrolyseur à puissance nominale

Ce scenario reprend le précédent à la différence que le réseau électrique soit mis en contribution sans aucune condition sur le prix, le but étant de pouvoir compléter la production du parc éolien afin de faire fonctionner l'électrolyseur à puissance nominale en continu. Ce qui fait qu'on a maintenant deux puissances qui s'associent pour l'alimentation de l'électrolyseur. Les énergies mises en jeu lors de ce scenario sont données dans le tableau IV-9. On constate que la production annuelle du parc éolien (2155 GWh) est bien complétée par l'énergie électrique achetée sur le réseau électrique (3101 GWh) pour faire fonctionner l'électrolyseur à sa capacité nominale (5256 GWh).

	Energie mis à disposition (GWh)
Electrolyseur	5256
Réseau EPEX	3101
Parc éolien	2155

Tableau IV- 9: Paramètre du par cet du réseau qui continuent

Le prix de l'électricité sur le réseau électrique (EPEX SPOT) est donné sur la courbe de la figure IV-3 selon lequel l'électricité est achetée chaque fois qu'il y a la demande. Les profils des puissances mises en jeux sont représentés sur la Figure IV-4. Il s'agit en jaune, de la puissance appliquée à l'électrolyseur, en bleue la contribution du parc éolien et en orange celle du réseau électrique EPEX.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

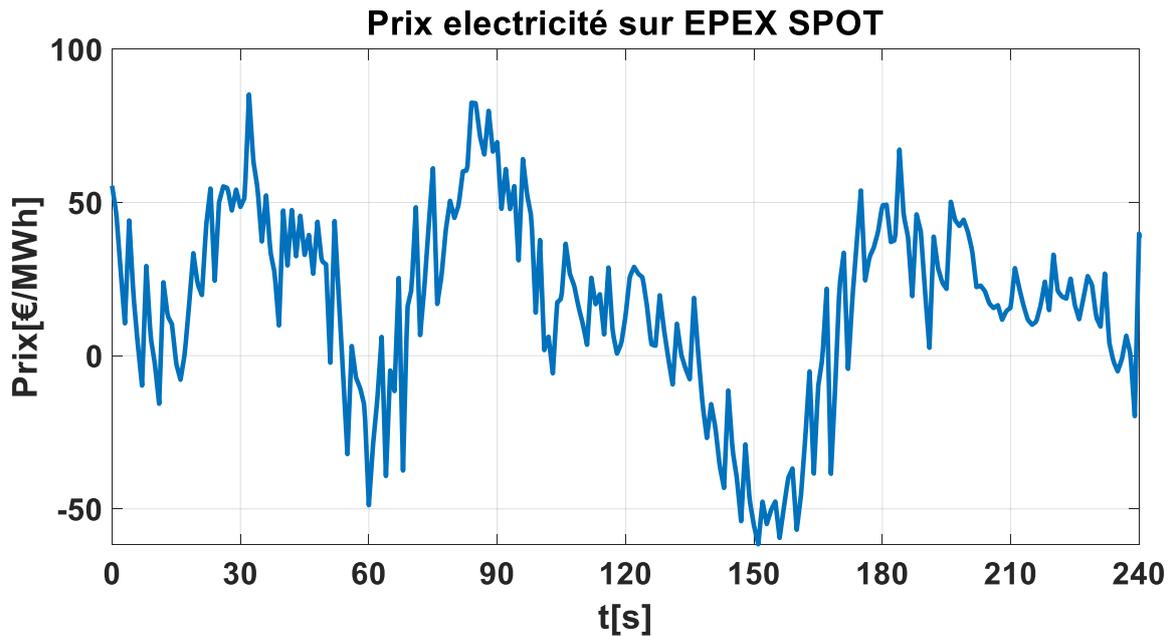


Figure-IV- 3: Prix d'électricité sur le réseau électrique EPEX

On voit là aussi la même complémentarité entre les deux (2) puissances pour arriver à la puissance nominale de l'électrolyseur.

Pour le calcul de LCOE, l'équation IV-1 est réécrit sur l'équation IV-7.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{OPEX_t \cdot (Pe_{ol} + Pr_{éseau}) + C_{el} \cdot E_e + C_{EPEX} \cdot E_{EPEX}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_s}{(1+i)^t}} \quad IV-7$$

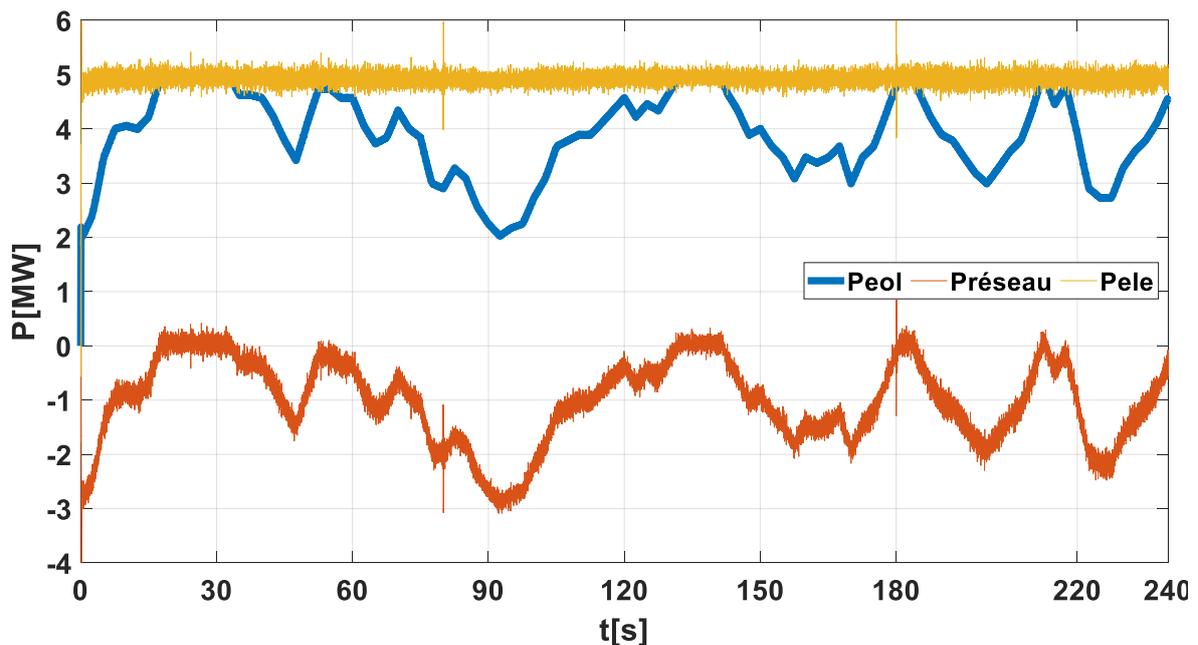


Figure-IV- 4: Puissances mises en jeu lors du processus du scenario 3

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Les valeurs des LCOE calculés sont présentées dans le tableau IV-10. Comparé au scenario précédent, le LCOE est inférieur. Cela s'explique par le fait que l'électrolyseur fonctionne à sa puissance nominale.

	Eolien + électrolyseur + EPEX SPOT
LCOE (ct €/kWh)	5,4

Tableau IV- 10: Résultat lorsque l'électricité est achetée à différent prix sur le réseau électrique

IV-2.4. Estimation du LCOE sur l'éolienne + EPEX SPOT (prix <4 ct €/kWh) pour l'électrolyseur à puissance nominale

Le scenario précédent est utilisé à la différence que l'EPEX SPOT est mis en contribution seulement lorsque que le prix du MWh du réseau est inférieur à 40 €/MWh.

Connaissant la production annuelle du parc éolien et la demande de l'électrolyseur, la différence de puissance présentée sur la courbe de la figure IV-5 est fournie par le réseau électrique (EPEX SPOT). Il correspond à la situation ou la condition sur le prix est satisfaite.

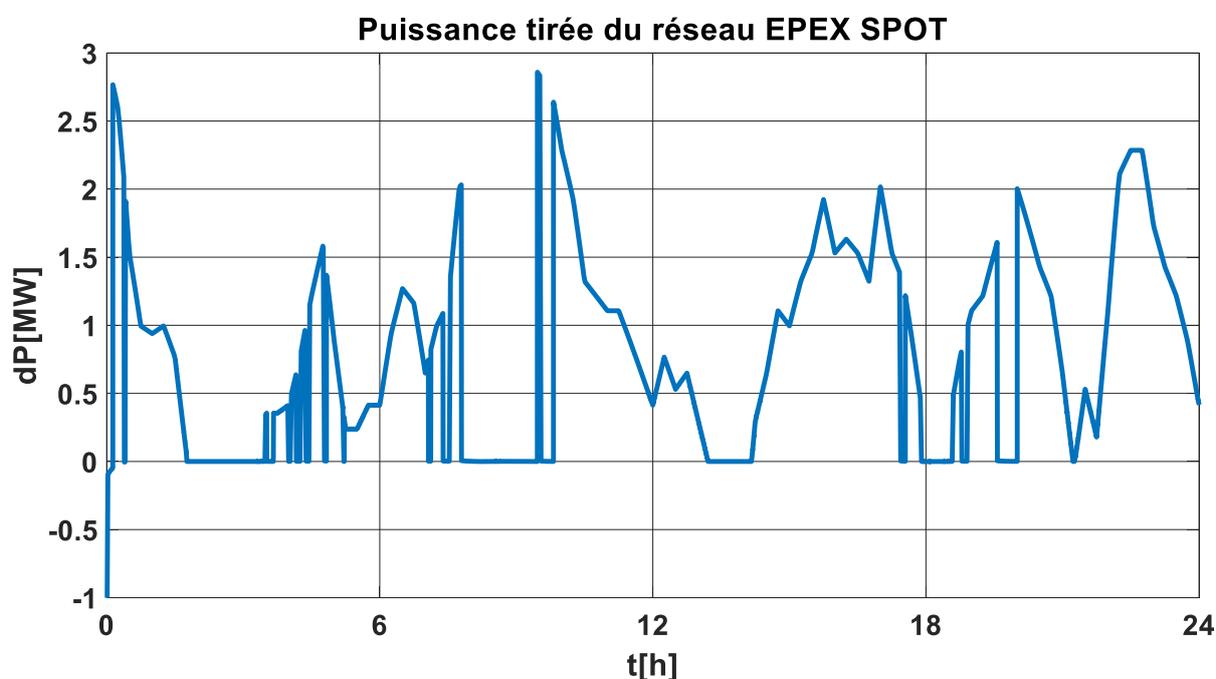


Figure-IV- 5: Puissance tiré sur le réseau électrique EPEX

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Dans cette situation, l'électrolyseur n'est plus forcément alimenté à sa puissance nominale pendant toute l'année, mais selon la courbe de la figure IV-6.

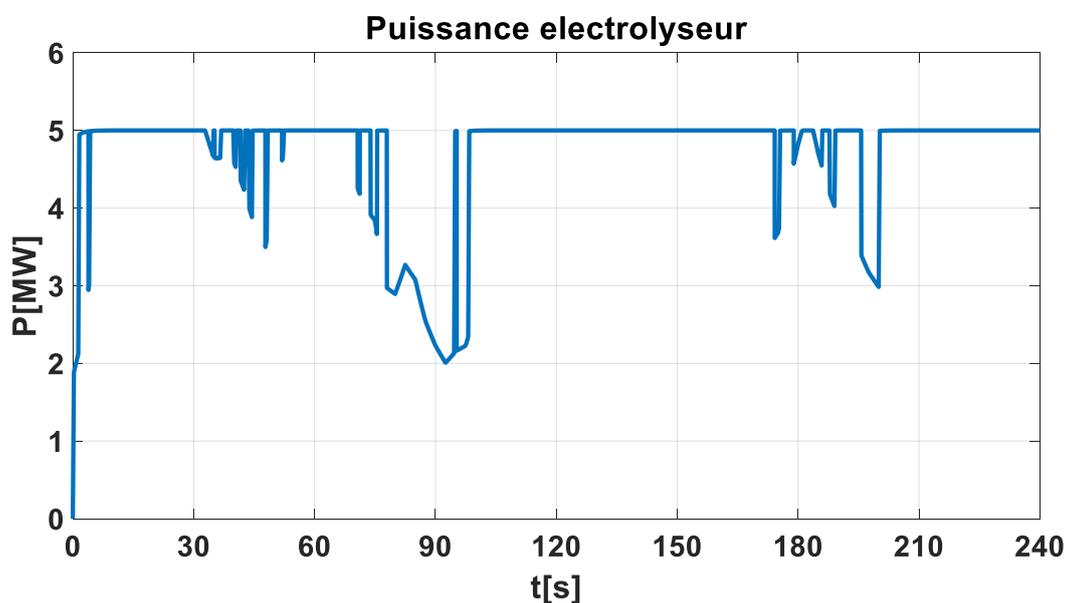


Figure-IV- 6: Puissance de l'électrolyseur

Les énergies mises en jeu par les différentes parties sont données dans le tableau IV-11.

	Energies (GWh)
Parc éolien	2155
Réseau EPEX	3013
Electrolyseur	5168

Tableau IV- 11: Les énergies mises jeu par les différentes parties

Dans le tableau IV-12, les valeurs des LCOE calculées sont présentées. Par rapport à la situation précédente, on constate une légère augmentation du LCOE qui s'explique par le fait que le facteur de charge de l'électrolyseur n'a pas été compensée par la diminution du prix.

Energie d'entée	Eolien + électrolyseur + EPEX SPOT
LCOE (ct €/kWh)	5,5

Tableau IV- 12: Résultat lorsque l'électricité est achetée à différent prix sur le réseau électrique

Chapitre IV-Analyse comparative des scénarios

IV-2.5. Estimation du LCOE de la production d'énergie combinée d'électricité et d'hydrogène pour répondre à une demande du réseau électrique et produire de l'hydrogène sans condition sur le tarif.

Ce scénario regroupe l'ensemble des sous-systèmes à savoir le parc éolien, l'électrolyseur, la pile à combustible et le réseau électrique. L'objectif primaire est de fournir une puissance constante de 350 MW au réseau électrique en permanence par l'ensemble du système qui contient une éolienne de 500 MW.

La source principale pour répondre à cette demande est le parc éolien. Lorsque sa production est inférieure à la demande, alors la pile à combustible fournit le complément. Et lorsque sa production est supérieure à la demande, l'excédent est utilisé pour produire l'hydrogène. Pour ce scénario, l'analyse économique concerne d'une part les dispositifs qui produisent l'électricité à savoir le parc éolien et la pile à combustible d'une part et ceux qui produisent de l'hydrogène à s'avoir l'électrolyseur d'autre part. Ces systèmes sont présentés respectivement sur les figure IV-7 et figure IV-8. P_{eol} représente la puissance de l'éolienne sur la figure IV-8.

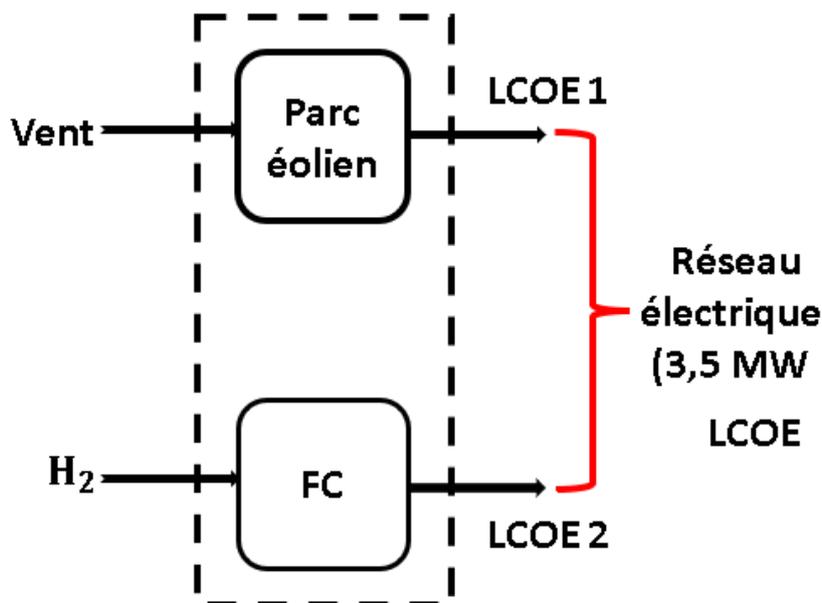


Figure-IV- 7: Production d'électricité par le parc éolien et la PAC

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios



Figure-IV- 8: Production d'hydrogène par l'excédent de production du parc
Lors de ce scenario, les puissances maximales mise en jeu et les énergies produites sont présentées dans le tableaux IV-13.

	Eolien	Eolien → Réseau	PAC	Électrolyseur
Pmax (MW)	500	350	150	150
E(GWh)/an	1796	1398	142,45	757

Tableau IV- 13: Paramètres énergétiques pour le scenario 5

Les puissances sont présentées sur la Figure IV-9. Ces paramètres sont indispensables pour le calcul des LCOE.

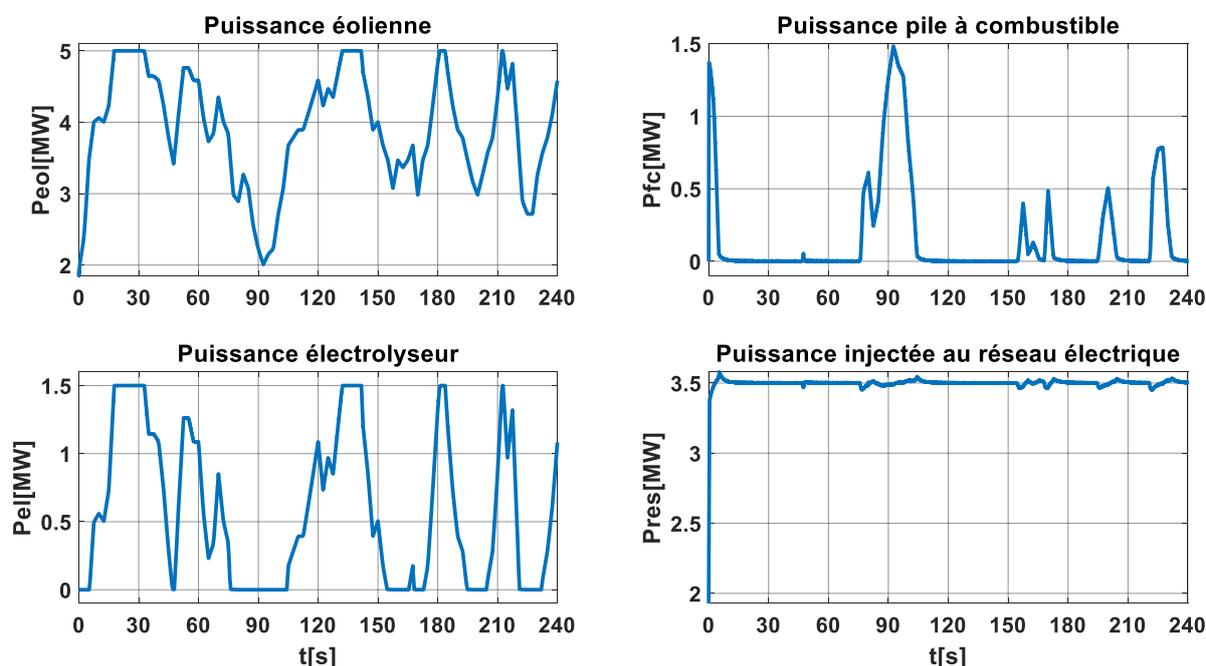


Figure-IV- 9: Puissances mises en jeu

Dans le tableau IV-14, sont présentées les valeurs des LCOE pour les différents sous-systèmes que compose ce scenario. On constate une forte augmentation des LCOE pour l'électrolyseur et la pile, ce qui est plutôt

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

normale à cause de leur facteur de charge moins élevés. Le but est de donner une flexibilité à l'installation.

	Eolien	Électrolyseur	PAC
LCOE (ct €/kWh)	5,5	14,8	42

Tableau IV- 14: Valeurs de LCOE pour le scenario 5

IV-2.6. Estimation du LCOE de la production combinée des vecteurs énergétique électricité et hydrogène pour répondre à une demande du réseau électrique et produire de l'hydrogène avec condition sur le tarif.

Comme schématisé sur la figure IV-10 le but de ce scenario est de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale de 500 MW et fournir 500 MW au réseau électrique entre 18h et 22h.

La source principale étant le parc éolien, lorsque celui-ci produit une puissance équivalente à la puissance nominale de l'électrolyseur et que la demande du réseau électrique n'est pas conséquente, alors l'électrolyseur est alimenté par le parc éolien. Si elle est inférieure à la puissance nominale de l'électrolyseur, l'électricité est achetée sur les réseau électrique (EPEX SPOT), mais à condition que le prix de celle-ci soit inférieur à 40 €/MWh.

S'il arrive que le réseau électrique demande et que l'éolien ne produit pas assez, alors la pile à combustible est mise à contribution pour satisfaire la demande du réseau électrique. Les puissances mises en jeu sont présentées sur la figure IV-11. On constate une cohérence entre ces puissances et l'explication donnée ci-dessus.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

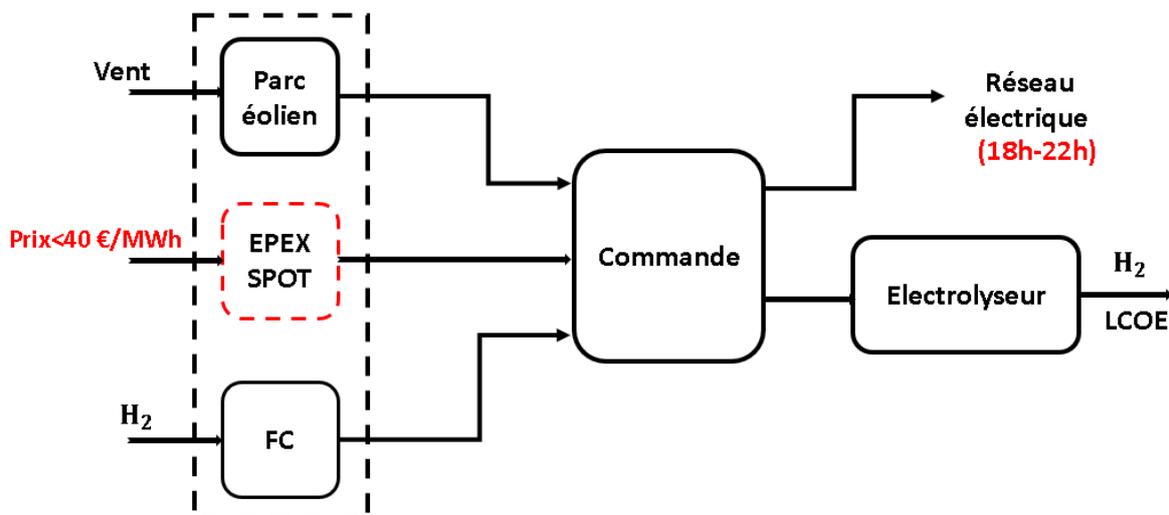


Figure-IV- 10: Production d'hydrogène par l'électrolyseur

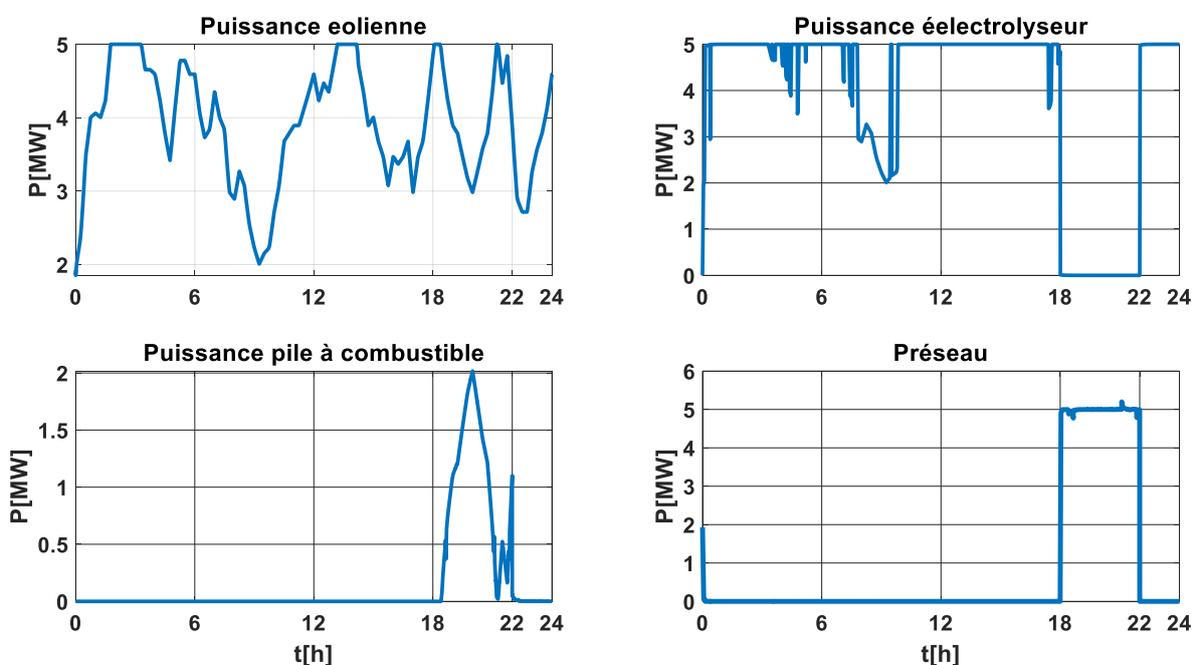


Figure-IV- 11: Production d'électricité par le parc éolien et la PAC

Dans le tableau IV-15 sont présentées les valeurs des puissances maximales des parties et les énergies développées.

	Eolien	PAC	Électrolyseur	Réseau
Pmax (MW)	600	200	500	-
E(GWh)/ an	2155	136	3389	2561

Tableau IV- 15: Paramètres énergétiques pour le scenario 6

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Dans le tableau IV-16, sont présentées les valeurs des LCOE pour les sous-systèmes que compose ce scénario. L'électrolyseur a un LCOE élevé à cause principalement des 136 GWh qu'il absorbe du côté de la pile à combustible qui a un LCOE élevé par rapport à celui du parc éolien et du réseau électrique.

	Eolien	Électrolyseur
LCOE (ct €/kWh)	3,9	14,7

Tableau IV- 16: Valeurs de LCOE pour le scenario 6

IV-3. Conclusion

L'analyse comparative des scenarios menée ci-dessus a abouti aux résultats donnés dans le tableau IV-17. Les résultats obtenus pourraient être analysés et comparés en deux catégories, à savoir les quatre premiers scenarios et les deux derniers. Concernant la première catégorie, le LCOE le plus bas est obtenu avec le parc éolien seul. Suivi du cas où l'électrolyseur fonctionne à puissance nominale en permanence sans condition sur le prix d'achat d'électricité complémentaire. Comparé au deuxième scenario où c'est juste la production du parc éolien qui alimente l'électrolyseur, il se trouve que pour ce scenario, toute la production du parc est utilisée mais cela ne permet pas de faire fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale. Ce qui implique un facteur de charge inférieur par rapport au scénario 3 et 4. Et le scenario 3 présente un LCOE légèrement inférieur au scenario 4 parce que la différence de facteur de charge n'a pas été compensé par la différence de prix de l'électricité entre les deux scenarios. En effet lorsque l'électrolyseur est alimenté à sa puissance nominale avec le concours du parc éolien et le réseau électrique (EPEX) sans tenir compte de la variation du prix de l'électricité provenant du réseau, on obtient un LCOE plus petit que lorsqu'on a limité l'achat sur le réseau électrique par rapport au seuil de prix de 4,4 ct €/kWh pour le premier cas, la moyenne du prix d'électricité est inférieure au seuil fixé dans le second cas.

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Pour la deuxième catégorie qui contient les scenarios 5 et 6, l'analyse est plutôt basée sur la flexibilité apportée à l'installation. Pour fournir une puissance constante au réseau électrique, la présence de la pile à combustible et de l'électrolyseur permet d'éviter le gaspillage de la production excédentaire et surtout pouvoir répondre à un cahier des charges qui exige la fourniture d'une puissance électrique constante au réseau électrique, ce qui a été fait pour le scenario 5. Ainsi trois LCOE sont calculé à savoir deux pour la production d'électricité par l'éolienne et la pile à combustible et d'autre part pour la production d'hydrogène par électrolyse. A cause d'un facteur de charge très basse, le LCOE pour la pile à combustible est très élevé. Elle pourrait baisser si d'autres usage en est fait. Quant à l'électrolyseur, le LCOE est plutôt élevé comparé aux scenarios précédents car là aussi un faible facteur de charge existe à cause de l'hypothèse d'avoir un engagement d'injection d'énergie électrique au réseau.

Quant au dernier scenario, certes le cahier des charges est satisfait, mais là aussi la question de LCOE pour la pile à combustible se pose.

Scenarios	LCOE (Ct €/kWh)	
Eolienne pour la production de 100% électricité	5,3	
Eolienne + électrolyseur pour la production d'hydrogène	5,9	
Eolienne + électrolyseur + EPEX SPOT (sans condition) pour la production d'hydrogène	5,4	
Eolienne + électrolyseur + EPEX SPOT (<4 ct €/kWh) pour la production d'hydrogène	5,5	
Eolienne + électrolyseur + Pile à combustible pour la production d'électricité et de l'hydrogène	Electricité	5,5
	Hydrogène	14,8
	Electricité	4,7

Chapitre IV-Analyse comparative des scenarios

Eolienne + électrolyseur + EPEX SPOT + Pile à combustible pour la production d'électricité(18h-22h) et de l'hydrogène (<4 ct €/kWh)	Hydrogène	14,7
---	-----------	------

Tableau IV- 17: Tableau d'aide à la décision résumé des résultats

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale

L'objectif de ce travail est d'évaluer l'intérêt du vecteur et stockage hydrogène dans l'exploitation des parc éoliens. Pour cela, une analyse bibliographique porté sur de nombreux articles a conduit à de nombreuses perspectives prometteuses pour l'hydrogène en tant qu'alternative dans le mix énergétique.

Pour montrer cela, le principe de modélisation à la base de la REM (Représentation Energétique Macroscopique) a été expliqué en deuxième chapitre et le modèle des différents éléments de la chaîne de conversion d'énergie a été développé. Dans le chapitre trois, nous avons étudié six scénarios pour évaluer les éventuelles possibilités d'apport du vecteur hydrogène dans l'exploitation d'un parc éolien et aussi pour l'étude de la flexibilité apportée à l'installation. Pour chaque scénario, une stratégie de gestion de l'énergie est développée et les résultats de simulation sont présentés. Les modèles représentatifs du système nous ont permis de faire des simulations pour chaque scénario dans le but de les comparer sur la base d'un indicateur économique qui est le LCOE (Levelized Cost Of Energy) au dernier chapitre. Les résultats ont montré que l'utilisation de l'électrolyseur pourrait poser des problèmes de valorisation de l'hydrogène.

Dans les conditions particulières considérées, on arrive à la conclusion qu'il est économiquement plus intéressant d'investir sur l'éolien tout seul sans système de stockage à condition que toute la production éolienne soit acceptée par le réseau électrique à un prix de vente constante supérieure ou égale à 53 €/MWh.

Il est intéressant d'ajouter le système de stockage seulement lorsque la totalité de la production éolienne n'est pas absorbée par le réseau électrique. Et dans ce cas, il est important d'avoir un libre contrat avec le système du réseau électrique ou simplement être connecté sur un réseau de vente aux enchères qui permettent d'avoir le choix de vendre l'électricité lorsqu'on le souhaite. Ce qui permet par exemple de décider de privilégier

Conclusion générale et perspectives

la production du vecteur hydrogène ou de l'électricité. Dans le premier cas, en faisant fonctionner l'électrolyseur à sa puissance nominale, cela permet d'avoir une production peu coûteuse (54 €/MWh) contrairement au cas où il est alimenté par une source variable (55 €/MWh).

Une autre configuration consistant à faire intervenir la PAC a permis de conclure qu'il est préférable de fournir l'électricité au réseau électrique seulement pendant les périodes de forte demande et de produire l'hydrogène en dehors de ces périodes. Dans les conditions de cette étude, le LCOE global (électricité + hydrogène) est respectivement de 9,7 et 10,15 respectivement pour « Eolienne + électrolyseur + EPEX SPOT + Pile à combustible pour la production d'électricité(18h-22h) et de l'hydrogène (<4 ct €/kWh) » et « Eolienne + électrolyseur + Pile à combustible pour la production d'électricité et de l'hydrogène ».

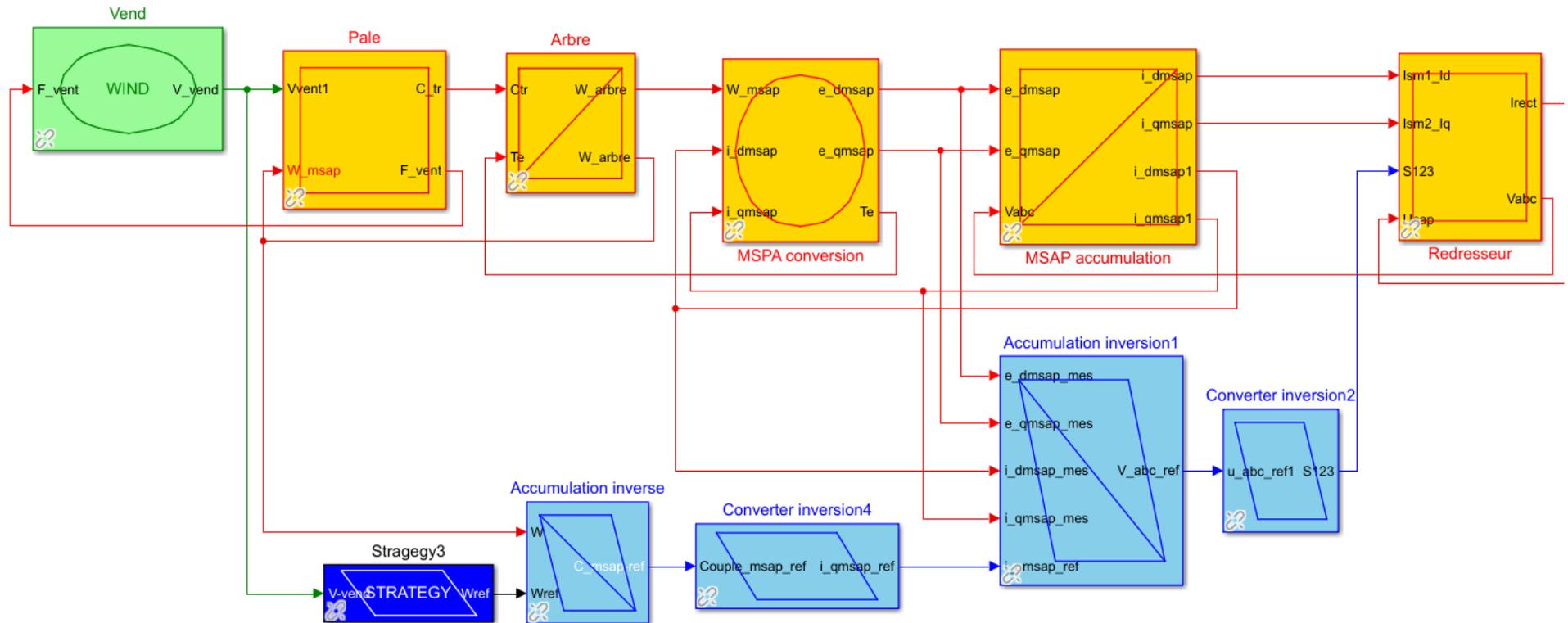
Perspectives

Dans les perspectives, il serait intéressant d'affiner les modèles pour prendre en compte les effets liés à l'utilisation finale de l'hydrogène. Cela permettrait d'avoir des scénarios plus représentatifs de la réalité comme les deux derniers scénarios de cette étude.

Annexe

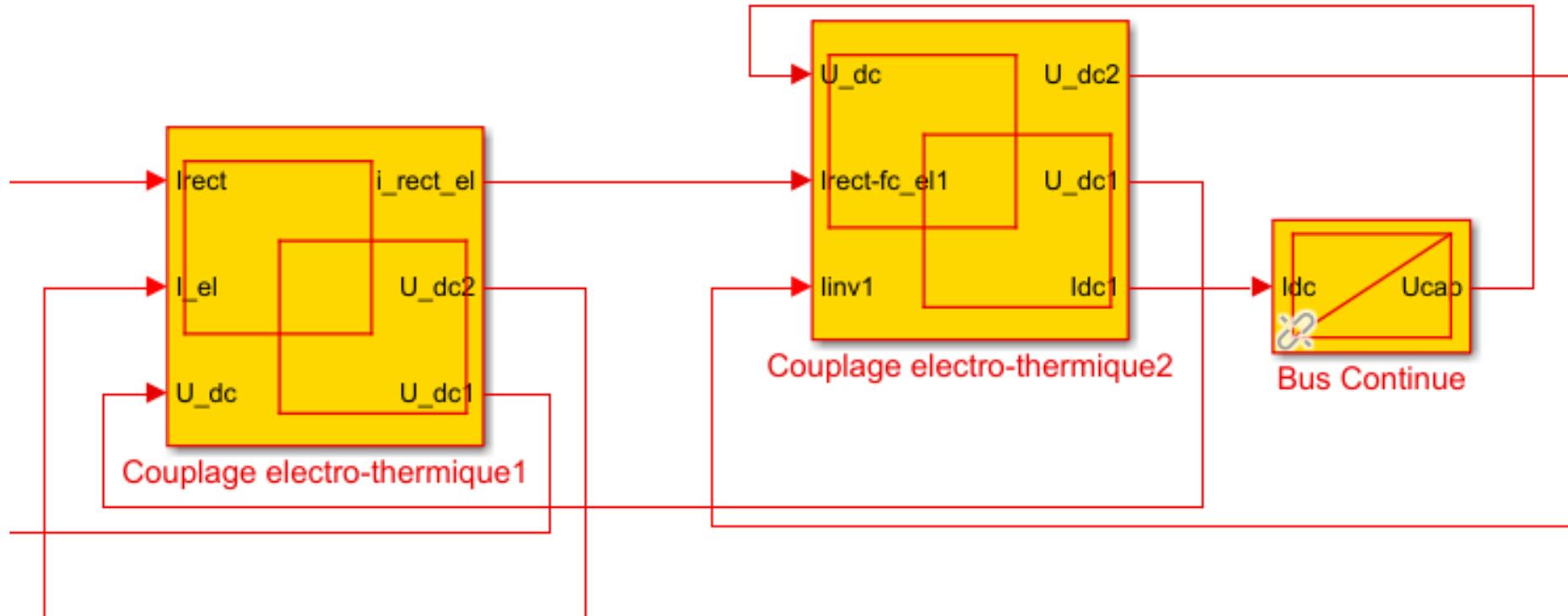
Diagrammes REM des blocs du systèmes étudié

1- Système de conversion d'énergie éolienne



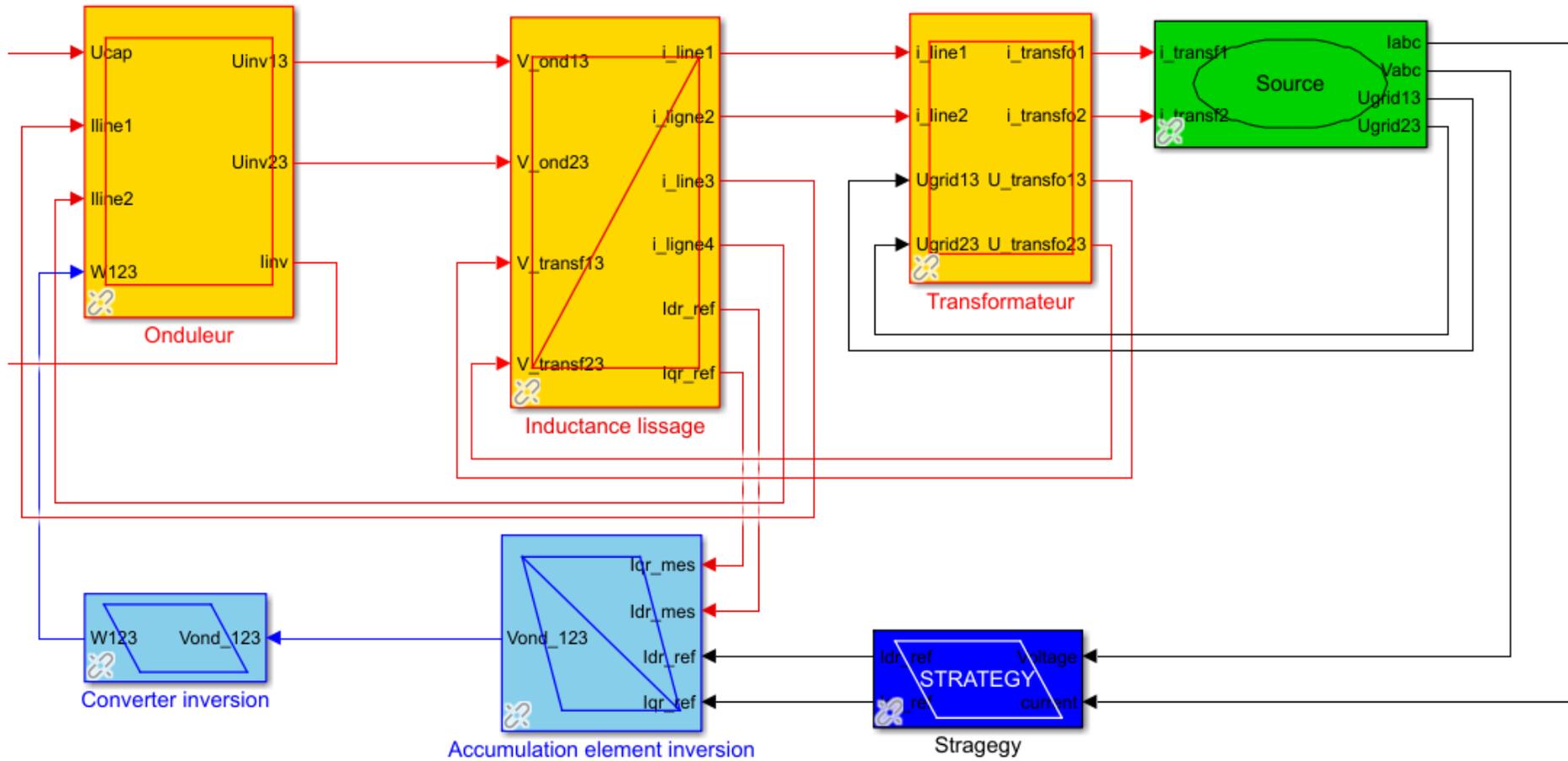
Annexe

2- Couplage entre les différentes parties du système



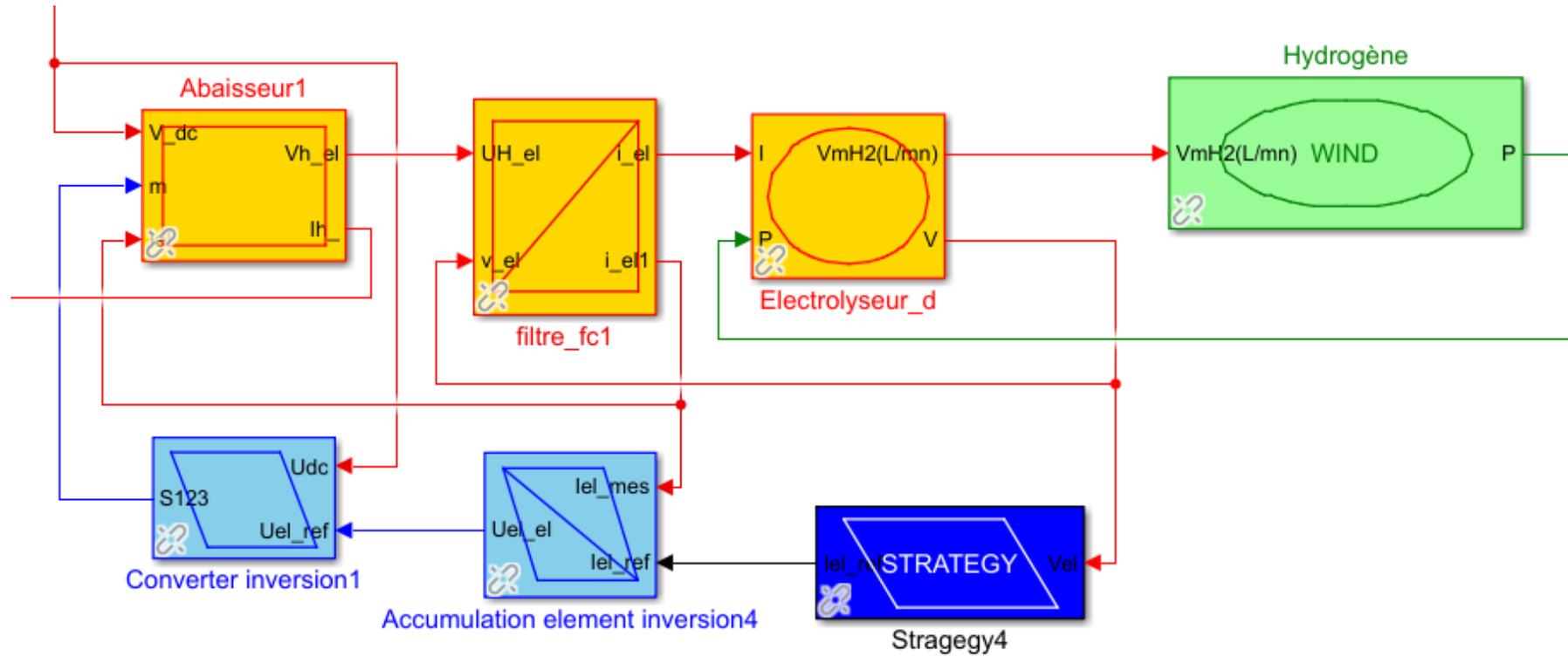
Annexe

3- Réseau électrique et accessoires



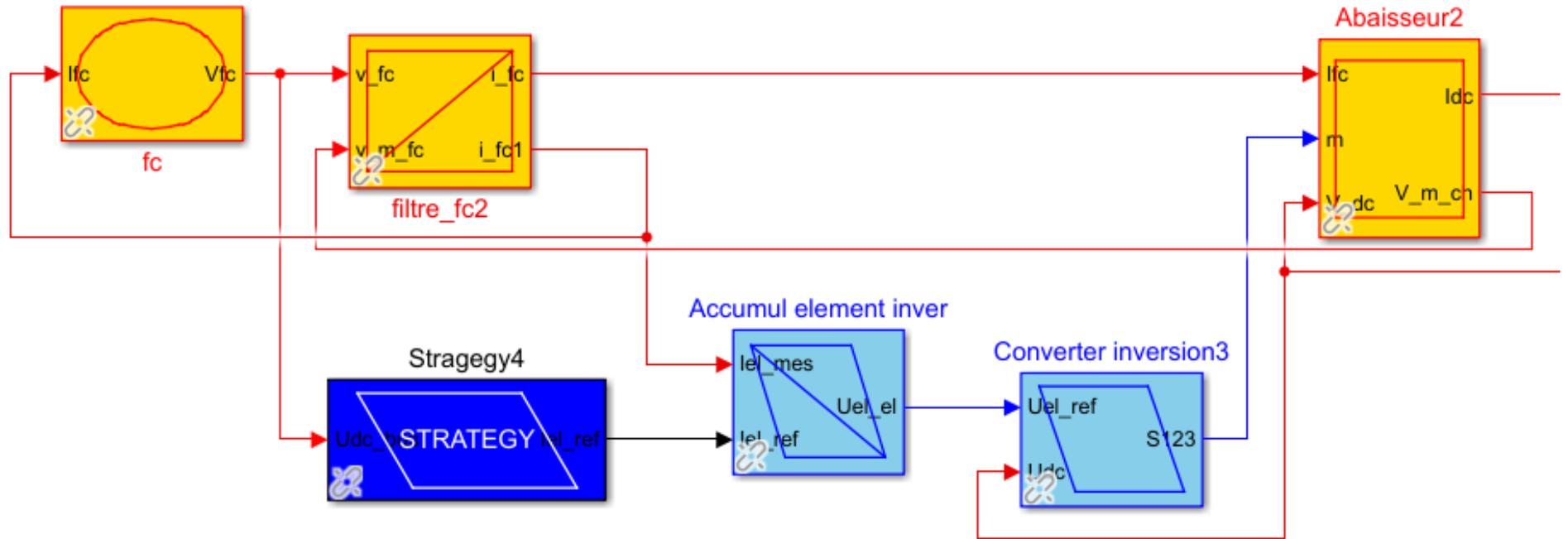
Annexe

4- Electrolyseur



Annexe

5- Pile à combustible



Références

- [1] Q. He, G. Zhou, X. Lü, et M. Zhou, « Climatic suitability and spatial distribution for summer maize cultivation in China at 1.5 and 2.0 °C global warming », *Sci. Bull.*, vol. 64, n° 10, p. 690-697, mai 2019, doi: 10.1016/j.scib.2019.03.030.
- [2] C. Day et G. Day, « Climate change, fossil fuel prices and depletion: The rationale for a falling export tax », *Econ. Model.*, vol. 63, p. 153-160, juin 2017, doi: 10.1016/j.econmod.2017.01.006.
- [3] J. Malinauskaite, H. Jouhara, L. Ahmad, M. Milani, L. Montorsi, et M. Venturelli, « Energy efficiency in industry: EU and national policies in Italy and the UK », *Energy*, vol. 172, p. 255-269, avr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.01.130.
- [4] A. Koita, A. Payman, M. B. Camara, B. Dakyo, et D. Hissel, « Hydrogen vector in the exploitation of a wind farm », in 2018 Thirteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Monte-Carlo, avr. 2018, p. 1-6. doi: 10.1109/EVER.2018.8362411.
- [5] T. Abbasi et S. A. Abbasi, « 'Renewable' hydrogen: Prospects and challenges », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, n° 6, p. 3034-3040, août 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.02.026.
- [6] OMS, « Organisation mondiale de la santé ». [En ligne]. Disponible sur:
<https://www.un.org/development/desa/fr/news/population/world-population-prospects-2017.html>
- [7] S. S. Kaddah, K. M. Abo-Al-Ez, T. F. Megahed, et M. G. Osman, « Probabilistic power quality indices for electric grids with increased penetration level of wind power generation », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 77, p. 50-58, mai 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.09.026.
- [8] H. Gualous, J.-C. L. Bunetel, M. Machmoum, B. Dakyo, et M. B. Camara, « Production d'énergie marine: Intégration de la production éolienne offshore dans un bouquet énergétique décentralisé. », p. 165.

Références

- [9] B. Zakeri et S. Syri, « Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 569-596, févr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [10] M. Aneke et M. Wang, « Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review », *Appl. Energy*, vol. 179, p. 350-377, oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- [11] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, « Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 511-536, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [12] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, et P. Tamburrano, « Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies », *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, p. 372-387, janv. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2016.11.046.
- [13] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, « Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 511-536, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [14] B. Zakeri et S. Syri, « Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 569-596, févr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [15] M. Aneke et M. Wang, « Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review », *Appl. Energy*, vol. 179, p. 350-377, oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- [16] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, « Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 511-536, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [17] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, et P. Tamburrano, « Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies », *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, p. 372-387, janv. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2016.11.046.

Références

- [18] M. A. Hannan, M. M. Hoque, A. Mohamed, et A. Ayob, « Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, p. 771-789, mars 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.171.
- [19] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, et C. N. Rasmussen, « Review of energy storage system for wind power integration support », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 545-553, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103.
- [20] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, « Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 511-536, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [21] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, et C. N. Rasmussen, « Review of energy storage system for wind power integration support », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 545-553, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103.
- [22] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, et C. N. Rasmussen, « Review of energy storage system for wind power integration support », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 545-553, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103.
- [23] T. Fernandes, F. Chen, et M. Dagraccarvalho, « HySociety? in support of European hydrogen projects and EC policy », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 30, n° 3, p. 239-245, mars 2005, doi: 10.1016/j.ijhydene.2004.04.004.
- [24] G. Di Marcoberardino et al., « Achievements of European projects on membrane reactor for hydrogen production », *J. Clean. Prod.*, vol. 161, p. 1442-1450, sept. 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.05.122.
- [25] R. S. El-Emam et I. Khamis, « Advances in nuclear hydrogen production: Results from an IAEA international collaborative research project », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 35, p. 19080-19088, juill. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.04.012.

Références

- [26] D. Astiaso Garcia, « Analysis of non-economic barriers for the deployment of hydrogen technologies and infrastructures in European countries », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, n° 10, p. 6435-6447, mars 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.01.201.
- [27] « H2SHIPS project will demonstrate hydrogen propulsion in shipping », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2019, n° 8, p. 5-6, août 2019, doi: 10.1016/S1464-2859(19)30321-9.
- [28] « Haeolus W2H project in Norway will utilise Hydrogenics 2.5 MW energy storage solution », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2018, n° 10, p. 11, oct. 2018, doi: 10.1016/S1464-2859(18)30378-X.
- [29] A. Sgobbi, W. Nijs, R. De Miglio, A. Chiodi, M. Gargiulo, et C. Thiel, « How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonisation of the European energy system », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 41, n° 1, p. 19-35, janv. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.09.004.
- [30] « HyBalance project in Denmark to demo green hydrogen energy », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2016, n° 3, p. 8-9, mars 2016, doi: 10.1016/S1464-2859(16)30055-4.
- [31] S. Timmerberg et M. Kaltschmitt, « Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines – Potentials and costs », *Appl. Energy*, vol. 237, p. 795-809, mars 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.030.
- [32] O. Tlili, C. Mansilla, D. Frimat, et Y. Perez, « Hydrogen market penetration feasibility assessment: Mobility and natural gas markets in the US, Europe, China and Japan », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 31, p. 16048-16068, juin 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.226.
- [33] « HYPOS project to study hydrogen energy storage in caverns », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2019, n° 6, p. 10-11, juin 2019, doi: 10.1016/S1464-2859(19)30247-0.
- [34] D. Chun, S. Hong, Y. Chung, C. Woo, et H. Seo, « Influencing factors on hydrogen energy R&D projects: An ex-post performance

Références

- evaluation », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 53, p. 1252-1258, janv. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.09.074.
- [35] « Logan boosts clean energy at Levenmouth hydrogen project », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2017, n° 7, p. 11, juill. 2017, doi: 10.1016/S1464-2859(17)30266-3.
- [36] « Orkney integrates tidal, grid and hydrogen, virtual energy project », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2019, n° 5, p. 12, mai 2019, doi: 10.1016/S1464-2859(19)30206-8.
- [37] T. R. Fernandes et al., « Platform for promoting a hydrogen economy in Southwest Europe: The HYRREG project », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 38, n° 18, p. 7594-7598, juin 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.131.
- [38] C. Wulf, J. Linßen, et P. Zapp, « Review of Power-to-Gas Projects in Europe », *Energy Procedia*, vol. 155, p. 367-378, nov. 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.041.
- [39] « Scottish community energy project targets use of green hydrogen », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2015, n° 4, p. 11, avr. 2015, doi: 10.1016/S1464-2859(15)30093-6.
- [40] R. Ortiz Cebolla et C. Navas, « Supporting hydrogen technologies deployment in EU regions and Member States: The Smart Specialisation Platform on Energy (S3PEnergy) », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 35, p. 19067-19079, juill. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.05.041.
- [41] R. Xu, L.-C. Chou, et W.-H. Zhang, « The effect of CO₂ emissions and economic performance on hydrogen-based renewable production in 35 European Countries », *Int. J. Hydrog. Energy*, mars 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.02.167.
- [42] N. M. A. Huijts, « The emotional dimensions of energy projects: Anger, fear, joy and pride about the first hydrogen fuel station in the Netherlands », *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 44, p. 138-145, oct. 2018, doi: 10.1016/j.erss.2018.04.042.

Références

- [43] I. Iordache et al., « The hydrogen context and vulnerabilities in the central and Eastern European countries », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 35, p. 19036-19054, juill. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.128.
- [44] M. McPherson, N. Johnson, et M. Strubegger, « The role of electricity storage and hydrogen technologies in enabling global low-carbon energy transitions », *Appl. Energy*, vol. 216, p. 649-661, avr. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.110.
- [45] « Valencia will be first port in Europe to use hydrogen energy in its container terminals », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2019, n° 2, p. 3, févr. 2019, doi: 10.1016/S1464-2859(19)30044-6.
- [46] S. Balibar, « Energy transitions after COP21 and 22 », *Comptes Rendus Phys.*, vol. 18, n° 7-8, p. 479-487, sept. 2017, doi: 10.1016/j.crhy.2017.10.003.
- [47] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, et O. M. Popoola, « Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 29, p. 15072-15086, juin 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068.
- [48] M. Rezaei, N. Naghdi-Khozani, et N. Jafari, « Wind energy utilization for hydrogen production in an underdeveloped country: An economic investigation », *Renew. Energy*, vol. 147, p. 1044-1057, mars 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.079.
- [49] D. J. Durbin et C. Malardier-Jugroot, « Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 38, n° 34, p. 14595-14617, nov. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.07.058.
- [50] S. Lytle, O. Siddiqui, G. Chehade, et I. Dincer, « Analysis and modelling of microwave plasma hydrogen production utilizing water vapor and tungsten electrodes », *Int. J. Hydrog. Energy*, août 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.021.

Références

- [51] D. Unlu et N. D. Hilmioglu, « Application of aspen plus to renewable hydrogen production from glycerol by steam reforming », *Int. J. Hydrog. Energy*, mars 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.02.106.
- [52] S. M. Nazir, J. H. Cloete, S. Cloete, et S. Amini, « Efficient hydrogen production with CO₂ capture using gas switching reforming », *Energy*, vol. 185, p. 372-385, oct. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.07.072.
- [53] S. Duan et al., « Efficient photocatalytic hydrogen production from formic acid on inexpensive and stable phosphide/Zn₃In₂S₆ composite photocatalysts under mild conditions », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 39, p. 21803-21820, août 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.06.179.
- [54] Y. Zhang, P. Xu, S. Liang, B. Liu, Y. Shuai, et B. Li, « Exergy analysis of hydrogen production from steam gasification of biomass: A review », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 28, p. 14290-14302, mai 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.02.064.
- [55] M. S. Macedo, M. A. Soria, et L. M. Madeira, « Glycerol steam reforming for hydrogen production: Traditional versus membrane reactor », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 45, p. 24719-24732, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.046.
- [56] Y. Wang, N. Tahir, W. Cao, Q. Zhang, et D.-J. Lee, « Grid columnar flat panel photobioreactor with immobilized photosynthetic bacteria for continuous photofermentative hydrogen production », *Bioresour. Technol.*, vol. 291, p. 121806, nov. 2019, doi: 10.1016/j.biortech.2019.121806.
- [57] E. Pulido Melián et al., « Highly photoactive TiO₂ microspheres for photocatalytic production of hydrogen », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 45, p. 24653-24666, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.230.
- [58] Y. Wang et al., « Hydrogen production from steam reforming ethanol over Ni/attapulgitite catalysts - Part I: Effect of nickel content », *Fuel Process. Technol.*, vol. 192, p. 227-238, sept. 2019, doi: 10.1016/j.fuproc.2019.04.031.

Références

- [59] D. Akyüz et al., « Metal chalcogenide based photocatalysts decorated with heteroatom doped reduced graphene oxide for photocatalytic and photoelectrochemical hydrogen production », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 34, p. 18836-18847, juill. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.049.
- [60] B. Wang, Y. Peng, et S. Yao, « Oxidative reforming of n-heptane in gliding arc plasma reformer for hydrogen production », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 41, p. 22831-22840, août 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.042.
- [61] H.-Y. Lian, J.-L. Liu, X.-S. Li, X. Zhu, A. Z. Weber, et A.-M. Zhu, « Plasma chain catalytic reforming of methanol for on-board hydrogen production », *Chem. Eng. J.*, vol. 369, p. 245-252, août 2019, doi: 10.1016/j.cej.2019.03.069.
- [62] C. He et al., « Potentials of bio-hydrogen and bio-methane production from diseased swines », *Int. J. Hydrog. Energy*, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.215.
- [63] S. Li et al., « Recent advances in hydrogen production by thermo-catalytic conversion of biomass », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 28, p. 14266-14278, mai 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.018.
- [64] Y. Liu, R. Lin, Y. Man, et J. Ren, « Recent developments of hydrogen production from sewage sludge by biological and thermochemical process », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 36, p. 19676-19697, juill. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.06.044.
- [65] G. Liu, Y. Sheng, J. W. Ager, M. Kraft, et R. Xu, « Research advances towards large-scale solar hydrogen production from water », *EnergyChem*, vol. 1, n° 2, p. 100014, sept. 2019, doi: 10.1016/j.enchem.2019.100014.
- [66] C. Acar et I. Dincer, « Review and evaluation of hydrogen production options for better environment », *J. Clean. Prod.*, vol. 218, p. 835-849, mai 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.046.
- [67] J. Qiu, L. Zhu, L. Li, Y. He, et M. Zhou, « Solar-driven novel methane reforming with carbon looping for hydrogen production », *Int. J.*

Références

- Hydrog. Energy, vol. 44, n° 45, p. 24441-24449, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.224.
- [68] M. E. Demir, G. Chehade, I. Dincer, B. Yuzer, et H. Selcuk, « Synergistic effects of advanced oxidization reactions in a combination of TiO₂ photocatalysis for hydrogen production and wastewater treatment applications », Int. J. Hydrog. Energy, vol. 44, n° 43, p. 23856-23867, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.110.
- [69] S. S. Rashwan, I. Dincer, A. Mohany, et B. G. Pollet, « The Sono-Hydro-Gen process (Ultrasound induced hydrogen production): Challenges and opportunities », Int. J. Hydrog. Energy, vol. 44, n° 29, p. 14500-14526, juin 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.115.
- [70] C. Acar, Y. Bicer, M. E. Demir, et I. Dincer, « Transition to a new era with light-based hydrogen production for a carbon-free society: An overview », Int. J. Hydrog. Energy, août 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.010.
- [71] Y. Bicer et F. Khalid, « Two-step hydrogen chloride cycle for sustainable hydrogen production: An energy and exergy assessment », Int. J. Hydrog. Energy, juin 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.127.
- [72] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, et D. Hissel, « Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives », Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 149, p. 111311, oct. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111311.
- [73] P. Nikolaidis et A. Poullikkas, « A comparative overview of hydrogen production processes », Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 67, p. 597-611, janv. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044.
- [74] S. Shiva Kumar et V. Himabindu, « Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review », Mater. Sci. Energy Technol., vol. 2, n° 3, p. 442-454, déc. 2019, doi: 10.1016/j.mset.2019.03.002.

Références

- [75] C. Acar et I. Dincer, « Review and evaluation of hydrogen production options for better environment », *J. Clean. Prod.*, vol. 218, p. 835-849, mai 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.046.
- [76] M. Paidar, V. Fateev, et K. Bouzek, « Membrane electrolysis—History, current status and perspective », *Electrochimica Acta*, vol. 209, p. 737-756, août 2016, doi: 10.1016/j.electacta.2016.05.209.
- [77] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, et D. Stolten, « A comprehensive review on PEM water electrolysis », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 38, n° 12, p. 4901-4934, avr. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [78] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, et D. Stolten, « A comprehensive review on PEM water electrolysis », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 38, n° 12, p. 4901-4934, avr. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [79] F. Barbir, « PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources », *Sol. Energy*, vol. 78, n° 5, p. 661-669, mai 2005, doi: 10.1016/j.solener.2004.09.003.
- [80] K. E. Ayers et al., « Research Advances towards Low Cost, High Efficiency PEM Electrolysis », 2010, p. 3-15. doi: 10.1149/1.3484496.
- [81] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, et P. Tamburrano, « Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies », *Energy Convers. Manag.*, vol. 132, p. 372-387, janv. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2016.11.046.
- [82] F. Zhang, P. Zhao, M. Niu, et J. Maddy, « The survey of key technologies in hydrogen energy storage », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 41, n° 33, p. 14535-14552, sept. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.293.
- [83] Air liquide, « Comment stocké l'Hydrogene ». 2016. [En ligne]. Disponible sur: <https://energies.airliquide.com/fr/mediatheque-planete-hydrogene/comment-stocker-lhydrogene>
- [84] L. Pall, « Stockage de l'hydrogène par des mélanges mécano-chimiques à base de magnésium: Étude de composés intermétalliques ternaires à base de bore (structure et essais d'hydrogénation) », p. 164.

Références

- [85] Pr Jean Marie TARASCON, « Filiere Hydrogene: De la production à l'utilisation ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.college-de-france.fr/site/jean-marie-tarascon/course-2011-02-23-17h00.htm>
- [86] M. BOUDELLAL, LE POWER-TO-GAS. 2013.
- [87] M. E. Demir et I. Dincer, « Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, n° 22, p. 10420-10430, mai 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.08.002.
- [88] C. Wulf et al., « Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options », *J. Clean. Prod.*, vol. 199, p. 431-443, oct. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.07.180.
- [89] J. Shin, W.-S. Hwang, et H. Choi, « Can hydrogen fuel vehicles be a sustainable alternative on vehicle market?: Comparison of electric and hydrogen fuel cell vehicles », *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 143, p. 239-248, juin 2019, doi: 10.1016/j.techfore.2019.02.001.
- [90] S. T. Thompson et al., « Direct hydrogen fuel cell electric vehicle cost analysis: System and high-volume manufacturing description, validation, and outlook », *J. Power Sources*, vol. 399, p. 304-313, sept. 2018, doi: 10.1016/j.jpowsour.2018.07.100.
- [91] T. E. Lipman, M. Elke, et J. Lidicker, « Hydrogen fuel cell electric vehicle performance and user-response assessment: Results of an extended driver study », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, n° 27, p. 12442-12454, juill. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.04.172.
- [92] C. B. Robledo, V. Oldenbroek, F. Abbruzzese, et A. J. M. van Wijk, « Integrating a hydrogen fuel cell electric vehicle with vehicle-to-grid technology, photovoltaic power and a residential building », *Appl. Energy*, vol. 215, p. 615-629, avr. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.038.
- [93] H. Mehrjerdi, « Off-grid solar powered charging station for electric and hydrogen vehicles including fuel cell and hydrogen storage », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 23, p. 11574-11583, mai 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.158.

Références

- [94] B. Tanç, H. T. Arat, E. Baltacıoğlu, et K. Aydın, « Overview of the next quarter century vision of hydrogen fuel cell electric vehicles », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 20, p. 10120-10128, avr. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.10.112.
- [95] E. Yoo, M. Kim, et H. H. Song, « Well-to-wheel analysis of hydrogen fuel-cell electric vehicle in Korea », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, n° 41, p. 19267-19278, oct. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.088.
- [96] H. Ahouari, A. Soualah, A. Le Valant, L. Pinard, P. Magnoux, et Y. Pouilloux, « Hydrogénation du CO₂ en hydrocarbures sur des catalyseurs bifonctionnels CFA-HZSM-5 », *Comptes Rendus Chim.*, vol. 18, n° 3, p. 241-249, mars 2015, doi: 10.1016/j.crci.2014.08.001.
- [97] D. N. Luta et A. K. Raji, « Decision-making between a grid extension and a rural renewable off-grid system with hydrogen generation », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, n° 20, p. 9535-9548, mai 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.04.032.
- [98] A. Maleki et M. A. Rosen, « Design of a cost-effective on-grid hybrid wind-hydrogen based CHP system using a modified heuristic approach », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, n° 25, p. 15973-15989, juin 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.01.169.
- [99] F. Gutiérrez-Martín, A. B. Calcerrada, A. de Lucas-Consuegra, et F. Dorado, « Hydrogen storage for off-grid power supply based on solar PV and electrochemical reforming of ethanol-water solutions », *Renew. Energy*, vol. 147, p. 639-649, mars 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.09.034.
- [100] L. Kong, J. Yu, et G. Cai, « Modeling, control and simulation of a photovoltaic /hydrogen/ supercapacitor hybrid power generation system for grid-connected applications », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 46, p. 25129-25144, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.097.
- [101] I. Abadlia, M. Adjabi, et H. Bouzeria, « Sliding mode based power control of grid-connected photovoltaic-hydrogen hybrid system », *Int.*

Références

- J. Hydrog. Energy, vol. 42, n° 47, p. 28171-28182, nov. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.08.215.
- [102] A. Maleki, M. G. Khajeh, et M. A. Rosen, « Two heuristic approaches for the optimization of grid-connected hybrid solar–hydrogen systems to supply residential thermal and electrical loads », *Sustain. Cities Soc.*, vol. 34, p. 278-292, oct. 2017, doi: 10.1016/j.scs.2017.06.023.
- [103] A. di Gaeta, F. Reale, F. Chiariello, et P. Massoli, « A dynamic model of a 100 kW micro gas turbine fuelled with natural gas and hydrogen blends and its application in a hybrid energy grid », *Energy*, vol. 129, p. 299-320, juin 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.173.
- [104] W. Liemberger, D. Halmschlager, M. Miltner, et M. Harasek, « Efficient extraction of hydrogen transported as co-stream in the natural gas grid – The importance of process design », *Appl. Energy*, vol. 233-234, p. 747-763, janv. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.10.047.
- [105] M. Molnarne et V. Schroeder, « Hazardous properties of hydrogen and hydrogen containing fuel gases », *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 130, p. 1-5, oct. 2019, doi: 10.1016/j.psep.2019.07.012.
- [106] Z. Iabidine Messaoudani, F. Rigas, M. D. Binti Hamid, et C. R. Che Hassan, « Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: A critical review », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 41, n° 39, p. 17511-17525, oct. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.171.
- [107] J. Schouten, R. Janssen van Rosmalen, et J. Michels, « Modeling hydrogen production for injection into the natural gas grid: Balance between production, demand and storage », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 31, n° 12, p. 1698-1706, sept. 2006, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.01.005.
- [108] D. O. Akinyele et R. K. Rayudu, « Review of energy storage technologies for sustainable power networks », *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 8, p. 74-91, déc. 2014, doi: 10.1016/j.seta.2014.07.004.

Références

- [109] Meziane Boudellal, *La pile à combustible, l'hydrogene et ses applications*. 2012: dunod.
- [110] M. BOUDELLAL, *LA PILE A COMBUSTIBLE*, 2 vol. Paris: Dunod, 2012.
- [111] M. Paidar, V. Fateev, et K. Bouzek, « Membrane electrolysis—History, current status and perspective », *Electrochimica Acta*, vol. 209, p. 737-756, août 2016, doi: 10.1016/j.electacta.2016.05.209.
- [112] J. K. Kaldellis et D. Zafirakis, « Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency », *Energy*, vol. 32, n° 12, p. 2295-2305, déc. 2007, doi: 10.1016/j.energy.2007.07.009.
- [113] F. Gutiérrez-Martín, D. Confente, et I. Guerra, « Management of variable electricity loads in wind – Hydrogen systems: The case of a Spanish wind farm », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 35, n° 14, p. 7329-7336, juill. 2010, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.04.181.
- [114] G. Zhang et X. Wan, « A wind-hydrogen energy storage system model for massive wind energy curtailment », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 39, n° 3, p. 1243-1252, janv. 2014, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.11.003.
- [115] S. Tamalouzt, N. Benyahia, T. Rekioua, D. Rekioua, et R. Abdessemed, « Wind turbine-DFIG/photovoltaic/fuel cell hybrid power sources system associated with hydrogen storage energy for micro-grid applications », in *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2015 3rd International*, 2015, p. 1-6. Consulté le: févr. 21, 2017. [En ligne]. Disponible sur: <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7455060/>
- [116] S. Carr, F. Zhang, F. Liu, Z. Du, et J. Maddy, « Optimal operation of a hydrogen refuelling station combined with wind power in the electricity market », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 41, n° 46, p. 21057-21066, déc. 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.09.073.
- [117] A. Al-Sharafi, A. Z. Sahin, T. Ayar, et B. S. Yilbas, « Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy systems for power generation and hydrogen production in Saudi Arabia », *Renew.*

Références

- Sustain. Energy Rev., vol. 69, p. 33-49, mars 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.157.
- [118] O. V. Marchenko et S. V. Solomin, « Modeling of hydrogen and electrical energy storages in wind/PV energy system on the Lake Baikal coast », Int. J. Hydrog. Energy, mars 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.02.076.
- [119] P. Enevoldsen et B. K. Sovacool, « Integrating power systems for remote island energy supply: Lessons from Mykines, Faroe Islands », Renew. Energy, vol. 85, p. 642-648, janv. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.06.065.
- [120] X. Fan, W. Wang, R. Shi, et Z. Cheng, « Hybrid pluripotent coupling system with wind and photovoltaic-hydrogen energy storage and the coal chemical industry in Hami, Xinjiang », Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 72, p. 950-960, mai 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.085.
- [121] « INGRID 39 MWh grid-connected renewable energy storage project », Fuel Cells Bull., vol. 2012, n° 8, p. 9, août 2012, doi: 10.1016/S1464-2859(12)70238-9.
- [122] « McPhy hydrogen tech for Jupiter 1000 P2G demo project in France », Fuel Cells Bull., vol. 2018, n° 1, p. 10, janv. 2018, doi: 10.1016/S1464-2859(18)30022-1.
- [123] « GRHYD project inaugurates first P2G demonstrator in France », Fuel Cells Bull., vol. 2018, n° 7, p. 9-10, juill. 2018, doi: 10.1016/S1464-2859(18)30251-7.
- [124] « McPhy Energy role in French Power-to-Gas GRHYD programme », Fuel Cells Bull., vol. 2014, n° 2, p. 9-10, févr. 2014, doi: 10.1016/S1464-2859(14)70054-9.
- [125] « H2BER project says intelligent operation reduces mobility costs », Fuel Cells Bull., vol. 2017, n° 6, p. 9, juin 2017, doi: 10.1016/S1464-2859(17)30226-2.
- [126] M. F. Badin et al., « Modélisation multiphysique des éléments de stockage et de conversion d'énergie pour les véhicules électriques hybrides. Approche systémique pour la gestion d'énergie. », p. 200.

Références

- [127] W. Lhomme, P. Delarue, A. Bouscayrol, et P. Barrade, « La REM, formalisme multiphysique de commande de systèmes énergétiques », p. 34, 2014.
- [128] M. Minutillo, A. Perna, et A. Sorce, « Combined hydrogen, heat and electricity generation via biogas reforming: Energy and economic assessments », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 43, p. 23880-23898, sept. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.07.105.
- [129] Z. Abdin et W. Mérida, « Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis », *Energy Convers. Manag.*, vol. 196, p. 1068-1079, sept. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.06.068.
- [130] A. Babarit, J.-C. Gilloteaux, G. Clodic, M. Duchet, A. Simoneau, et M. F. Platzer, « Techno-economic feasibility of fleets of far offshore hydrogen-producing wind energy converters », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 43, n° 15, p. 7266-7289, avr. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.02.144.
- [131] A. Smallbone, V. Jülch, R. Wardle, et A. P. Roskilly, « Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies », *Energy Convers. Manag.*, vol. 152, p. 221-228, nov. 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.09.047.
- [132] M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, et B. Scheppat, « Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 42, n° 19, p. 13311-13320, mai 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.145.
- [133] C. S. Lai et M. D. McCulloch, « Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage », *Appl. Energy*, vol. 190, p. 191-203, mars 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.12.153.
- [134] M. Robinius et al., « Power-to-Gas: Electrolyzers as an alternative to network expansion – An example from a distribution system operator », *Appl. Energy*, vol. 210, p. 182-197, janv. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.117.

Références

- [135] R. Trigui, « Approche systémique pour la modélisation, la gestion de l'énergie et l'aide au dimensionnement des véhicules hybrides thermiques-électriques », p. 216.
- [136] A. Koita, A. Payman, B. Dakyo, et D. Hissel, « Control of a Wind Energy Conversion System using the Energetic Macroscopic Representation », in 2018 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Paris, France, oct. 2018, p. 1460-1465. doi: 10.1109/ICRERA.2018.8566867.
- [137] K. S. Agbli, M. C. Péra, D. Hissel, O. Rallières, C. Turpin, et I. Dombia, « Multiphysics simulation of a PEM electrolyser: Energetic Macroscopic Representation approach », Int. J. Hydrog. Energy, vol. 36, n° 2, p. 1382-1398, janv. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.10.069.
- [138] M. Espinosa-López et al., « Modelling and experimental validation of a 46 kW PEM high pressure water electrolyzer », Renew. Energy, vol. 119, p. 160-173, avr. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.11.081.
- [139] A. Roy, S. Watson, et D. Infield, « Comparison of electrical energy efficiency of atmospheric and high-pressure electrolysers », Int. J. Hydrog. Energy, vol. 31, n° 14, p. 1964-1979, nov. 2006, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.01.018.
- [140] R. García-Valverde, « Simple PEM water electrolyser model and experimental validation », N T E R N T O N J O U R N O F H R O G E N E N E R G, p. 12.
- [141] N. V. Dale, M. D. Mann, et H. Salehfar, « Semiempirical model based on thermodynamic principles for determining 6 kW proton exchange membrane electrolyzer stack characteristics », J. Power Sources, p. 6, 2008.
- [142] R. García-Valverde, N. Espinosa, et A. Urbina, « Simple PEM water electrolyser model and experimental validation », Int. J. Hydrog. Energy, vol. 37, n° 2, p. 1927-1938, janv. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.09.027.

Références

- [143] O. Ulleberg, « Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 28, n° 1, p. 21-33, janv. 2003, doi: 10.1016/S0360-3199(02)00033-2.
- [144] H. T. Nguyen, U. Safder, X. Q. Nhu Nguyen, et C. Yoo, « Multi-objective decision-making and optimal sizing of a hybrid renewable energy system to meet the dynamic energy demands of a wastewater treatment plant », *Energy*, vol. 191, p. 116570, janv. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116570.
- [145] F. J. Vivas, A. De las Heras, F. Segura, et J. M. Andújar, « A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, p. 126-155, févr. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.014.
- [146] Y. Pu, Q. Li, W. Chen, et H. Liu, « Hierarchical energy management control for islanding DC microgrid with electric-hydrogen hybrid storage system », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 11, p. 5153-5161, févr. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.10.043.
- [147] Y. Han, G. Zhang, Q. Li, Z. You, W. Chen, et H. Liu, « Hierarchical energy management for PV/hydrogen/battery island DC microgrid », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 11, p. 5507-5516, févr. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.135.
- [148] G. Human, G. van Schoor, et K. R. Uren, « Power management and sizing optimisation of renewable energy hydrogen production systems », *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 31, p. 155-166, févr. 2019, doi: 10.1016/j.seta.2018.12.026.
- [149] A. Fathy, H. Rezk, et A. M. Nassef, « Robust hydrogen-consumption-minimization strategy based salp swarm algorithm for energy management of fuel cell/supercapacitor/batteries in highly fluctuated load condition », *Renew. Energy*, vol. 139, p. 147-160, août 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.076.
- [150] H. Mehrjerdi, M. Bornapour, R. Hemmati, et S. M. S. Ghiasi, « Unified energy management and load control in building equipped with wind-solar-battery incorporating electric and hydrogen vehicles under both

Références

- connected to the grid and islanding modes », *Energy*, vol. 168, p. 919-930, févr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.131.
- [151] M. Aimene, « Services au système et gestion d'interactions énergétiques transitoires dans un parc éolien offshore », *These.fr*, 2017.
- [152] ADEME, « COMBIEN COÛTE UN PARC ÉOLIEN EN MER EN FRANCE ? POURQUOI ET COMMENT L'ÉTAT A-T-IL CHOISI DE SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN MER EN FRANCE ? » 2019.
- [153] A. Malekjafarian, S. Jalilvand, P. Doherty, et D. Igoe, « Foundation damping for monopile supported offshore wind turbines: A review », *Mar. Struct.*, vol. 77, p. 102937, mai 2021, doi: 10.1016/j.marstruc.2021.102937.
- [154] V. Nian, Q. Sun, Z. Ma, et H. Li, « A Comparative Cost Assessment of Energy Production from Central Heating Plant or Combined Heat and Power Plant », *Energy Procedia*, vol. 104, p. 556-561, déc. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.094.
- [155] J.-P. Pezy et J.-C. Dauvin, « Wide coverage but few quantitative data: Coarse sediments in the English Channel », *Ecol. Indic.*, vol. 121, p. 107010, févr. 2021, doi: 10.1016/j.ecolind.2020.107010.
- [156] P. Boucly, « L'hydrogène, vecteur de la transition énergétique », p. 31.
- [157] « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine : Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque », p. 62.
- [158] S. Vinot, « L'éolien offshore », p. 4, 2016.
- [159] « Djewels consortium wins EU backing for green hydrogen project », *Fuel Cells Bull.*, vol. 2020, n° 2, p. 11, févr. 2020, doi: 10.1016/S1464-2859(20)30073-0.