

INVESTIGATIONS DES DIFFÉRENTES ALTERNATIVES RENOUVELABLES ET HYBRIDES POUR L'ÉLECTRIFICATION DES SITES ISOLÉS

Rapport interne

Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne

LREE-03 – Septembre 2008

Hussein IBRAHIM

Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE), Université du Québec à Rimouski, 300,
allée des ursulines, Rimouski (Québec), Canada, G5L 8X3, Tél.: (418)-723-1986#1948,
hussein.ibrahim@uqar.qc.ca

Adrian ILINCA

Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne (LREE), Université du Québec à Rimouski, 300
allée des ursulines, Rimouski (Québec), Canada, G5L 8X3, Tél.: (418)-723-1986#1460,
adrian_ilinca@uqar.qc.ca

Jean PERRON

Laboratoire International des Matériaux Antigivre (LIMA), Université du Québec à Chicoutimi,
555, boulevard de l'Université, Chicoutimi (Québec) Canada, G7H 2B1,
jean_perron@uqac.ca

TBALES DES MATIÈRES

TBALES DES MATIÈRES	2
LISTE DES FIGURES	5
LISTE DES TABLEAUX	7
CHAPITRE I	8
PROBLÉMATIQUES DES SITES ISOLÉS	8
1. INTRODUCTION.....	8
2. PROBLÉMATIQUES DES SITES ISOLÉS	9
CHAPITRE II	15
GROUPES ÉLECTROGÈNES DIESEL.....	15
1. ÉTAT DE L'ART	15
2. PROBLEMATIQUES LIES AU GROUPE ELECTROGENE DIESEL	17
CHAPITRE III	20
SYSTÈMES HYBRIDES D'ÉNERGIE (SHE).....	20
1. DÉFINITION ET MISSION	20
2. IMPORTANCE DE L'HYBRIDATION	22
3. ÉTAT DE L'ART	23
4. PRINCIPAUX COMPOSANTS DES SHE	26
4.1. <i>Composants principaux</i>	26
4.2. <i>Composants auxiliaires</i>	28
4.2.1. Système de supervision.....	28
4.2.2. Convertisseurs.....	29
4.2.3. Charges	30
5. ARCHITECTURES DES SYSTÈMES HYBRIDES D'ÉNERGIE (SHE)	30
5.1. <i>Architecture à bus à CC</i>	30
5.2. <i>Architecture mixte à bus à CC/CA</i>	32
6. DIMENSIONNEMENT DES SYSTÈMES HYBRIDES D'ÉNERGIE (SHE)	33
7. COMMANDE DES SHE	35
7.1. <i>Stratégie de fonctionnement</i>	36
7.1.1. Gestion du stockage	37
7.1.2. <i>Gestion des charges</i>	37
7.1.3. <i>Réserve tournante</i>	38
7.1.4. <i>Temps de fonctionnement minimal</i>	39
7.1.5. <i>Hystérésis</i>	39
7.2. <i>Qualité de l'énergie électrique produite par les SHE</i>	39
CHAPITRE IV	42
LES ALTERNATIVES RENOUVELABLES.....	42
1. INTRODUCTION.....	42
2. SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	43
2.1. <i>Description</i>	43
2.2. <i>Coût de revient annuel d'un système PV</i>	46
2.3. <i>Contraintes et particularités</i>	48
3. ÉNERGIE ÉOLIENNE	49
3.1. <i>Description</i>	49
3.2. <i>Particularités et contraintes connues</i>	56
3.3. <i>Coût de revient annuel</i>	57

4. L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE.....	58
4.1. <i>Description</i>	58
4.2. <i>Coûts</i>	63
CHAPITRE V	65
LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE	65
1. INTRODUCTION.....	65
2. VOLANT D'INERTIE.....	67
2.1. <i>Description</i>	67
2.2. <i>Application dans les réseaux autonomes</i>	69
3. HYPER CONDENSATEURS	71
3.1. <i>Description</i>	71
3.2. <i>Avantages et inconvénients</i>	72
3.3. <i>Application dans les réseaux autonomes</i>	73
4. STOCKAGE SOUS FORME CHIMIQUE.....	74
4.1. <i>Stockage dans des batteries électrochimiques</i>	74
4.2. <i>Stockage dans des batteries redox</i>	75
5. STOCKAGE D'ENERGIE PAR AIR COMPRIME	76
6. STOCKAGE DE CHALEUR.....	78
6.1. <i>Description</i>	78
6.2. <i>Stockage de chaleur journalier centralisé</i>	78
6.3. <i>Stockage de chaleur journalier décentralisé</i>	80
6.4. <i>Stockage de chaleur saisonnier centralisé ou décentralisé</i>	82
CHAPITRE VI	84
LES DIFFÉRENTES COMBINAISONS DES SYSTÈMES HYBRIDES D'ÉNERGIE (SHE)	84
1. INTRODUCTION.....	84
2. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-PHOTOVOLTAÏQUE (EPV).....	85
3. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-PHOTOVOLTAÏQUE-DIESEL-STOCKAGE (EPVDS).....	87
4. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-HYDRAULIQUE (EHY)	88
5. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ À GRANDE ÉCHELLE (ECAES)	89
6. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-STOCKAGE SOUS FORME CHIMIQUE (ESC).....	90
7. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-PILES À COMBUSTIBLES (EPAC)	90
8. SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-DIESEL (JED)	92
8.1. <i>Description</i>	92
8.2. <i>Historique du jumelage éolien-diesel (JED) au Québec</i>	92
8.3. <i>Régimes de fonctionnement d'un système hybride éolien-diesel</i>	94
8.3.1. Vents faibles, diesels seuls.....	95
8.3.2. Vents moyens, diesels et éoliennes en service	95
8.3.3. Vents forts, éoliennes seules	96
8.4. <i>Problématique du Jumelage éolien-diesel (JED)</i>	98
CHAPITRE VII	102
CHOIX D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE POUR UN SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-DIESEL À HAUTE PÉNÉTRATION	102
1. INTRODUCTION.....	102
2. CRITÈRES DE CHOIX.....	103
2.1. <i>Capacité de stockage</i>	103
2.2. <i>Puissance disponible</i>	104
2.3. <i>Taux de transmission de puissance</i>	104
2.5. <i>Rendement</i>	105
2.6. <i>Profondeur de décharge</i>	108
2.7. <i>Durée de vie (cyclabilité)</i>	108
2.8. <i>Autonomie</i>	109

2.9. Coûts.....	109
2.10. Domaines de faisabilité et adaptation à la source de production	111
2.11. Densité massique et volumique d'énergie.....	111
2.12. Autodécharge.....	112
2.13. Équipements de contrôle et de surveillance.....	112
2.14. Contraintes opérationnelles	112
2.15. Fiabilité.....	112
2.16. Aspect écologique.....	112
2.17. Autres caractéristiques	113
3. COMPARAISONS ENTRE LES DIFFÉRENTES TECHNIQUES DE STOCKAGE	113
3.1. Généralités.....	113
3.2. Comparaison selon le domaine d'application en puissance et l'autonomie	114
3.3. Comparaison selon la densité massique ou volumique d'énergie	116
3.4. Comparaison selon l'efficacité énergétique (par cycle) du dispositif du stockage	116
3.5. Comparaison selon les coûts d'investissement.....	117
3.6. Comparaison selon le coût d'investissement calculé par cycle de charge/décharge .	119
4. SYNTHESE SUR LES SYSTEMES DE STOCKAGE D'ENERGIE	120
5. COMPARAISON SELON L'INDICE DE PERFORMANCE	123
5.1. Indice de performance	123
5.2. Synthèse des comparaisons basées sur l'indice de performance des techniques de stockage d'énergie.....	123
6. JUSTIFICATION DU CHOIX DE LA TECHNOLOGIE DE STOCKAGE SOUS FORME D'AIR COMPRIME POUR UN SYSTEME HYBRIDE EOLIEN-DIESEL	126
CHAPITRE VIII.....	136
SYSTÈMES HYBRIDES ÉOLIEN-DIESEL-STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ	136
1. INTRODUCTION.....	136
2. DIFFÉRENTES TYPES DE RÉSERVOIRS POUR STOCKER L'AIR COMPRIMÉ.....	136
3. DIFFÉRENTES CONFIGURATIONS DES SYSTÈMES HYBRIDES ÉOLIEN-DIESEL-AIR COMPRIMÉ	142
3.1. Jumelage éolien-diesel-air comprimé à petite échelle.....	142
3.2. Jumelage éolien-diesel-air comprimé à moyenne échelle.....	145
3.2.1. Principe de fonctionnement	145
3.2.2. Différentes méthodes de suralimentation par l'air comprimé stocké.....	146
3.2.2.1. Système 1 : Utilisation d'une turbine en série sur l'axe du turbocompresseur.....	146
3.2.2.2. Système 2 : Double étage de suralimentation.....	147
3.2.2.3. Système 3 : Admission en amont du compresseur	148
3.2.2.4. Système 4 : Admission directe dans le moteur	149
3.2.2.5. Système 5 : Suralimentation hyperbar	150
3.2.2.6. Système 6 : Suralimentation avec le cycle de LENOIR pressurisé.....	151
3.2.2.7. Système 7 : Suralimentation avec downsizing	152
3.3. Comparaison entre les méthodes de suralimentation proposées	152
3.4. Avantages techniques du système 1 : Turbine en série sur l'axe du turbocompresseur	155
CHAPITRE IX.....	158
CONCLUSIONS	158
BIBLIOGRAPHIE	160
RÉFÉRENCES	160
ANNEXES	173
ANNEXE I : MATRICES DE DÉCISON ÉLÉMENTAIRES (STOCKAGE D'ÉNERGIE).....	173
ANNEXES	179
ANNEXE II : MATRICES DE DÉCISON ÉLÉMENTAIRES (SURALIMENTATION)	179

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Carte des communautés éloignées du Canada	10
Figure 2 : Puissance électrique installée dans les communautés éloignées du Canada par régions	13
Figure 3 : Configuration du générateur diesel	16
Figure 4 : Consommations des groupes diesel ZA40S à Cap-aux-Meules	18
Figure 5 : Architecture des systèmes hybrides d'énergie (SHE).....	23
Figure 6 : Système de supervision	29
Figure 7 : Configuration du SHE à bus à CC	31
Figure 8 : Configuration du SHE à deux bus à CC et à CA	33
Figure 9 : Diagramme des priorités des charges	38
Figure 10 : Classification des perturbations du point de vue qualité de l'énergie électrique	40
Figure 11 : Cellule photovoltaïque.....	44
Figure 12 : Site isolé alimenté avec d'un système de PV	46
Figure 13 : Estimation du coût de 1 W PV	47
Figure 14 : Structure du système éolien.....	50
Figure 15 : Deux éoliennes de 80 kW branchées à un réseau diesel isolé à Kugluktuk (territoires du Nord-Ouest)	51
Figure 16 : Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe...	52
Figure 17 : Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage et convertisseurs de fréquence.....	53
Figure 18 : Chaîne de conversion à générateur synchrone et convertisseurs de fréquence.....	54
Figure 19 : Éolienne à aimants permanents débitant directement sur des batteries	54
Figure 20 : Vue en section schématique d'une installation hydroélectrique à chute moyenne	58
Figure 21 : Petite centrale hydroélectrique de 700 kW dans une zone rurale (Ontario).....	59
Figure 22 : Centrale pilote de pompage hydraulique d'eau de mer d'Okinawa au Japon	62
Figure 23 : Types de revêtement de tuyaux utilisés dans la centrale de pompage hydraulique d'eau de mer d'Okinawa au Japon	62
Figure 24 : Chaîne de conversion de l'énergie nécessaire pour le stockage	66
Figure 25 : Volant d'inertie de type Beacon Power	68
Figure 26 : Groupe électrogène associé à un volant d'inertie : est composé d'un moteur Diesel (1), d'un embrayage (2), d'un volant-alternateur (3) et d'un onduleur (4)	70
Figure 27 : Schéma de principe de la batterie redox.....	76
Figure 28 : Schéma de principe du stockage d'air comprimé avec compensation hydraulique ...	77
Figure 29 : Centrale thermique de Avedøre Holme au Danemark.....	79
Figure 30 : Schéma du système de stockage thermique fabriqué par Steffs Corporation.....	80
Figure 31 : Schéma d'un système hybride éolien-photovoltaïque (EPV) avec charge de délestage	86
Figure 32 : Système hybride de type EPVDS	87
Figure 33 : Système hybride de type EHY	89
Figure 34 : Schéma de principe du système hybride éolien-CAES à grande échelle.....	90
Figure 35 : Stockage et production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne	91
Figure 36 : Schéma d'un système hybride éolien-diesel (JED) installé à Alaska, États-Unis.....	93
Figure 37 : Classifications principales de la vitesse du vent	94
Figure 38 : Variation de l'énergie couverte par JED en fonction de la vitesse de vent.....	95
Figure 39 : Schéma d'un système de contrôle d'un système hybride éolien-diesel (JED)	97
Figure 40 : Variation de la capacité énergétique, de l'autodécharge et de la résistance interne d'une batterie au nickel-métal-hydrure	104
Figure 41 : Schémas électriques de principe permettant de mettre en évidence l'effet du courant ou du temps de décharge (I : courant réseau, I_{CC} : courant continu)	106
Figure 42 : Schémas électriques de principe permettant de mettre en évidence l'effet d'autodécharge sur le rendement. Les courbes en pointillés correspondent à un modèle sans résistance d'autodécharge (I : courant réseau, I_{CC} : courant continu)	107

Figure 43: Courbes de rendement d'un accumulateur au Plomb 48V – 310Ah (15 kWh pour une décharge en 10 h) paramétrées en puissance.....	107
Figure 44 : Évolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge pour des accumulateurs électrochimiques (Ni/Cd (à gauche), Plombe/acide (à droite))	109
Figure 45 : Comparaison des différentes technologies de stockage en fonction de l'autonomie.....	110
Figure 46 : Domaines d'applications en fonction de la puissance demandée et temps de décharge.....	115
Figure 47 : Comparaison entre les densités massique et volumique d'énergie stockée pour des applications à petite échelle	116
Figure 48 : Comparaison entre l'efficacité énergétique et la durée de vie définie par le nombre des cycles	117
Figure 49 : Comparaison entre les coûts d'investissement par unité de puissance ou par unité d'énergie	118
Figure 50 : Comparaison selon les coûts d'investissement calculés par cycle de charge/décharge	119
Figure 51 : Comparaison selon le coût de la puissance installée en fonction du temps de décharge.....	120
Figure 52 : Indices de performances des neuf technologies de stockage (sans le stockage hydraulique et thermique) suivant les quatre catégories d'applications.....	124
Figure 53 : Exemple de diagramme illustrant le rendement énergétique de chaque technologie (valeurs minimales en vert et valeurs maximales en orange) dans une catégorie d'application donnée.....	124
Figure 54 : Schéma de principe du stockage d'air comprimé avec compensation hydraulique...	137
Figure 55 : Différentes types de réservoirs de stockage d'air comprimé	139
Figure 56 : À gauche : Schéma de principe de disposition des pipes de stockage de l'air comprimé sous terrain. À droite : Centrale de CAES avec des pipes souterrains.....	140
Figure 57 : Sphères en matériaux composites pour stocker l'air comprimé dans le cadre du projet d'une centrale solaire associée à CAES sur la Côte d'Azur en France	141
Figure 58 : Description d'un réservoir sous pression de 700 bars	141
Figure 59 : Système de JEDSAC à petite échelle.....	143
Figure 60 : Photo d'un MAC à pistons (à gauche) et schémas de profil et en coupe d'un MAC à palettes ou à aubes (au milieu et à droite).	144
Figure 61 : Schéma de principe de deux types de batteries oléopneumatiques (cycle ouvert BOP-A à gauche et cycle fermé BOP-B à droite)	144
Figure 62 : Schéma de principe d'un système JEDSAC à moyenne échelle	145
Figure 63 : Schéma de principe de la suralimentation par une turbine en série sur l'axe du turbocompresseur.....	147
Figure 64 : Schéma de principe de la suralimentation bi-étagée	148
Figure 65 : Schéma de principe de l'admission en amont du compresseur.....	149
Figure 66 : Schéma de principe de la suralimentation hyperbar	150
Figure 67 : Schéma de principe de la suralimentation avec cycle de Lenoir pressurisé	151
Figure 68 : Variation du travail mécanique d'un moteur diesel suralimenté-non suralimenté....	156

LISTE DES TABLEAUX

Tab. 1 : Données sur les territoires non reliés au réseau principal d'électricité au Canada	12
Tab. 2 : Territoires non reliés au réseau principal d'Hydro-Québec à la fin de l'année 2003	13
Tab. 3 : Classification des SHE par gamme de puissance	25
Tab. 4 : Classification des systèmes éolien-diesel basée sur le taux de pénétration de l'énergie éolienne	26
Tab. 5 : Classification des systèmes hybrides par année et nombre de publications.....	27
Tab. 6 : Classification des systèmes hybrides selon la nature des études jusqu'à l'année 2006..	27
.....	27
Tab. 7 : Coût de revient d'un système PV.....	47
Tab. 8 : Liste des projets d'énergie éolienne dans les communautés éloignées du Canada	51
Tab. 9 : Coût de revient d'un système PV.....	57
Tab. 10 : Liste des petites centrales hydroélectriques dans les communautés éloignées du Canada	60
Tab. 11 : Coût de revient pour une microcentrale hydraulique	63
Tab. 12 : Résumé des possibilités de stockage de chaleur journalier	81
Tab. 13 : Résumé des possibilités de stockage de chaleur saisonnier.....	82
Tab. 14 : Modèle de la matrice globale de décision	134
Tab. 15 : Modèle de la matrice de décision correspondant au critère de l'adaptabilité au système JEDSAC.....	135
Tab. 16 : Coût d'investissement de trois types des réservoirs géologiques de stockage d'air comprimé.....	140
Tab. 17: Modèle de la matrice de décision correspondant au critère de l'efficacité	154
Tab. 18 : Modèle de la matrice globale de décision	154

CHAPITRE I

PROBLÉMATIQUES DES SITES ISOLÉS

1. Introduction

Dans la plupart des régions isolées, le générateur diesel est la source principale d'énergie électrique. Pour ces régions, le prix d'extension du réseau électrique est prohibitif et le prix du combustible augmente radicalement avec l'isolement. La baisse continue des prix des générateurs basés sur l'énergie renouvelable et la fiabilité croissante de ces systèmes ont mené à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable pour la génération d'énergie électrique dans les régions isolées.

Une des propriétés qui limite l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée à la variabilité des ressources. Les fluctuations de la charge selon les périodes annuelles ou journalières ne sont pas forcément corrélées avec les ressources. Pour les régions isolées, la solution à retenir est certainement le couplage entre plusieurs sources, par exemple des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et des génératrices diesel.

Après avoir présenté les problématiques des sites isolés et des génératrices diesel, nous présentons la définition et la mission d'un système hybride d'énergie (SHE) où nous nous intéressons à l'état de l'art, en particulier relatif aux sources d'énergie qui composent ces systèmes habituellement. Nous décrivons ainsi les différentes solutions technologiques permettant d'exploiter les ressources renouvelables en site isolé, ainsi que les moyens de dimensionnement du SHE.

Quelques problèmes de fonctionnement et les stratégies de commande habituelles du SHE seront présentés aussi.

2. Problématiques des sites isolés

Par définition, on appelle les sites éloignés, les régions, communautés, habitations ou autres qui répondent aux conditions suivantes [SIGMA 1985]:

1. La communauté n'est pas ou ne peut pas être reliée au réseau public de distribution d'électricité ou de gaz naturel de longue distance ou au moyen de la génération conventionnelle.
2. Il s'agit d'une agglomération permanente ou établie pour au moins 5 ans qui compte au moins dix habitations.

Au Canada, qui occupe un immense territoire et la population est extrêmement éparse, un peu plus de 300 communautés comptant environ 200,000 personnes au total répondent à ces conditions (Yukon, Nunavut, îles, ...).

La Figure 1, indique la position de ces communautés et montre les réseaux de distribution d'électricité et de gaz. On démontre au moins dix résidences permanentes dans chacune d'elles. Il est à noter que plusieurs autres communautés non reliées aux grands réseaux, telles que des avant-postes, ne sont pas été retenues car elles ne respectent pas ces conditions. Au cours des douze dernières années, le nombre de communautés considérées comme éloignées est passé de 380 à environ 300, principalement à cause de l'extension des grands réseaux de distribution d'énergie. Toutefois, la population totale des communautés éloignées n'a pratiquement pas diminué, ce qui indique que le nombre d'habitants a augmenté dans certaines d'entre elles.

Il faut ajouter à ça les postes des frontières, les nombreuses installations techniques (tours et relais de télécommunications, systèmes météo), touristiques (pourvories, chalets, etc.), agricoles et piscicoles qui ne sont pas connectées aux réseaux provinciaux ou nationaux de distribution et de transport d'électricité [ADE 1981], [JAN 1982], [UNIES 1985], [CHAP 1986], [LOD 1995], [ARC 2001], [PIN 2003]

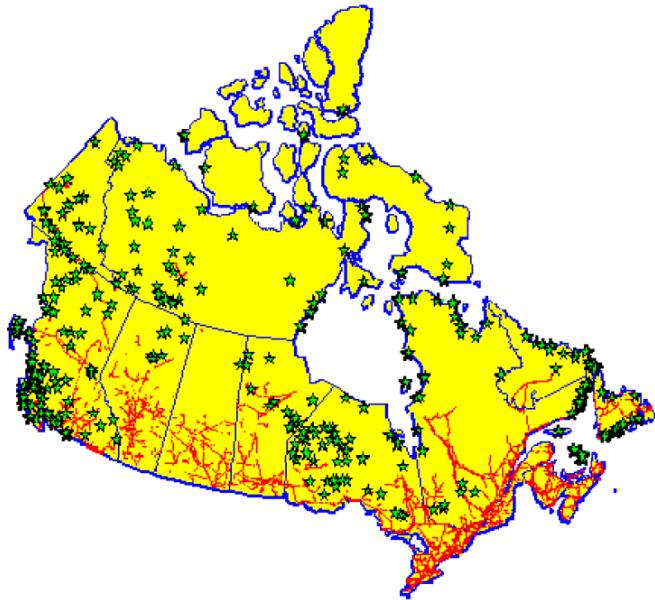


Figure 1 : Carte des communautés éloignées du Canada [Ah-YOU]

Le Tab. 1 indique le nombre de communautés éloignées des différentes régions du Canada ainsi que leur population¹ [SIGMA 1985], [Ah-YOU]. Dans chaque province et territoire, les divisions par région ou par secteur ont été établies par les services publics d'électricité et/ou les services gouvernementaux responsables du logement selon différents critères, comme l'emplacement [SIGMA 1985].

On trouve des descriptions détaillées de la consommation d'énergie des coûts énergétiques, du prix du combustible et d'autres aspects de la vie socio-économique de ces communautés dans d'autres publications [SIGMA 1985], [LENG 1998].

Beaucoup de communautés éloignées se distinguent par une très forte dépendance envers les combustibles provenant de l'extérieur et par le coût élevé de l'énergie. Dans la plupart des endroits, des services publics d'électricité, Affaires indiennes et Nord canadien et des communautés autochtones produisent de l'électricité à l'aide de génératrices autonomes fonctionnant au

¹ Les données démographiques ont été obtenues des bureaux régionaux des services statistiques et des municipalités en 1996 et en 1997 parce qu'il n'existe pas de données à jour sur les populations.

diesel. Cela est dû au fait qu'il est techniquement trop complexe d'étendre le réseau jusqu'à ces secteurs (en zone montagneuse, îles par exemple) à cause du coût cher de lignes de transmission et des pertes liées à la distribution de la puissance centralement développée aux régions éloignées [LIU] ou parce que le coût d'une telle opération n'est pas justifié par rapport à d'autres solutions existantes.

La capacité diesel-électrique installée dans les communautés isolées canadiennes dépasse le 390 MW (Figure 2). Elle est responsable de la consommation de plus de 400 millions litres de diesel chaque année. Au Québec seul, les réseaux autonomes comptaient, à la fin de 2003, plus de 14 000 abonnés répartis sur cinq territoires distincts comprenant 37 communautés non reliées au réseau principal et représentant au total une puissance installée de 144 MW (Tab. 2). Chaque communauté constituant ainsi un réseau autonome. Selon les projections actuelles, les besoins de ces communautés atteindraient 155 MW en 2014 [MRNF 2006]. Pour répondre aux besoins en électricité de ces communautés éloignées, HQ Distribution utilise des génératrices diesel. La production totale de ces groupes électrogènes est d'environ 300 GWh par année.

De plus, la demande en électricité est en hausse dans les réseaux autonomes, ce qui nécessite soit une augmentation des capacités existantes, soit le rajout d'autres sources d'électricité pour fournir de l'énergie supplémentaire. La capacité des réservoirs en carburants fossiles est aussi une contrainte importante, étant donné les coûts élevés qui accompagneraient son expansion.

Les besoins en chaleur sont également pourvus par les produits pétroliers dans les réseaux autonomes. Trouver des alternatives basées sur la biomasse, les thermopompes, la cogénération ou le solaire thermique pourrait offrir des opportunités de réduire le coût annuel des services mais aussi les émissions de GES. Ces alternatives permettraient de poursuivre un chemin plus durable et de remédier à la hausse de demande pour les carburants tout en évitant l'agrandissement des réservoirs existants [RAP 2006].

Tab. 1 : Données sur les territoires non reliés au réseau principal d'électricité au Canada [SIGMA 1985], [Ah-YOU]

Province/Territoire	Région	Nombre communautés	de	Nombre d'habitants	total
Terre-Neuve et Labrador	Labrador	16		5867	
	Île de Terre-Neuve	11		3152	
Québec	Nouveau-Québec	15		8383	
	Haute-Mauricie (centre du Québec)	9		5735	
	Basse-Côte-Nord	15		5811	
	Îles-de-la-Madeleine	8		14232	
Ontario	Localités desservies par le rail	12		6267	
	Communautés autochtones- zone littorale	5		6059	
	Communautés autochtones-intérieur	16		16970	
Prairies	Manitoba	13		11549	
	Saskatchewan	1		60	
	Alberta	6		2306	
Colombie-Britanique	B.C. Hydro	15		13606	
	Autochtones	16		7258	
	Forêts	22		918	
	Mines	5		395	
	Divers	21		4383	
Yukon	Hydroélectricités	13		28440	
	Grandes centrales diesel	3		3981	
	Petites centrales diesel	6		618	
	Old crow	1		287	
Territoires du Nord-Ouest	Baffin	14		11139	
	Keewatin	7		5832	
	Kitikmeot	7		4320	
	Mackenzie et Centre-Nord	35		35520	
Total au Canada		302		203088	

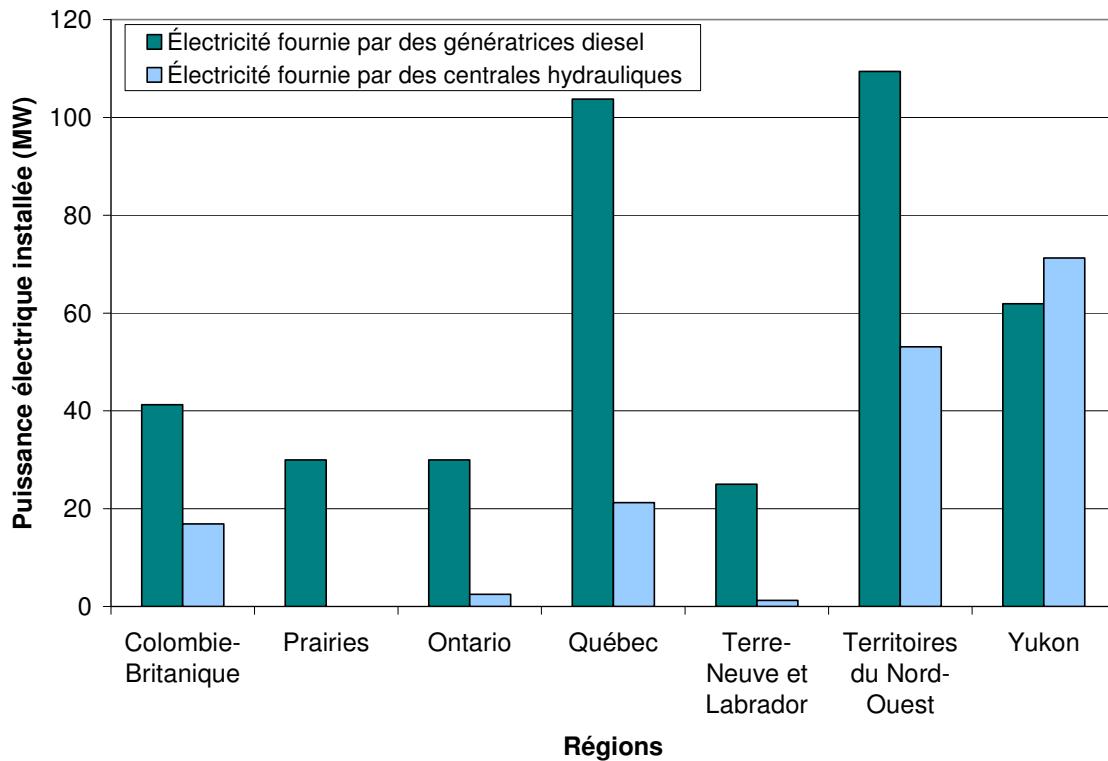


Figure 2 : Puissance électrique installée dans les communautés éloignées du Canada par régions [Ah-YOU]

Tab. 2 : Territoires non reliés au réseau principal d'Hydro-Québec à la fin de l'année 2003 [MRNF 2006]

Territoire	Nombre d'abonnés	Puissance installée (MW)
Îles-de-la-Madeleine	6832	68
Nunavik	4097	27
Basse-Côte-Nord	2503	38
Haute-Mauricie	776	8
Île d'Anticosti	187	3
Total	14395	144

Les conditions économiques et environnementales de fonctionnement des génératrices diesel approvisionnant les réseaux autonomes ne sont pas optimales et devraient être améliorées. Environnemental, d'abord, car les génératrices, vieilles et rouillées, polluent l'air et le sol. Économique, ensuite, car

le diesel est importé de loin et ne crée à peu près aucun emploi dans les communautés. En outre, l'électricité provenant des génératrices est très onéreuse dans le Nord, coûtant jusqu'à 1,50\$ le kWh (comparativement à 0,06\$ à Montréal).

De plus, les prix élevés, un désir de garder des dépenses énergétiques et l'emploi à l'intérieur de ces communautés éloignées, la volonté de travailler vers la durabilité et l'indépendance tout en réduisant des impacts sur l'environnement sont toutes les motivations pour minimiser l'utilisation du diesel dans les communautés isolées canadiennes [NWT 2003].

CHAPITRE II

GROUPES ÉLECTROGÈNES DIESEL

1. État de l'art

Les besoins en électricité des communautés vivant dans les régions éloignées sont actuellement assurés par des moteurs fonctionnant au diesel et couplés directement à des générateurs synchrones à rotor bobiné. Les groupes électrogènes, actuellement en service dans les réseaux autonomes, permettent de rencontrer les deux contraintes fondamentales d'exploitation d'un réseau d'énergie électrique :

1. le niveau de tension, doit en tout point du réseau, demeurer près de sa valeur nominale,
2. la fréquence de l'onde de tension doit être stable et près de sa valeur nominale.

Un régulateur de tension triphasé agit sur l'excitation des alternateurs synchrones pour s'opposer aux variations de tension. De même, la fréquence du courant alternatif à la sortie est maintenue par un gouverneur de vitesse sur le moteur diesel [ROGEZ 2004]. Le gouverneur fonctionne en ajustant la quantité de carburant injectée dans les moteurs diesel, pour s'opposer aux variations de la vitesse du moteur et la vitesse du générateur afin de les garder constantes. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré (Figure 3).

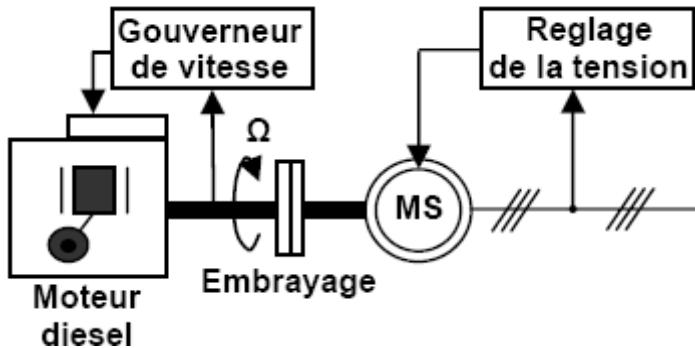


Figure 3 : Configuration du générateur diesel [VECHI 2005]

Les réseaux de courant alternatif avec diesel, tout comme ceux interconnectés fournissent pour leurs charges, deux formes d'énergie : active et réactive. Dans les processus industriels et domestiques utilisant l'énergie électrique, seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production, en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre, l'énergie réactive, sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...). En fait, elle n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes dans le système. La puissance réactive dans un système de CA avec GD est produite par le générateur synchrone. Cela est fait conjointement avec le réglage de tension, en ajustant le courant d'excitation du générateur synchrone [VECHI 2005]. Par conséquent, dans un système d'énergie à CA avec plusieurs GD, on doit avoir au moins un GD connecté au réseau, pour fixer la fréquence du réseau et fournir la puissance réactive. Il est possible de modifier le système pour que le GD ne soit pas toujours sollicité, mais dans ce cas d'autres composants doivent être ajoutés [VECHI 2005].

Quand plusieurs générateurs diesels fournissent de l'énergie au réseau, ceux-ci sont connectés généralement à un bus à CA. Dans ce cas, un système de commande doit être utilisé pour une distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels. Ce système de commande peut prendre une variété de formes, le plus répandu étant le système de commande numérique. Une

approche est d'utiliser un seul générateur pour fixer la fréquence (générateur maître) du réseau et laisser les autres à tourner à vitesse fixe (générateurs esclaves), donc fonctionner à un débit de carburant constant. Dans les systèmes traditionnels, le débit de carburant est fixé manuellement par un opérateur. Avec les commandes modernes, le débit peut être ajusté pour optimiser l'usage du carburant [VECHI 2005].

2. Problématiques liés au Groupe électrogène diesel

Le principal inconvénient de cette méthode d'alimentation en électricité se situe au niveau de son coût d'exploitation qui est relativement élevé. En effet, Les groupes électrogènes diesel, tout en étant relativement peu chers, sont généralement chers à exploiter et maintenir, particulièrement au niveau de la charge partielle [HUN 1994]. Il est reconnu que l'utilisation de groupes électrogènes diesel sous faibles facteurs d'utilisation (faible charge) leur est très néfaste au niveau de l'usure et, tel que montré à la Figure 4, entraîne des consommations élevées de carburant [FOR 2004]. Ceci est principalement dû à un manque de viscosité de l'huile de lubrification à cause d'un manque de thermique dégagée par la combustion du moteur. Ce manque de viscosité dégrade la qualité de la lubrification des paliers arbre à came et vilebrequin du moteur. La conséquence de cette usure se porte directement sur la consommation de carburant qui se dégrade lors du fonctionnement chargé du moteur. La préconisation à ce niveau est donc de maintenir le facteur d'utilisation des groupes électrogènes supérieure à 30%.

De plus, le coût d'exploitation du diesel augmente davantage en raison du prix élevé du carburant diesel nécessaire à la production de l'énergie électrique dans les sites isolés et plus particulièrement dans le Grand Nord du Canada et Québec. Ainsi, puisque le prix du combustible diesel est très dépendant du mode transport employé, ce sont les difficultés de transport et les particularités de livraison qui font varier ce coût [FOR 2004]. Par exemple, les coûts de production d'électricité sont généralement supérieurs dans les localités accessibles

seulement par la voie des airs que dans celles où l'on peut se rendre par bateau² ou par voie terrestre. Ceci résulte du fait que le prix du transport du carburant pour ces sites (accessibles seulement en hélicoptère) augmente d'une façon qu'il serait difficile de récupérer les coûts de l'investissement, même à long terme, surtout si on tient compte de l'augmentation du prix du carburant et des éventuelles crédits pour la réduction des gaz à effet de serre (GES). Par ailleurs, il est difficile de prévoir les fluctuations de ce prix au cours des ans, ce qui ajoute un élément d'incertitude au coût d'exploitation.

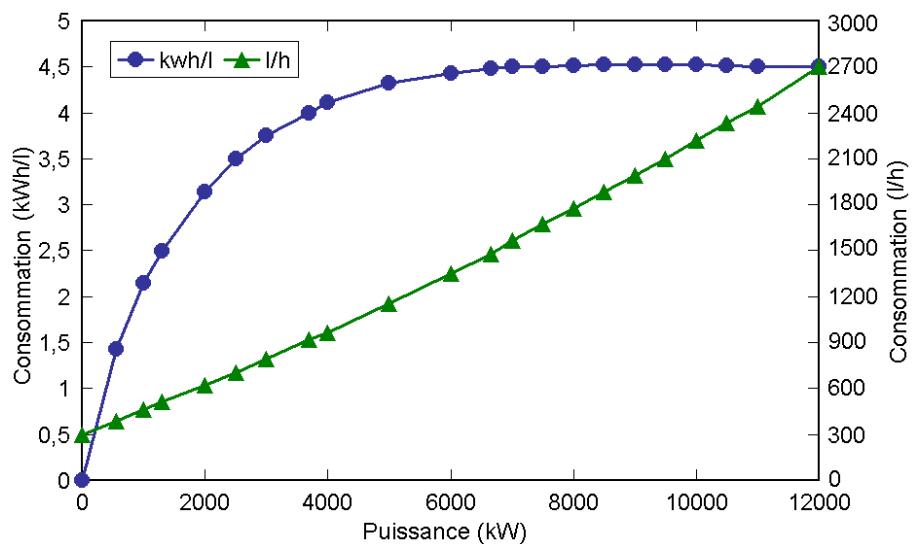


Figure 4 : Consommations des groupes diesel ZA40S à Cap-aux-Meules [ROUS 2003]

Au Québec, les coûts moyens de production de l'électricité à partir du diesel atteignaient en 2004 plus de 50 ¢/kWh dans les réseaux autonomes, alors que le prix moyen de vente de l'électricité s'établit, comme dans l'ensemble du Québec, à environ 6 ¢/kWh. Ces coûts sont d'autant plus importants pour l'ensemble de la collectivité québécoise que la consommation totale des réseaux autonomes est loin d'être négligeable. En 2004, l'ensemble des réseaux autonomes représentait 144 MW de puissance installée, et la consommation des abonnés s'est établie à 0,3 TWh. Hydro-Québec estime ainsi à environ 133 millions de dollars les pertes

² Ceci ne peut être fait que l'été

subies chaque année et qui reflètent l'écart entre les coûts élevés de production d'électricité à partir du carburant diesel dans ces régions et le prix uniforme de l'électricité [MRNF 2006]. Ceci fait en sorte que le seuil de rentabilité pour des énergies nouvelles y est beaucoup plus élevé qu'au sud du Québec.

Au fait que l'exploitation des génératrices au diesel dans les réseaux autonomes est inefficace et très dispendieuse, nous pouvons ajouter qu'elle a, par ailleurs, des impacts significatifs sur le plan environnemental en contaminant l'air local et contribuant grandement à l'effet de serre. En effet, l'utilisation du carburant diesel entraîne l'émission d'importantes quantités de gaz à effet de serre. Au total, on estime 140 000 tonnes les émissions de gaz à effet de serre (GES) résultant de l'utilisation de génératrices pour les abonnés des réseaux autonomes Canadiens et Québécois. Cette quantité d'émissions équivaut aux gaz à effet de serre émis par 35 000 automobiles durant une année [MRNF 2006].

La substitution du diesel par des ressources renouvelables était déjà un objectif important chez les exploitants des réseaux autonomes même avant la hausse récente des prix des carburants fossiles. Dans la conjoncture actuelle, cet intérêt est devenu pressant.

En principe, le coût élevé des carburants fossiles dans les réseaux autonomes devrait ouvrir la porte à des alternatives basées sur les énergies renouvelables qui sont encore trop chères dans les régions ayant accès au réseau principal. Dans la suite, nous explorons le potentiel de ces alternatives et les configurations hybrides possibles pour réduire les besoins en carburants fossiles tout en maintenant la stabilité et la fiabilité du réseau électrique et en entraînant des avantages sur le plan environnemental et économique.

La comparaison technique et économique des technologies disponibles et des configurations hybrides possibles constituera un outil d'identification des technologies les plus prometteuses pour gérer les problèmes qui se posent aux réseaux autonomes présentement et à l'avenir.

CHAPITRE III

SYSTÈMES HYBRIDES D'ÉNERGIE (SHE)

1. Définition et mission

Un système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale se distingue de deux façons :

1. il combine et exploite plusieurs sources et technologies de production disponibles et facilement mobilisables [Bel 2002], [IREF].
2. sa complexité spécifique au niveau de la gestion des apports est à bien des égards identique à celle d'un réseau électrique traditionnel [IREF].

Actuellement, les systèmes hybrides d'énergie (SHE) associent au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesels, et au moins une source d'énergie renouvelable [VAU 2002], [MCG 1999], [IAN 2004]. Les sources d'énergie renouvelable, comme l'éolienne et le photovoltaïque, ne délivrent pas une puissance constante. Leur association avec des sources classiques permet d'obtenir une production électrique continue. Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans des régions isolées.

Un système hybride doit notamment:

- 1) assurer, en tout temps, l'énergie suffisante demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie

renouvelable, tout en maintenant une qualité déterminée d'énergie fournie [VAU 2002], [IREF],

- 2) obéir à des règles d'exploitation temps réel basées sur une priorisation économique des ressources énergétiques disponibles,
- 3) compter sur une gestion automatisée des composants du système afin de garantir la stabilité du système en tout temps, y inclus dans les transitions entre les différents modes d'opération du système. (ex : dans un système éolien-diesel, trois modes d'alimentation du réseau local existent selon la qualité du vent: éolien seul, diesel seul et éolien-diesel).

De plus, l'économie de carburant et la baisse de prix obtenues par la génération hybride doivent au moins couvrir l'investissement fait pour les générateurs d'énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

Du point de vue technologique, la fiabilité n'est pas seulement une question de respect des normes pour l'alimentation en électricité, mais aussi de maintenance, compte tenu des conditions particulières des régions isolées. Les systèmes isolés sont souvent caractérisés par une infrastructure (communication, services, etc.) pauvre, un accès difficile et un manque de personnel qualifié [VECHI 2005].

Les performances d'un SHE, le rendement et la durée de vie, sont influencées en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc., et d'autre par, par le choix de la stratégie de fonctionnement. Quelques paramètres permettant d'évaluer ses performances sont : l'économie de carburant, le coût du kW, le nombre et la durée des pannes, le nombre d'arrêts pour l'entretien, etc.

La durée de vie des composants d'un SHE peut être beaucoup plus courte que la durée de vie normale des composants individuels (fonctionnement en connexion aux réseaux interconnectés) [VAU 2002]. Les points les plus critiques sont en général la dégradation des batteries, l'endommagement des démarreurs

diesel et du système mécanique de freinage des éoliennes et la carbonisation excessive des cylindres du moteur diesel.

2. Importance de l'hybridation

La combinaison de plusieurs sources d'énergies surtout les renouvelables permet d'optimiser au maximum les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique. Les solutions technologiques nouvelles proposées par les générateurs hybrides, même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono source, présentent par contre un intérêt évident considérable par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

De plus, l'hybridation permet de :

- ☞ lisser la puissance délivrée par la source d'énergie. Par exemple, l'absorption des pics aléatoires de puissances positives ou négatives générés par la charge (phases d'accélération ou de freinage de véhicules électriques...). Autrement dit, il s'agit ici d'être capable, d'une manière générale, de délivrer ponctuellement des puissances supérieures à la puissance moyenne du générateur électrique ou de récupérer de l'énergie pour recharger la source de puissance.
- ☞ palier pendant une durée limitée une indisponibilité partielle ou totale de la source d'énergie. Par exemple, pendant le démarrage d'une pile à combustible, ou lorsque le soleil est masqué par des nuages devant le générateur photovoltaïque ou en l'absence de vent.

Cependant, ces solutions exigent un dimensionnement laborieux préalable basé sur une connaissance approfondie du gisement en énergies renouvelables du site d'implantation à l'amont, une gestion rigoureuse de l'énergie électrique produite à l'aval et un savoir-faire que seule l'expérience dans l'ingénierie des systèmes énergétiques pourra assurer. Cette gestion rigoureuse de l'énergie s'appuie sur l'intelligence des dispositifs de régulation et de contrôle rendu possible grâce à des logiciels très puissants.

3. État de l'art

En plus d'un ou plusieurs générateurs diesels (GD) et d'au moins une source d'énergie renouvelable, un SHE peut aussi incorporer un système de distribution à courant alternatif (CA), un système de distribution à courant continu (CC), un système de stockage, des convertisseurs, des charges, des charges de délestage et une option de gestion des charges ou un système de supervision. Toutes ces composantes peuvent être connectées en différentes architectures. Celles-ci sont résumées dans la Figure 5. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [MCG 1999] : un bus à CC pour les sources, les charges à CC et les batteries et un bus à CA pour les générateurs à CA et le système de distribution.

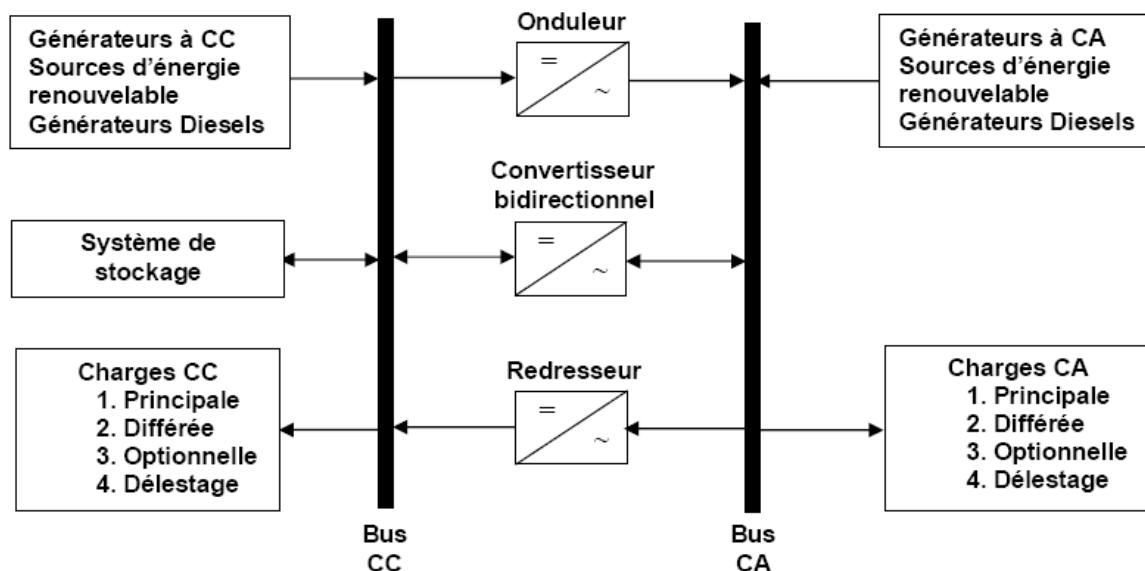


Figure 5 : Architecture des systèmes hybrides d'énergie (SHE) [VECHI 2005]

Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CA ou à CC en fonction de la dimension et la configuration du système. L'interconnexion entre les deux bus peut être réalisée par l'intermédiaire de l'électronique de puissance : onduleurs/redresseurs ou convertisseurs bidirectionnels. À part la charge principale, un système hybride peut contenir aussi des charges auxiliaires

(charge différée, charge optionnelle, charge de délestage) pour réaliser l'équilibre énergétique [VECHI 2005]. Si la charge principale est alimentée sans interruption, les charges auxiliaires sont alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement quand il existe un surplus d'énergie. Ainsi, dans un SHE avec des batteries de stockage et charges auxiliaires, s'il existe un excès d'énergie (venant des sources d'énergie renouvelable et des diesels), celui-ci passera d'abord dans les batteries et ensuite, il sera utilisé pour alimenter les autres charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un tel système, les batteries de stockage jouent un double rôle : charge et source.

La puissance délivrée par les SHE peut varier de quelques watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes utilisés dans l'électrification de petites îles [IAN 2004]. Ainsi, pour les systèmes hybrides ayant une puissance en-dessous de 100 kW, la connexion mixte, bus à CA et bus à CC, avec des batteries de stockage, est très répandue [RUIN 2000], [LUND 2001]. Le système de stockage utilise un nombre élevé de batteries pour être capable de couvrir la charge moyenne pendant plusieurs jours. Ce type de SHE utilise des petites sources d'énergie renouvelable connectées au bus à CC. Quand il existe une production en CA, elle vient, en principe, des générateurs diesels. Une autre possibilité est de convertir la puissance continue en puissance alternative à l'aide des onduleurs. Les systèmes hybrides utilisés pour des applications de très faible puissance (en-dessous de 5 kW) alimentent généralement des charges à CC [KOU 2001].

Les systèmes plus grands, ayant une puissance supérieure à 100 kW, sont centrés sur le bus à CA, avec des sources d'énergie renouvelable conçues pour être connectées aux grands réseaux interconnectés [JEN 2000]. Si ces systèmes contiennent des sous-systèmes de stockage, ce qui est rare, c'est pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable.

Le champ d'application des SHE est très large et par conséquent, il est difficile de classer ces systèmes. On peut néanmoins essayer de réaliser un classement

par gamme de puissance (Tab. 3). Les seuils de puissance donnés ne sont que des ordres de grandeurs.

Tab. 3 : Classification des SHE par gamme de puissance [VECHI 2005]

Puissance du SHE (kW)	Application
Faible : < 5 kW	Systèmes autonomes : stations de télécommunications, de pompage de l'eau, poste de frontière, autres applications isolées
Moyenne : 10 - 250 kW	Micro-réseaux isolés, alimentation d'un village isolé, d'un hameau, des zones rurales, ...
Grande : > 500 kW	Grands réseaux isolés (ex. : réseaux insulaires)

Les grands SHE en site isolé peuvent être classifiés en fonction du degré de pénétration de l'énergie renouvelable [IAN 2004]. Les expressions qui permettent à calculer l'indice de pénétration sont :

$$I_{ins} = \frac{P_{rw}}{P_{ch}} \quad (1)$$

$$I_{moy} = \frac{W_{rw}}{W_{ch}} \quad (2)$$

I_{ins} est la pénétration instantanée. Elle représente la proportion de la puissance produite par les sources d'énergie renouvelable par rapport à la puissance de la charge. P_{rw} représente la puissance renouvelable et P_{ch} , la puissance électrique de la charge (la charge principale, s'il y a plusieurs types de charges).

I_{moy} est la pénétration moyenne (mesurée pendant des jours, des mois ou même des années).

W_{rw} représente l'énergie renouvelable et W_{ch} représente l'énergie consommée par la charge principale.

Une classification des grands systèmes éolien-diesel sur trois niveaux a été proposée en [IAN 2004]. Cette classification sépare les systèmes en fonction du taux de pénétration de l'énergie éolienne et donne leurs caractéristiques de fonctionnement (Tab. 4).

Tab. 4 : Classification des systèmes éolien-diesel basée sur le taux de pénétration de l'énergie éolienne [IAN 2004]

Niveau de pénétration	Caractéristiques de fonctionnement	Pénétration	
		Pic instantané	Moyenne annuelle
Faible	<ul style="list-style-type: none"> ▪ GD fonctionne sans arrêt ▪ La production renouvelable réduit la charge du diesel ▪ Toute l'énergie renouvelable alimente la charge principale 	< 50%	< 20%
Moyen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Il n'y a pas de système de supervision ▪ GD fonctionne sans arrêt ▪ Commande relativement simple ▪ Pour des niveaux élevés d'énergie renouvelable, des charges secondaires sont réparties pour assurer une charge suffisante pour le diesel ou la production renouvelable est réduite 	50% - 100%	20% - 50%
Élevé	<ul style="list-style-type: none"> ▪ GD peut être arrêté en fonction de la production renouvelable ▪ Systèmes auxiliaires pour contrôler la tension et la fréquence ▪ Commande complexe 	100% - 400%	20% - 150%

4. Principaux composants des SHE

4.1. Composants principaux

L'univers des systèmes hybrides regroupe une variété de technologies agencées dans une grande diversité d'architectures. Les éoliennes, les panneaux photovoltaïques (PV) et les générateurs diesels sont souvent utilisés dans les systèmes SHE. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie comme l'énergie hydraulique, marémotrice, géothermique ou l'énergie contenue dans l'hydrogène (piles à combustibles). Les convertisseurs, les charges, les charges de délestage et une forme de gestion de l'énergie peuvent également faire partie d'un SHE. Les batteries sont habituellement utilisées pour le stockage d'énergie, mais il existe d'autres options telles que le stockage inertiel (volant d'inertie), le stockage sous forme d'air comprimé et le stockage d'hydrogène.

Mathématiquement parlant, on peut combiner des technologies et créer des hybrides d'une multitude de façons telles que : éolien-hydraulique, éolien-diesel, éolien-diesel-stockage, éolien-photovoltaïque-diesel, éolien-photovoltaïque-stockage-diesel, éolien-stockage, photovoltaïque-stockage, photovoltaïque-diesel, photovoltaïque-stockage-diesel, etc. Économiquement parlant, certains systèmes hybrides présentent plus d'intérêts que d'autres en fonction de la nature d'application (réseaux autonomes, applications spécialisées, etc.) [IREF].

Tab. 5 : Classification des systèmes hybrides par année et nombre de publications [DESH et al. 2006]

Publications	Année de publications			Nombre de publications
	Jusqu'à 1995	Au delà de 1995	Total	
Systèmes hybrides PV	1	12	13	
Systèmes hybrides éoliens	2	10	12	
Systèmes hybrides PV- éolien	6	24	30	
Total	9	46	55	

Tab. 6 : Classification des systèmes hybrides selon la nature des études jusqu'à l'année 2006 [DESH et al. 2006]

Publications	Année de publications				Nombre de publications
	Conception/études économique	Contrôle	Utilité interactive	Total	
Solaire (PV) et systèmes hybrides PV	12	1	1	14	
Éolien et systèmes hybrides éoliens	19	2	2	23	
Systèmes hybrides PV- éolien	30	1	1	32	
Total	61	4	4	69	

La classification de la littérature éditée concernant les systèmes hybrides de production d'énergie (SHPE) est présentée dans les Tab. 5 et Tab. 6. La revue de littérature indique que pendant les dernières décennies, les applications de SHPE se développent rapidement et la technologie de SHPE a prouvé sa compétitivité pour des différentes applications [DESH et al. 2006]. Le Tab. 6 représente des études qui ont rendu compte de divers aspects de SHPE comme la conception/études économiques, le contrôle, et l'utilité interactive. Nous

remarquons qu'approximativement 90% d'études rapportées sont sur la conception/aspects de SHPE. Cependant, peu d'études ont traité le contrôle de SHPE [DESH et al. 2006].

Dans le chapitre IV nous allons présenter les alternatives renouvelables qui pourraient servir à la production d'électricité dans les sites isolés ainsi que les techniques de stockage d'énergie réalisables dans ces sites. Nous parlerons, aussi, brièvement de systèmes hybrides éolien-hydraulique, éolien-photovoltaïque et éolien-photovoltaïque-diesel-stockage. Par contre, les systèmes hybrides éolien-diesel et éolien-diesel-stockage seront traités en détails avec leurs problématiques.

4.2. Composants auxiliaires

4.2.1. Système de supervision

La plupart des systèmes hybrides comportent une certaine forme de commande. Les chargeurs des batteries, par exemple, incluent souvent un système de commande pour empêcher la surcharge des batteries ou que leur état de charge baisse trop. Les réseaux multi-diesel peuvent utiliser des méthodes relativement sophistiquées pour gérer les générateurs diesels et régler le flux de puissance.

Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Quelques exemples de commandes intégrées sont le gouverneur de vitesse sur le moteur diesel, le régulateur de tension sur le générateur synchrone du diesel ou la commande de l'éolienne.

Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants (Figure 6). Ce système de surveillance est d'habitude automatique. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesel, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges.

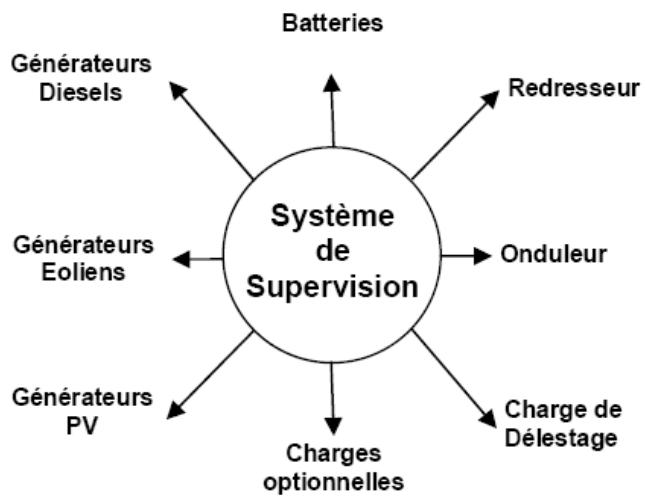


Figure 6 : Système de supervision [VECHI 2005]

4.2.2. Convertisseurs

Dans un SHE, des convertisseurs sont utilisés pour charger des batteries de stockage et pour transformer le CC en CA et vice-versa. Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SHE : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs.

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SHE, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement. Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil [VECHI 2005].

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

4.2.3. Charges

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistifs incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau, etc. les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système [VECHI 2005].

5. Architectures des systèmes hybrides d'énergie (SHE)

Les générateurs électriques d'un SHE peuvent être connectés en différentes configurations. Deux configurations s'imposent parmi les systèmes d'énergie hybrides constitués par des sources d'énergie renouvelable, des systèmes de stockage et des générateurs diesels : architectures à bus CC et architecture mixte à bus CC-CA [WIC 1997].

5.1. Architecture à bus à CC

Dans le système hybride présenté dans la Figure 7, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Le ou les générateur(s) diesel(s) sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges à CA. Les générateurs diesels ne peuvent donc pas alimenter les charges à CA directement. L'onduleur doit alimenter les charges à CA à partir du bus à CC et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence [ASH 1999]. Les batteries et l'onduleur sont

dimensionnés pour alimenter des pics de charge, alors que le générateur diesel est dimensionné pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La puissance délivrée peut être contrôlée par la commande du courant d'excitation de la partie électrique du générateur diesel ou en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergie renouvelable. Les avantages et les désavantages d'un tel système sont présentés ci-après.

Avantages :

- La connexion de toutes les sources à un bus à CC simplifie le système de commande,
- Le générateur diesel peut être dimensionné de façon optimale, c'est-à-dire de sorte à fonctionner à puissance nominale pendant les processus de chargement des batteries jusqu'à un état de charge de 75-85%.

Désavantages :

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à cause des batteries et des pertes dans les convertisseurs,
- Les générateurs diesels ne peuvent pas alimenter directement la charge, l'onduleur doit donc être dimensionné pour assurer le pic de charge.

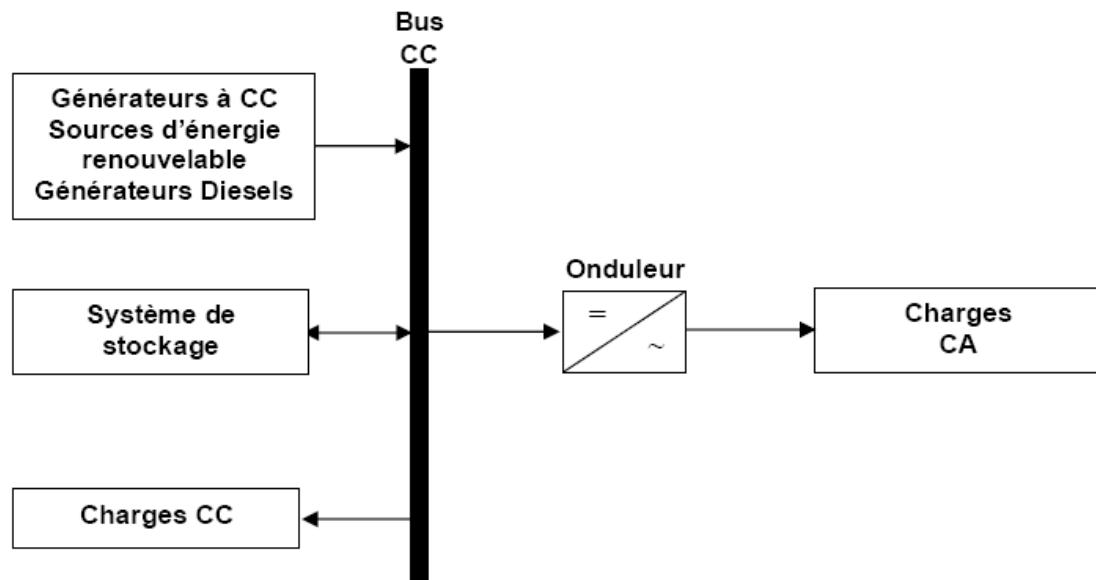


Figure 7 : Configuration du SHE à bus à CC [VECHI 2005]

5.2. Architecture mixte à bus à CC/CA

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est présentée dans la Figure 8. Celle-ci a des performances supérieures par rapport à la configuration antérieure. Dans cette configuration, les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels peuvent alimenter une partie de la charge à CA directement, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur. Le ou les générateurs(s) diesel(s) et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacés par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [WIC 1997], [ASH 1999]. Quand il y a un surplus d'énergie de la part du générateur diesel, il peut aussi charger les batteries (fonctionner en redresseur). L'onduleur bidirectionnel peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé.

Les avantages et les désavantages d'un tel système sont présentés ci-après.

Avantages :

- ☞ Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge.
- ☞ La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système d'alimenter les pics de charge.

Désavantages :

- ☞ La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle (l'onduleur doit être capable de fonctionner en autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en sortie avec les tensions en sortie du GD).

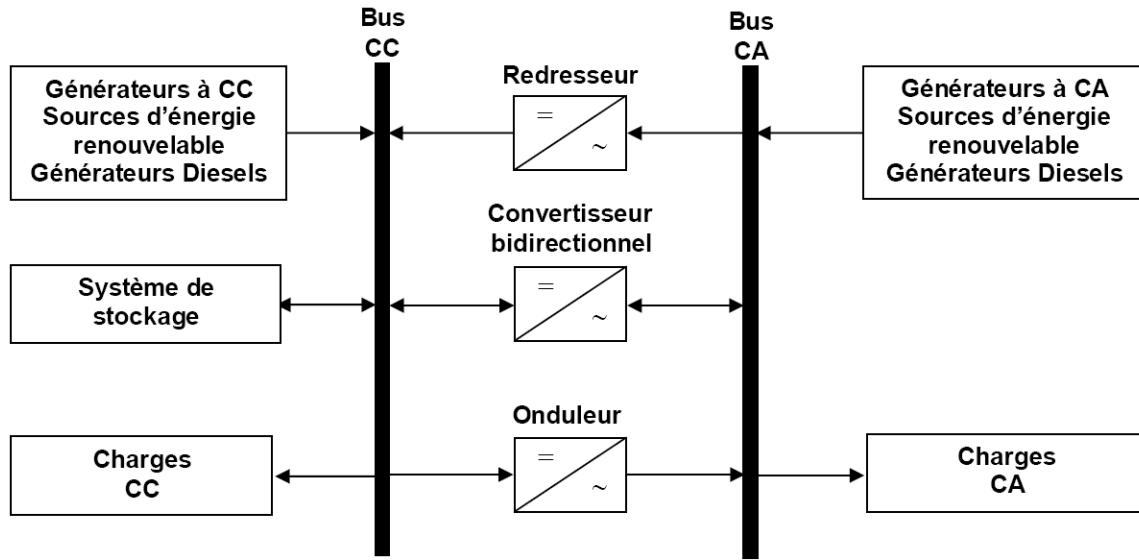


Figure 8 : Configuration du SHE à deux bus à CC et à CA [VECHI 2005]

6. Dimensionnement des systèmes hybrides d'énergie (SHE)

La conception des SHE exige la sélection et le dimensionnement de la combinaison la plus appropriée des sources d'énergie, des convertisseurs et du système de stockage, ainsi que l'implémentation d'une stratégie de fonctionnement efficace [ELHA 2000], [MUS 1999]. De plus, pour obtenir un taux de pénétration important des sources d'énergie renouvelable, sans la dégradation de la qualité de l'énergie fournie, une étude de dimensionnement du système hybride s'impose [KELL 1996].

Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SHE. Les principaux facteurs du dimensionnement sont :

- Les conditions environnementales du site (vitesse du vent, éclairement énergétique, température, humidité);
- Le profil de charge;
- Les préférences et les demandes du client;
- Les ressources financières;

- ❖ La disponibilité de la technologie et le support technique.

Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement et de simulation des SHE [HAN 2000], [TUR 2001] : HOMER, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, INSEL, etc. Tous ces logiciels ont pour but d'optimiser les systèmes hybrides, mais les stratégies d'optimisation sont différentes. Une brève description de chaque outil est donnée ci-après :

- 1). *HOMER* : c'est un outil développé par « National Renewable Energy Laboratory » (NREL), capable de dimensionner et d'optimiser un système hybride contenant différents composants : éolienne, PV, micro-hydrocentrale, diesel, réseau, pile à combustible et batteries. HOMER exécute des simulations pour toutes les configurations possibles du système dans le but de vérifier si elles sont réalisables. HOMER estime ensuite le coût d'installation et de fonctionnement du système et propose une liste des configurations, classées par rapport au coût de leurs cycles de vie.
- 2). *SOMES* : c'est un outil de simulation et d'optimisation des systèmes d'énergies renouvelables. SOMES est développé par la « Utrecht University », au Pays-Bas. Les composants disponibles sont : PV, éolienne, générateur diesel, réseau électrique, batteries de stockage et plusieurs types de convertisseurs. La simulation est réalisée sur une base de temps horaire. Le système optimal est trouvé en comparant les coûts de plusieurs systèmes, dans les limites définies par l'utilisateur.
- 3). *RAPSIM* : ce logiciel a été développé par le « Murdoch University Energy Research Institute » d'Australie. Il est conçu pour simuler des systèmes d'énergie alternatives tels que des générateurs PV, des éoliennes et des générateurs diesels. Un dimensionnement optimal est réalisé par tâtonnement. Les utilisateurs changent les paramètres du système (nombre de batteries, d'éoliennes, puissance des générateurs diesel) et jugent le résultat pour choisir la meilleure solution répondant à leurs besoins.

- 4). *SOLSIM* : il est développé au « Fachhochschule Konstanz » en Allemagne. C'est un outil de simulation qui permet aux utilisateurs de concevoir, analyser et optimiser des systèmes connectés ou pas à un réseau et des SHE. Les sources d'énergie disponibles sont : des panneaux PV, des éoliennes, des installations de biogaz ou de biomasse, des batteries et des générateurs diesels. SOLSIM est un progiciel qui comporte des outils différents : un programme de simulation général appelé SOLSIM, une unité d'optimisation de l'angle d'inclinaison des panneaux PV appelée SolOpti, une unité de calcul des coûts du cycle de vie appelée SolCal et l'unité simulant des générateurs éoliens appelée SolWind.
- 5). *INSEL* : il est développé par la « University of Oldenburg » d'Allemagne. Il réalise la simulation des systèmes d'énergie renouvelable. C'est un logiciel de simulation basé sur des diagrammes blocs où chaque bloc représente un composant d'une puissance prédéterminée. Les utilisateurs doivent sélectionner des blocs à partir d'une bibliothèque et les interconnecter pour définir les systèmes d'énergie à étudier.

7. Commande des SHE

Le problème principal dans la commande de SHE est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables.

Deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la commande du SHE :

- La stratégie de fonctionnement, qui implique des décisions liées aux flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système.

- ☞ La qualité de l'énergie, à l'échelle des secondes ou millisecondes. Cela concerne la stabilité de la fréquence et de la tension, les protections, etc.

7.1. Stratégie de fonctionnement

La stratégie de fonctionnement est un algorithme qui permet au système de supervision d'un SHE de décider combien et quels générateurs il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible [ASH 1999], [BAR 1996].

Le fonctionnement d'un SHE dépend des paramètres suivants :

- ☞ Le profil de charge : les variations diurnes, les variations saisonnières, les pics et les creux, etc.
- ☞ Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, l'écart-type, la fréquence des événements, les valeurs extrêmes, les variations diurnes et saisonnières, etc.
- ☞ Les caractéristiques des générateurs classiques : le type de carburant, les limites de fonctionnement, etc.
- ☞ La configuration du système : le nombre et les types de composants (les sources d'énergie renouvelable, les sources classiques, les charges contrôlables, les types de stockage, les convertisseurs de puissance, etc.).
- ☞ Les normes de qualité de l'énergie : les exigences en ce qui concerne les variations de la fréquence et de la tension.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces dans des applications particulières, en fonction des objectifs du système et les caractéristiques présentées ci-dessus. Une brève description de quelques stratégies de fonctionnement est donnée ci-après :

7.1.1. Gestion du stockage

Deux types de stockage [PIPA 2004] sont utilisés dans les SHE : le stockage à court terme et le stockage à long terme.

La stratégie de stockage à court terme, « Peak Shaving Strategy », permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge. Cette stratégie réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesels, donc la consommation de carburant.

Le stockage à long terme, « Cycle Charge Strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue. Cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage/arrêt des Gd et donc, la consommation de carburant. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le GD redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite.

7.1.2. Gestion des charges

La stratégie de gestion des charges peut aussi être à court terme et à long terme [PER 2000]. Les deux types de stratégie utilisent les charges pour faire varier la demande d'énergie. Ainsi, les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité (Figure 9). Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différenciées de faible priorité en fonctionnement normal. Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées durant l'excédent d'énergie qui autrement serait dissipé.

La stratégie de contrôle à court terme connecte et déconnecte les charges du système en fonction du dépassement de certains seuils fixes pour la fréquence du bu à CA. Les charges sont connectées de manière progressive, selon les variations de la fréquence. La charge de délestage (dump load) est une charge spéciale dont la puissance peut être modifiée en fonction de la déviation de

fréquence. Elle peut aider à régler la fréquence du réseau dans des conditions de surplus d'énergie.

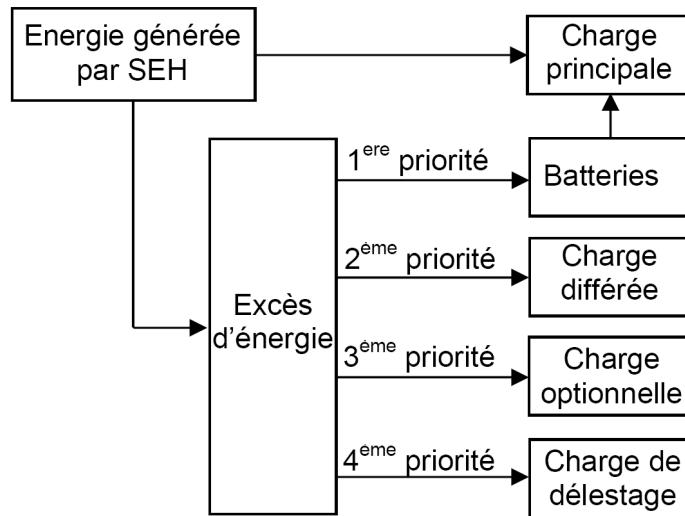


Figure 9 : Diagramme des priorités des charges [VECHI 2005]

La gestion à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau de l'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et doit démarrer. La stratégie de gestion des charges peut aussi être utilisée pour réduire les pertes énergétiques du GD.

7.1.3. Réserve tournante

La réserve tournante est définie en [MAN 1998] comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs d'énergie renouvelable et par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante détermine la capacité instantanée de réserve minimale du GD en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution

de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une réduction soudaine de la production d'énergie renouvelable.

7.1.4. Temps de fonctionnement minimal

Cette stratégie consiste à maintenir le GD en fonctionnement pour une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou de la variabilité de l'énergie renouvelable [PIPA 2004]. Celle-ci est utilisée pour réduire le nombre de démarrages/arrêts quand la puissance nette (la différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance renouvelable) varie beaucoup. La minimisation du nombre de démarrages/arrêts du GD peut permettre d'éviter l'usure des moteurs diesels et leurs démarreurs et en même temps réduire la consommation de carburant.

7.1.5. Hystérésis

Cette stratégie est souvent utilisée pour commander la déconnexion du générateur diesel [PER 2000]. Le GD est arrêté seulement si la puissance renouvelable est supérieure à la demande de la charge. Ce surplus minimal d'énergie (ou hystérésis) peut être mesuré à partir de la variation de fréquence du réseau quand cette fréquence est fixée par le GD utilisant un régulateur type proportionnel (P) et à partir de son niveau de charge quand il utilise un régulateur type proportionnel-intégral (PI).

7.2. Qualité de l'énergie électrique produite par les SHE

Le terme « qualité de l'énergie électrique » fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence, dans le réseau électrique, de différents phénomènes électriques (comme, par exemple, le flicker

ou des distorsions harmoniques). La Figure 10 montre une classification de ces perturbations en fonction de leurs caractéristiques [LAR 2000].

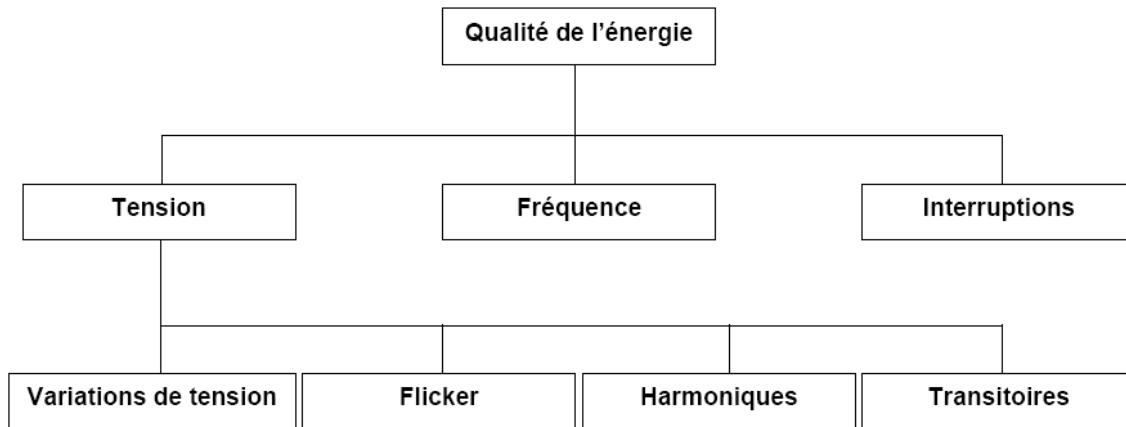


Figure 10 : Classification des perturbations du point de vue qualité de l'énergie électrique [VECHI 2005]

Bien qu'il n'y ait pas de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération en site isolé, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques des grands réseaux interconnectés. Les consommateurs qui sont connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés, utilisent les mêmes appareils. Par conséquent, les exigences de qualité de l'énergie sont généralement les mêmes.

La plupart des mesures et définitions utilisées dans les normes sont basées sur l'analyse de la fréquence et de la tension. Par exemple, la norme européenne EN50160 [EN 1999] inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés, c'est-à-dire des réseaux non reliés à un grand réseau interconnecté.

Plusieurs études ont été réalisées sur la qualité de l'énergie électrique des systèmes isolés comportant des sources d'énergie renouvelable. Larsson [LAR 1996] présente des mesures expérimentales de la qualité de l'énergie électrique pour les systèmes éolien-diesel. La problématique des systèmes hybrides éolien-diesel est analysée aussi par Sharma en [SHAR 2000]. Mulijadi dans [MULJ

2001] réalise une analyse de la configuration éolien-diesel et des différents types de charges du point de vue de la qualité de l'énergie électrique. Dans [BIN 1999], Bindner présente plusieurs stratégies de contrôle de la tension dans les réseaux faibles avec des systèmes éoliens.

CHAPITRE IV

LES ALTERNATIVES RENOUVELABLES

1. Introduction

En principe, le coût élevé des carburants fossiles dans les réseaux autonomes devrait ouvrir la porte à des alternatives basées sur les énergies renouvelables qui sont encore trop chères dans les régions ayant accès au réseau principal. Cette étude explore donc le potentiel de ces alternatives pour réduire les besoins en carburants fossiles tout en maintenant la stabilité et la fiabilité du réseau électrique.

De plus, la demande en électricité est en hausse dans les réseaux autonomes, ce qui nécessite soit une augmentation des capacités existantes, soit le rajout d'autres sources d'électricité pour fournir de l'énergie supplémentaire. La capacité des réservoirs en carburants fossiles est aussi une contrainte importante, étant donné les coûts élevés qui accompagneraient son expansion.

En même temps, le marché des technologies en énergie renouvelable a évolué fortement au cours des années passées. Plusieurs des nouveaux concepts et technologies présentés ici pourraient être employés pour alléger la situation dans les réseaux autonomes, tout en respectant le principe de la durabilité et les obligations du Canada vis-à-vis de la réduction des émissions de GES.

Certaines de ces technologies sont déjà disponibles à des coûts concurrentiels dans le contexte des réseaux autonomes. D'autres sont encore plus chères que le diesel, mais pourraient devenir rentables à court ou moyen terme, dû entre

autres aux améliorations technologiques. Il existe aussi des technologies émergentes qui ne sont pas encore disponibles au niveau commercial, mais qui achèveront probablement cette maturité d'ici quelques années. Il est conseillé de surveiller le développement de celles-ci au cours des années à venir pour réévaluer leur potentiel de contribution aux besoins des réseaux autonomes.

Les besoins en chaleur sont également pourvus par les produits pétroliers dans les réseaux autonomes. Trouver des alternatives basées sur la biomasse, les thermopompes, la cogénération ou le solaire thermique pourrait offrir des opportunités de réduire le coût annuel des services mais aussi les émissions de GES. Ces alternatives permettraient de poursuivre un chemin plus durable et de remédier à la hausse de demande pour les carburants tout en évitant l'agrandissement des réservoirs existants. Il est important, donc, d'élargir nos horizons au-delà de la fourniture d'électricité afin de pouvoir répondre aux besoins énergétiques des communautés éloignées et, en même temps, minimiser les coûts économiques et environnementaux.

La comparaison technique et économique des technologies disponibles devrait être donc une première étape dans la planification des réseaux autonomes. Elle constitue un outil d'identification des technologies les plus prometteuses pour gérer les problèmes qui s'y posent présentement et à l'avenir.

Dans cette étude, nous nous contentons d'étudier seulement les alternatives qui pourraient être utilisées pour la production et le stockage d'électricité.

2. Solaire photovoltaïque

2.1. Description

Le solaire photovoltaïque (PV) est une technologie disponible depuis longtemps. Elle est constituée à la base des celles photovoltaïques (Figure 11) qui produisent de l'électricité du moment où elles sont exposées au rayonnement solaire. La plupart des cellules PV mesurent autour de 100 cm² et ne produisent

qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt [HUA 1994], [MUL 2002], [ALON 2002]. Pour constituer des générateurs fournissant un courant et une tension continus suffisants pour être utilisés, les cellules sont regroupées en panneaux (modules). Par exemple un panneau produisant 12 volts peut regrouper entre 30 et 40 cellules selon le fabricant. L'association de ces panneaux en série et/ou en parallèle constitue le générateur PV. Cependant, la constitution d'un générateur PV est, en soi, relativement délicate, car un mauvais choix de couplage peut entraîner une perte non négligeable de rendement

Le générateur PV a une fiabilité connue et est largement utilisée dans des applications où une connexion au réseau électrique serait trop chère. L'obstacle principal à une utilisation plus large du PV est son prix élevé. Aujourd'hui, les panneaux de PV coûtent environ 6 \$ par Watt, et environ 10 \$ par Watt (nominal) installé, y compris l'onduleur [McMO 2006].

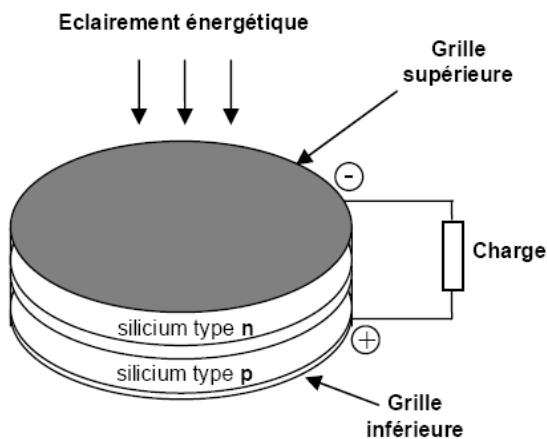


Figure 11 : Cellule photovoltaïque [VECHI 2005]

Avec un facteur d'utilisation assez faible, surtout en milieu nordique, le rendement des panneaux solaires est modeste par rapport à d'autres options. Néanmoins, la technologie peut être rentable dans certaines régions où le prix du diesel est élevé. La technologie est très robuste, ne demande pas d'entretien (sauf peut-être un déneigement) et a une vie utile très longue.

Les panneaux PV sont dimensionnés selon la puissance nécessaire pour une installation donnée. Ils sont disponibles en différentes tailles qui peuvent aller d'un petit panneau (900 W) qui fournit une fraction de l'énergie consommée par un ménage aux grandes installations capables de fournir toute l'énergie requise pour un bâtiment en combinaison avec le stockage d'électricité. Toutefois, le stockage augmente le coût d'un système PV de façon significative. Une troisième option serait un parc solaire centralisé avec des panneaux qui sont installés dans un endroit bien exposé au soleil, relié au réseau local d'électricité. Cette dernière option aurait aussi l'avantage d'éviter les coûts d'installation d'un grand nombre de systèmes résidentiels dont l'apport individuel serait relativement faible.

Actuellement, selon l'Association des industries solaires du Canada, les panneaux PV au Canada sont d'une taille de 900 W en moyenne. Néanmoins, la taille utilisée présentement en Californie est de 3 000 W, ce qui est aussi la taille que le marché au Canada adoptera au cours des années à venir [RAP 2006]. Selon le logiciel Retscreen, un panneau de 3 kW fournira une quantité de 3 221 kWh par an s'il est installé à une latitude de 55°, ce qui représente un facteur d'utilisation de 12,3 % [RAP 2006].

Historiquement, les premiers systèmes d'électrification avec panneaux photovoltaïques ont été basés sur la technologie à CC [SCHM 2000]. Cette technologie a prouvé son succès dans l'approvisionnement des petits consommateurs isolés avec une puissance jusqu'à 100 W [BOU 2001]. Cependant, dans beaucoup d'applications, la technologie à CA est nécessaire pour alimenter des moteurs standards et d'autres équipements industriels qui généralement sont disponibles seulement pour des CA.

Pour les sites isolés de grande puissance (quelques dizaines de kW : maison, village, ...), il est nécessaire d'inclure un système de stockage électrique (souvent des batteries électrochimiques) à l'architecture du système. Une solution est la connexion de plusieurs panneaux en parallèle avec diodes série d'anti-retour. Une autre solution est d'équiper de hacheurs indépendants (MPPT,

Maximum Power Point Tracker) chaque branche ne contenant que des panneaux connectés en série [VECHI 2005]. Cette architecture permet de maximiser la puissance exploitable en cas d'occultation partielle des cellules (Figure 12) [VECHI 2005].

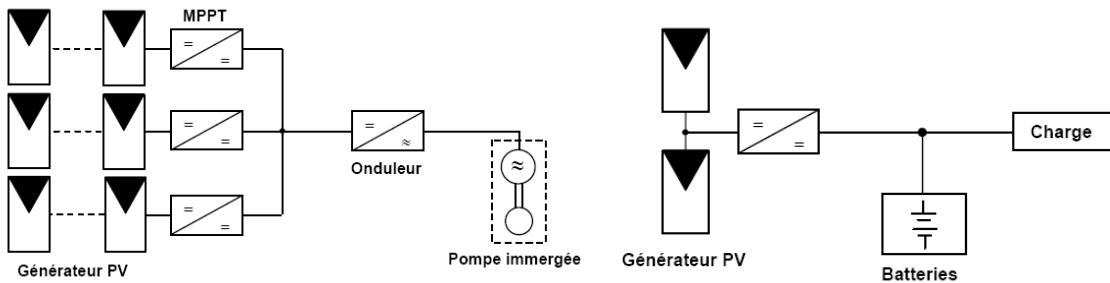


Figure 12 : Site isolé alimenté avec d'un système de PV [VECHI 2005]

L'utilisation de MPPT permet de surveiller en continu le point de puissance maximale fournie par un panneau ou par un champ de panneaux photovoltaïques dans le but d'augmenter le rendement. Le point de puissance maximale, sur la courbe courant-tension (I-V) d'un système photovoltaïque, est celui où la puissance maximale est produite [ALON 2002].

2.2. Coût de revient annuel d'un système PV

Les chiffres du Tab. 7 montrent le coût pour des panneaux installés en position fixe sur les toits (résidentiels), et aussi pour des panneaux montés sur des structures qui suivent le soleil (SunLink Solar Tracker) installés à un endroit centralisé. Le coût d'un système de repérage est de 3700 \$ (plus taxes). Le système peut supporter un panneau de 1,4 kW. La consommation en électricité par le moteur du système est très marginale et n'est donc pas prise en compte. Les calculs pour le parc centralisé présument également un rabais de 15 % à l'achat des panneaux parce qu'ils seront alors achetés en grande quantité.

Tab. 7 : Coût de revient d'un système PV [RAP 2006].

puissance installée, kW (système type)	décentralisé		centralisé	
	par unité 3	par kW 1	par unité 100	par kW 1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	24 000 \$	8 000 \$	834 643 \$	8 346 \$
coût d'installation	6 000 \$	2 000 \$	100 000 \$	1 000 \$
transport	10%	2 400 \$	83 464 \$	835 \$
surcoût installation	50%	3 000 \$	50 000 \$	500 \$
Total investissement requis	35 400 \$	11 800 \$	1 068 107 \$	10 681 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	12,3%	12,3%	15,4%	15,4%
MWh annuelle par système	3,2	1,1	135,3	1,4
durée de vie (ans)	40	40	40	40
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts	10%	3 540 \$	1 180 \$	106 811 \$
- O&M fixe		214 \$	71 \$	156 \$
- total Frais fixes		3 754 \$	1 251 \$	106 967 \$
Frais variables				
- Carburant		- \$	- \$	- \$
- O&M variable		- \$	- \$	- \$
- total Frais variables		- \$	- \$	- \$
Total Coûts annuels		3 754 \$	1 251 \$	106 967 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)			116,5	79,1

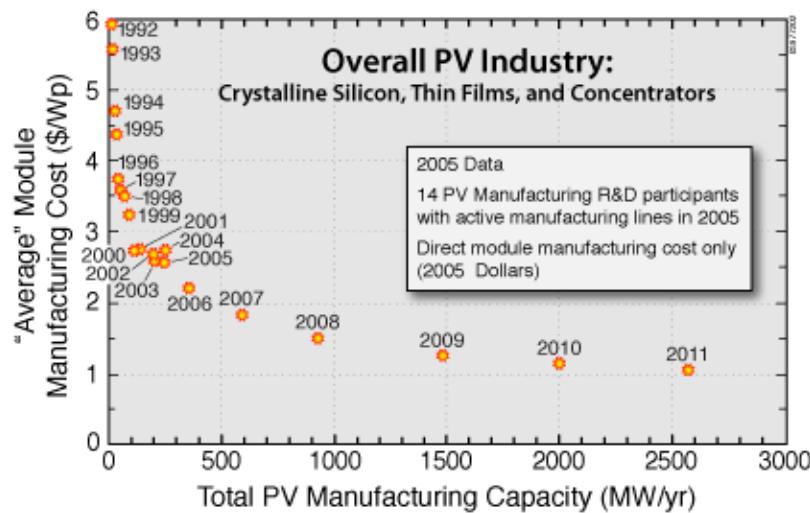


Figure 13 : Estimation du coût de 1 W PV [NREL 2005].

Il est important de signaler que l'installation des panneaux PV nécessite le service d'un technicien spécialisé. Si cette technologie est appliquée dans une

communauté éloignée, il faudrait alors que le technicien installe une série de panneaux pour plusieurs maisons pour contrôler le coût d'installation et de transport des panneaux [RAP 2006].

Le coût des systèmes PV est en baisse constante. Le coût des modules (sans installation ni appareillage) est passé de 6,90 \$/W en 1992 à 3,13 \$ en 2002 [NREL 2002]. Il a atteint environ 1\$/W en 2011, selon le *US National Renewable Energy Laboratory* [NREL 2002]. À l'avenir, les systèmes de collecteurs solaires à concentration peuvent amener une réduction significative de coût pour les systèmes de tailles moyenne et grande. Des améliorations technologiques comme le remplacement du silicium par d'autres matériaux moins chers sont prévisibles sur un horizon plus lointain.

Le remplacement de l'onduleur, prévu tous les 10 ans, coûte 6 000 \$ en matériel pour un système de 3 kW. Pour l'installation centralisée, le coût est estimé à 1000 \$/kW car il s'agit d'un seul grand système au lieu de plusieurs onduleurs pour chaque maison.

Les frais d'installation sont un élément important dans le coût d'un système PV. En milieu éloigné, ces frais sont estimés à 3 \$/W pour des systèmes de 3 kW. Le recours aux systèmes centralisés pourrait diminuer ces coûts d'installation. Pour les systèmes centralisés, ce coût est supposé être 50 % moins élevé car des éléments comme le câblage et l'onduleur sont installés une seule fois pour l'ensemble du système (Figure 13) [NREL 2005].

2.3. Contraintes et particularités

On ne connaît pas de contraintes par rapport à l'utilisation du solaire PV dans les régions nordiques, sauf le fait que la différence saisonnière dans la production d'électricité est encore plus aiguë qu'elle ne l'est ailleurs : en hiver, le rendement peut être réduit à la moitié ou moins de celui en été. Les panneaux peuvent avoir besoin d'être déneigés en hiver, mais souvent l'inclinaison des panneaux (angle recommandé : 40°) provoque la chute de la neige éventuellement accumulée. Il est clair que durant l'été le PV va réduire les

besoins en électricité comblés par les générateurs diesel, mais sa contribution hivernale sera moins importante.

Étant donné que le soleil change d'angle pendant la journée (jusqu'à 240° en été), il peut être avantageux d'installer un système de repérage qui tourne les panneaux pour maximiser la production d'électricité. Les systèmes de repérage à un axe comme le Sun Link Solar Tracker augmentent la production annuelle pour un panneau de 3 kW d'environ 26 % et un système à deux axes pourrait l'augmenter de 37 % [SUN].

Enfin, la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques n'est toujours pas rentable dans les communautés éloignées du Canada. C'est pourquoi l'exploitation de tels systèmes se limite à des projets de démonstration comme le champ photovoltaïque de 3.5 kW branchée à une génératrice au diesel intégrée à la façade du campus Nunatta du Collège de l'Arctique à Iqaluit (Territoires du Nord-Ouest) [Ah-YOU]. Cependant, la PV demeure souvent l'option la plus rentable dans les applications hors réseau, comme les sites de télécommunication, les campements d'avant-poste et d'exploration, les maisons/résidences éloignées, les bouées de la garde côtière, les phares, etc. par contre, l'utilisation de l'énergie solaire pour le chauffage est, à l'heure actuelle, rentable dans les communautés éloignées du Canada.

3. Énergie Éolienne

3.1. Description

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité. Les pales du rotor éolien captent une partie de l'énergie contenue dans le vent et la transfèrent au moyeu qui est fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci transmet ensuite l'énergie mécanique au générateur électrique. En général, la transmission de puissance entre le moyeu et le

générateur électrique est réalisée à travers un multiplicateur de vitesse de rotation.

Le schéma-bloc de l'éolienne étudiée dans le cadre de ce travail est présenté dans la Figure 14. Il s'agit d'une éolienne à axe horizontal, à trois pales et avec un générateur à cage d'écureuil à vitesse variable.

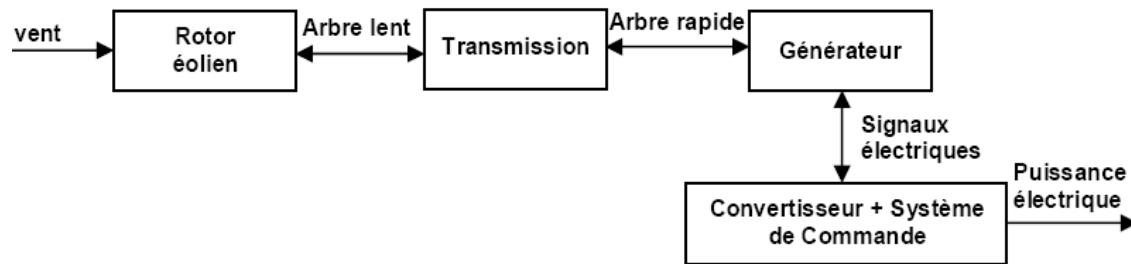


Figure 14 : Structure du système éolien

Au cours des dernières années, les projets d'énergie éolienne dans les communautés éloignées du Canada ont été stimulés par l'augmentation de la fiabilité et la diminution des coûts des systèmes à l'énergie éolienne ainsi que par l'expérience acquise lors de projets de démonstration antérieurs. En réalité, ces systèmes comptent pour environ 630 kW de la puissance installée (Tab. 8).

Les systèmes à l'énergie éolienne dans les communautés éloignées du Canada sont généralement conjugués à des réseaux isolés alimentés par des génératrices au diesel de manière à constituer des systèmes hybrides de production d'électricité (énergie éolienne/diesel) dans lesquels le vent est utilisé essentiellement pour réaliser des économies de combustible. En l'absence de vent, toute l'énergie est fournie par la génératrice au diesel, ce qui enraye par le fait même les risques associés à la nature variable du vent (Figure 15).

Tab. 8 : Liste des projets d'énergie éolienne dans les communautés éloignées du Canada [Ah-YOU]

Emplacement du projet	Année de mise en service	Maître d'ouvrage	Nombre de turbines	Puissance maximale	Modèle de turbine
Kugluktuk (T.N.-O.)	1996	NWT Power Corp.	2	160 kW	Lagerwey 18/80
Sachs Harbour (T.N.-O.)	1998	NWT Power Corp.	1	50 kW	AOC 15/50
Rankin Inlet (T.N.-O.)	1998	NWT Power Corp.	1	50 kW	AOC 15/50
Cambridge Bay (T.N.-O.)	1994	Dutch Industries	1	80 kW	Lagerwey 18/80
Igloolik (T.N.-O.)	1988	Dept. of Public Works, NWT	2	20 kW	Aerowatt LM10
Haeckel Hill (Yn)	1993	Yukon Energy Corp.	1	150 kW	Bonus 150
Big Trout Lake (Ont.)	1997	Ontario Hydro	1	50 kW	AOC 15/50
Kasabonika (Ont.)	1997	Ontario Hydro	3	10 kW	Bergey Excel
Kuujjuaq (Qc)	1989	Hydro-Québec	1	60 kW	Bonus 60
			Total	630 kW	



Figure 15 : Deux éoliennes de 80 kW branchées à un réseau diesel isolé à Kugluktuk (territoires du Nord-Ouest)

La plupart des éoliennes de plus de 50 kW exploitées dans les SEH utilisent des générateurs asynchrones [ACK 2003]. D'autres éoliennes utilisent des générateurs synchrones mais la connexion directe du générateur synchrone au réseau n'est pas habituelle. Le faible coût et la standardisation des machines asynchrones ont conduit à une large domination des générateurs asynchrones à cage. Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. En raison de la consommation de puissance réactive, elles ne peuvent pas fonctionner indépendamment d'une source qui leur fournit la puissance réactive [VECHI 2005]. En fonctionnement à vitesse fixe (vitesse liée à la fréquence du réseau à CA auquel elles sont connectées), elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive et à un démarreur automatique progressif à gradateur permettant de limiter le courant d'appel de la connexion au réseau (Figure 16). Pour les réseaux en site isolé, les éoliennes à vitesse fixe avec générateurs asynchrones fonctionnent seulement quand au moins un générateur diesel fonctionne, sauf s'il y a d'autres options fournissant la puissance réactive et maintenant la puissance [VECHI 2005].

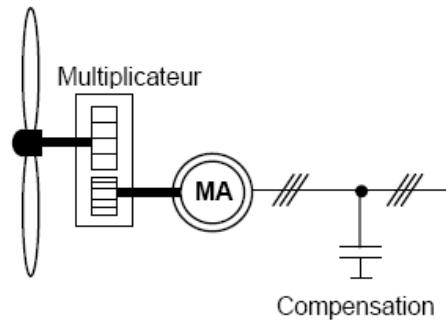


Figure 16 : Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage fonctionnant à vitesse fixe [VECHI 2005]

Si le générateur électrique est de type synchrone ou asynchrone directement couplé au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse du vent. Pour obtenir une vitesse variable, différentes méthodes ont été utilisées [HAN 2001]. Bien que les possibilités soient nombreuses pour le fonctionnement en site isolé,

on rencontre trois familles de systèmes : machines asynchrones à nombre de pôles variable pouvant fonctionner à deux vitesses, machines asynchrones à cage à variateur de fréquence et les machines synchrones également à variateur de fréquence [VECHI 2005].

L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau (Figure 17) permet de découpler la fréquence du réseau de la vitesse de rotation de la machine et ainsi, de faire fonctionner l'éolienne à vitesse variable. Avec un fonctionnement à vitesse variable, la vitesse de rotation peut augmenter et diminuer en fonction de la variation du vent pour optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne.

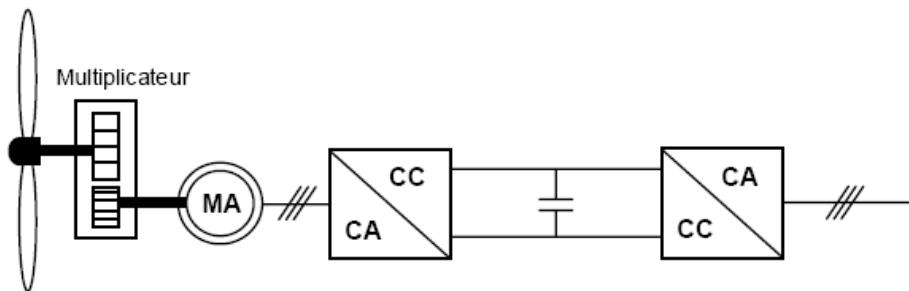


Figure 17 : Chaîne de conversion à générateur asynchrone à cage et convertisseurs de fréquence [VECHI 2005]

Les éoliennes à générateur asynchrone ont toutes un multiplicateur de vitesse mécanique pour adapter la vitesse de l'aéroturbine à la vitesse du générateur. Un raccordement direct à un réseau à CA (50 Hz ou 60 Hz) sans multiplicateur n'est disponible qu'en imaginant une génératrice asynchrone à marche lente, munie d'une multitude de pôles. Mais cela serait très lourd et coûterait très cher.

Au contraire, les performances des machines synchrones multipolaires, notamment en termes de couples massiques, sont très intéressantes. Leur vitesse de rotation étant différente de celle liée à la fréquence du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose. Ce type de générateur à inducteur bobiné nécessite un système de bagues et balais pour transmettre de courant continu (Figure 18). Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut

être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur.

Les éoliennes pour les petits systèmes électriques isolés utilisent des machines électriques ayant une petite taille ($\leq 10 \text{ kW}$). Elles représentent une bonne solution pour générer de l'électricité à basse tension dans des endroits isolés. Les générateurs fonctionnant à l'énergie éolienne sont généralement utilisés pour des maisons, sur des bateaux à voiles ou pour les relais de télécommunication.

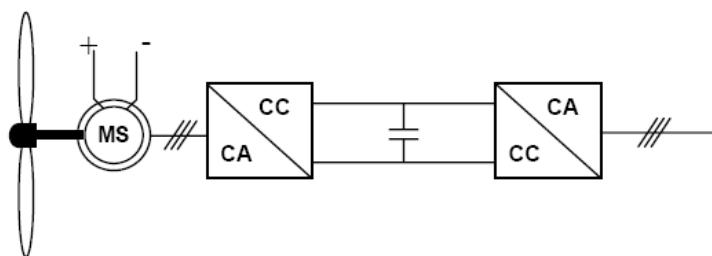


Figure 18 : Chaîne de conversion à générateur synchrone et convertisseurs de fréquence [VECHI 2005]

La conception des petits systèmes éoliens est considérablement différente de celle des éoliennes connectées aux grands réseaux. La plupart des petits systèmes éoliens utilisent les générateurs à aimants permanents et fonctionnent à vitesse variable, d'où la nécessité d'un onduleur pour obtenir une tension alternative à fréquence constante si nécessaire [PIE 2001]. La Figure 19 montre ce système le plus employé par les fabricants.

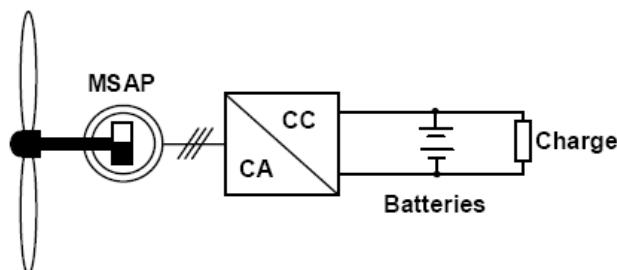


Figure 19 : Éolienne à aimants permanents débitant directement sur des batteries [VECHI 2005]

En cas de surcharge de la batterie, un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. L'éolienne est alors arrêtée. Une telle configuration de l'éolienne n'exige aucun multiplicateur. Cette approche est appropriée pour les petites éoliennes, car elles fonctionnent à une vitesse de rotation beaucoup plus élevée que les grands systèmes éoliens. Cette approche est aussi considérée plus fiable et moins chère du point de vue de l'entretien [ACK 2003].

Dans ce paragraphe nous allons décrire les petites éoliennes, c'est-à-dire des éoliennes dont les dimensions sont au dessous de la gamme prévue (1.5 MW) pour les systèmes éoliens-diesel à haute pénétration éolienne qui sont décrits dans les analyses de l'IREQ pour Nunavik et les îles-de-la-Madeleine [IREQ 2003]. Le but de ce paragraphe est donc d'étudier la possibilité d'intégrer les petites éoliennes dans les réseaux autonomes à basse pénétration éolienne. Ceci implique que les éoliennes fonctionnent comme des *composantes passives* dans le réseau, c'est-à-dire qu'elles se déclenchent automatiquement si la fréquence ou la tension se trouvent hors des limites prévues pour le réseau. Les groupes diesel sur les réseaux autonomes ne sont donc pas arrêtés pendant l'opération des éoliennes, mais ils assurent la stabilité de la fréquence du réseau. Techniquement ceci est moins difficile que les systèmes à haute pénétration éolienne [RAP 2006].

Les petites éoliennes de 35 kW ou moins sont en général utilisées pour :

1) *Le chargement des batteries* : Les très petites éoliennes d'une puissance installée de 100-1000 W sont normalement utilisées pour le chargement des batteries dans des voiliers ou des chalets loin d'un réseau électrique ou pour approvisionner des stations de mesures météorologiques, des caméras de surveillance sur les autoroutes ou d'autres applications qui se trouvent loin d'un réseau électrique à basse tension. Ces petites éoliennes font en général concurrence, ou sont complémentaires, au photovoltaïque.

2) *Le pompage d'eau, surtout dans les pays en voie de développement.*

3) *La connexion au réseau électrique principal* comme source supplémentaire d'électricité ou dans des applications pour la fourniture d'électricité dans des réseaux autonomes.

Cette dernière application est utilisée dans un certain nombre d'endroits, surtout pour démontrer la praticabilité de la technologie et surtout par des gens ou des groupes qui ont déjà une certaine connaissance de l'énergie éolienne. En général il apparaît que les systèmes éolien-diesel sont des systèmes à *basse pénétration*, c'est-à-dire que les groupes diesel sur le réseau sont continuellement en opération. Le plus grand fournisseur en Amérique du Nord est Bergey Wind Power de Oklahoma. Deux constructeurs relativement nouveaux existent aussi au Canada : la firme Wenvor Technologies d'Ontario et Énergies PGE de Chandler au Québec. En Europe, les principaux fournisseurs sont les firmes Proven Energy de l'Écosse et Vergnet de la France.

Les petites éoliennes sont souvent utilisées pour des petites installations éolien-diesel. En général les mâts sont de 24-30 m. Les mâts les moins chers sont des mâts en treillis avec des haubans. Parmi les endroits avec une expérience plus systématique avec de très petits systèmes éolien-diesel on peut mentionner les îles de Falkland, où environ 60 systèmes avec les éoliennes Proven (3 à 4,2 kW) ont été installés [RAP 2006].

3.2. Particularités et contraintes connues

La technologie mécanique des petites éoliennes avec un certain succès commercial est en général moins complexe que la technologie des grandes éoliennes. Il n'y a pas de multiplicateurs, les génératrices sont de type aimant permanent, le système d'orientation est du type passif avec un gouvernail avec safran et le contrôle de puissance est de type décrochage aérodynamique passif sur les machines Proven ou Bergey. Ces machines ont toutefois besoin d'un système de convertisseurs électriques puisqu'ils roulent à vitesse variable (et donc avec fréquence et tension variables). Les machines du constructeur français Vergnet sont d'une classe à part, plutôt de conception classique («

danoise »), c'est-à-dire qu'ils ont une connexion directe au réseau, un multiplicateur et une génératrice asynchrone et leur contrôle de puissance sont du type pitch mécanique (pâles à pas variable). Les deux machines canadiennes reprises dans le tableau ci-dessus sont également de type « pitch ».

3.3. Coût de revient annuel

Les prix de l'équipement sont disponibles sur les sites Web des fabricants. Ces configurations sont toutes raccordées au réseau. Un exemple du coût de revient est présenté dans le Tab. 9.

Tab. 9 : Coût de revient d'un système PV [RAP 2006].

puissance installée, kW (système type)	Petite éolienne 18m		Petite éolienne 23,5 m	
	par unité 20	par kW 1	par unité 20	par kW 1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	54 000 \$	2 700 \$	61 000 \$	3 050 \$
coût de fondation, érection & raccordement	22 000 \$	1 100 \$	22 000 \$	1 100 \$
surcoût transport & installation	22 000 \$	1 100 \$	22 000 \$	1 100 \$
Total investissement requis	98 000 \$	4 900 \$	105 000 \$	5 250 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	18,0%	18,0%	20,0%	20,0%
kWh annuelle par système	31536,0	1,6	35040,0	1,8
durée de vie	20	20	20	20
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts	10%	9 800 \$	490 \$	10 500 \$
- O&M fixe + 100%		3 000 \$	150 \$	3 000 \$
- total Frais fixes		12 800 \$	640 \$	13 500 \$
Frais variables				
- Carburant		- \$	- \$	- \$
- O&M variable		- \$	- \$	- \$
- total Frais variables		- \$	- \$	- \$
Total Coûts annuels		12 800 \$	640 \$	13 500 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)		40,6		38,5

4. L'énergie Hydraulique

4.1. Description

L'énergie hydroélectrique fait partie des sources d'énergies renouvelables en raison du cycle de l'eau, qui comprend l'évaporation, la précipitation et l'écoulement de l'eau causé par la gravité. Le Canada possède d'abondantes ressources en eau ainsi qu'une géographie fournissant de nombreuses possibilités pour la production d'énergie à peu de frais. En fait, l'accès à l'énergie provenant du mouvement de l'eau a joué un rôle important dans le développement économique et social du Canada au cours des trois derniers siècles.

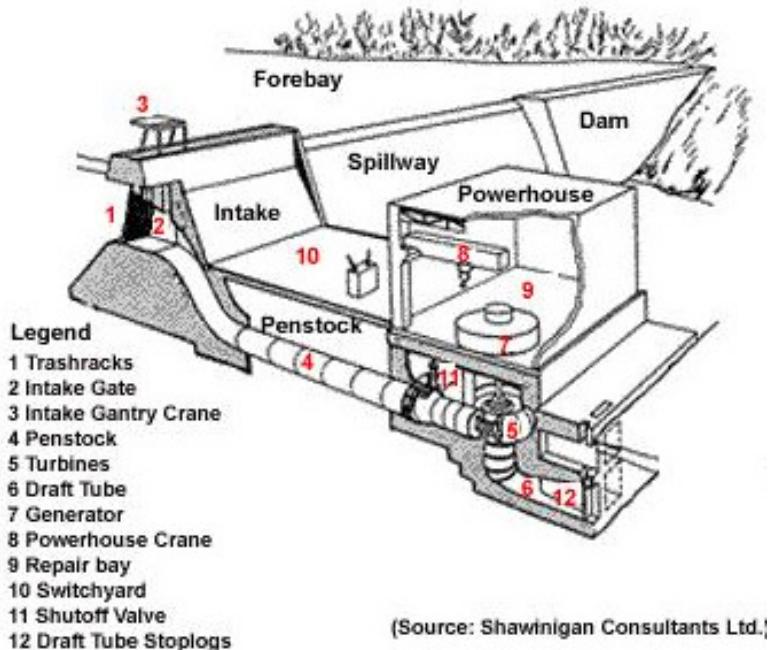


Figure 20 : Vue en section schématique d'une installation hydroélectrique à chute moyenne [IREF]

Les éléments principaux d'une installation hydroélectrique sont le barrage, la centrale, où se trouvent les équipements mécanique et électrique, ainsi que la zone d'aménagement. L'eau d'un lac ou d'une rivière est arrêtée par un barrage.

L'eau s'écoule du barrage et fait tourner des turbines. Les turbines activent des génératrices, qui produisent de l'électricité. La figure ci-dessous montre une installation hydroélectrique classique (Figure 20).



Figure 21 : Petite centrale hydroélectrique de 700 kW dans une zone rurale (Ontario) [Ah-YOU]

Les centrales hydroélectriques de petite taille qui ont été construites dans les communautés éloignées du Canada figurent au Tab. 10. Elles représentent environ 173 MW de puissance installée, ce qui permet d'affirmer que les petites centrales hydroélectriques ont joué un rôle important dans le développement de ces communautés. Cela est particulièrement vrai au Yukon, où elles constituent en fait une grande partie de la puissance installée (Figure 2). En outre, ces centrales produisent de l'électricité à moindre coût que les génératrices diesel. Les petites centrales hydroélectriques ont une durée de vie utile de plus de cinquante ans, sont plutôt rentables et conviennent tout à fait aux communautés éloignées qui possèdent des ressources abondantes en eau (Figure 21). Au

cours des dernières années, de plus en plus de centrales hydroélectriques ont été construites dans les communautés éloignées par des producteurs d'électricité indépendants ayant négocié des contrats de vente d'électricité à long terme avec les compagnies d'électricité locales.

Tab. 10 : Liste des petites centrales hydroélectriques dans les communautés éloignées du Canada [Ah-YOU]

Emplacement du projet	Année de mise en service	Maître d'ouvrage	Puissance installée
Taltson River (T.N.-O.)	1965	NWT Power Corp.	22 MW
Snare Forks (T.N.-O.)	1976	NWT Power Corp.	9,2 MW
Snare Rapids (T.N.-O.)	1948	NWT Power Corp.	8,2 MW
Snare Falls (T.N.-O.)	1960	NWT Power Corp.	7,4 MW
Snare Cascades (T.N.-O.)	1996	Dogrib Power Corp.	4,3 MW
Whitehorse Rapids (Yn)	1958	Yukon Energy Corp.	6 MW
Whitehorse Rapids (Yn)	1958	Yukon Energy Corp.	6 MW
Whitehorse Rapids (Yn)	1969	Yukon Energy Corp.	8 MW
Whitehorse Rapids (Yn)	1984	Yukon Energy Corp.	20 MW
Aishihik (Yn)	1972	Yukon Energy Corp.	30 MW
Fish Lake (Yn)	Années 50	Yukon Electric Corp.	1,3 MW
Mayo (Yn)	Années 50	Yukon Energy Corp.	5 MW
Clayton Falls (C.-B.)	1992	Synex Energy Resources Limited	2 MW
Ocean Falls (C.-B.)	1980	Central Coast Power Corp.	12 MW
Queen Charlotte (C.-B.)	1992	Queen Charlotte Power Corp.	6,5 MW
Dease Lake (C.-B.)	1997	Stikine Nation Power Corp.	3 MW
Kingcome Inlet (C.-B.)	1982	DINAC	0.075 MW
Deer Lake (Ont.)	1998	Ontario Hydro	0.49 MW
Sultan (Ont.)	1983	Ontario Hydro	0.15 MW
Lac Robertson (Qc)	1995	Hydro-Québec	21 MW
Mary's Harbour (T.-N.)	1987	Mary's Harbour Hydro	0.175 MW
		Total	172,8 MW

En ajoutant à une centrale hydroélectrique un réservoir inférieur et une station par pompage-turbinage (STEP), la centrale deviendra une centrale de

l'accumulation par pompage hydraulique. Cette technologie est connue depuis très longtemps et est déjà très utilisée avec près de 300 installations dans le monde. Aux États-Unis, il existe environ 19,5 GW d'accumulation par pompage. En Europe, le chiffre s'élève à 32 GW.

Un des inconvénients les plus fondamentaux est la dépendance de cette technologie envers les formations géologiques spécifiques. De plus, la construction d'une centrale de pompage hydroélectrique est onéreuse en coûts de capitaux puisqu'elle implique souvent la construction de barrages ou l'emploi d'autres équipements pour faire des centrales hydroélectriques. Du côté environnemental, il y a une perturbation locale de l'habitat puisque le niveau de l'eau fluctue quotidiennement. Nous ne disposons pas d'informations quant à la disponibilité de sites adéquats pour une centrale de pompage hydraulique conventionnelle près des réseaux autonomes.

Le nombre de sites potentiels pour le pompage hydraulique augmenterait substantiellement s'il était possible d'utiliser la mer comme réservoir inférieur. Un projet de démonstration utilisant cette approche est en opération sur l'île d'Okinawa au Japon depuis 1999.

La centrale du nord de l'île d'Okinawa illustrée à la Figure 22 peut générer jusqu'à 30 MW en utilisant l'eau de mer. De par sa géographie, le Japon est entouré de côtes marines où plusieurs endroits sont élevés, ce qui favorise la construction de ce type de centrale. Cette particularité géographique fait en sorte que la construction d'un réservoir inférieur n'est pas nécessaire, ce qui permet d'envisager une réduction des coûts de construction.

La centrale utilise une dénivellation de 136 mètres de hauteur entre le réservoir supérieur et la mer. Ce réservoir est situé à 600 mètres de la côte et a une capacité de 564 000 m³. Les sections rectilignes des canalisations sont faites de tuyaux de plastique renforcés avec plusieurs couches de fibre de verre, de manière à assurer une protection anti-corrosive, anti-alcaline et anti-usure (Figure 23).

En règle générale, l'efficacité d'un système de ce type est d'environ 75 %.

Il existe encore plusieurs interrogations sur cette technologie qui est toujours au stade expérimental. Ainsi, d'un point de vue environnemental, il faut s'interroger quant aux impacts sur les organismes marins autour du déversoir, et sur la dispersion par le vent de l'eau de mer contenue dans le bassin supérieur. Enfin, il y a une méconnaissance des effets des grandes vagues marines sur la décharge de l'eau de mer du système, et donc sur la stabilité de la puissance générée.

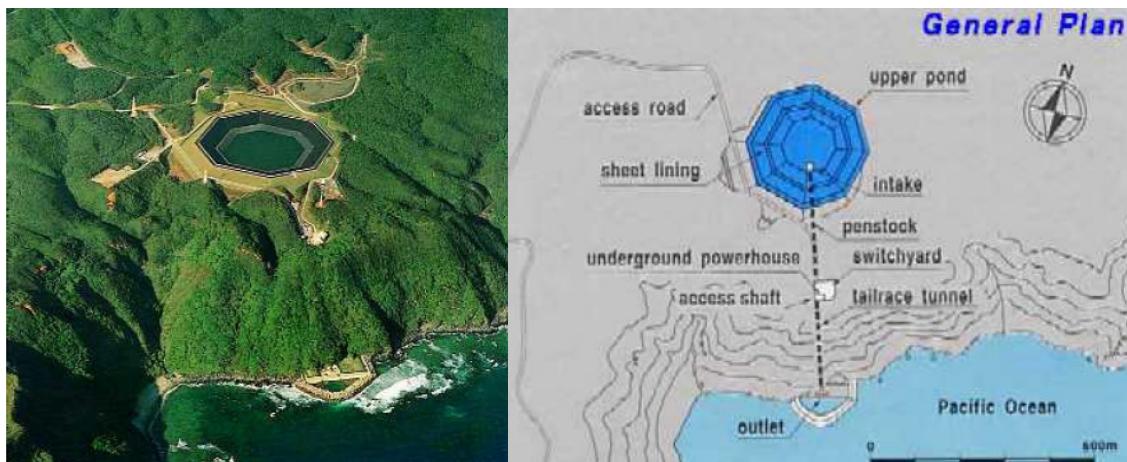


Figure 22 : Centrale pilote de pompage hydraulique d'eau de mer d'Okinawa au Japon [RAP 2006]

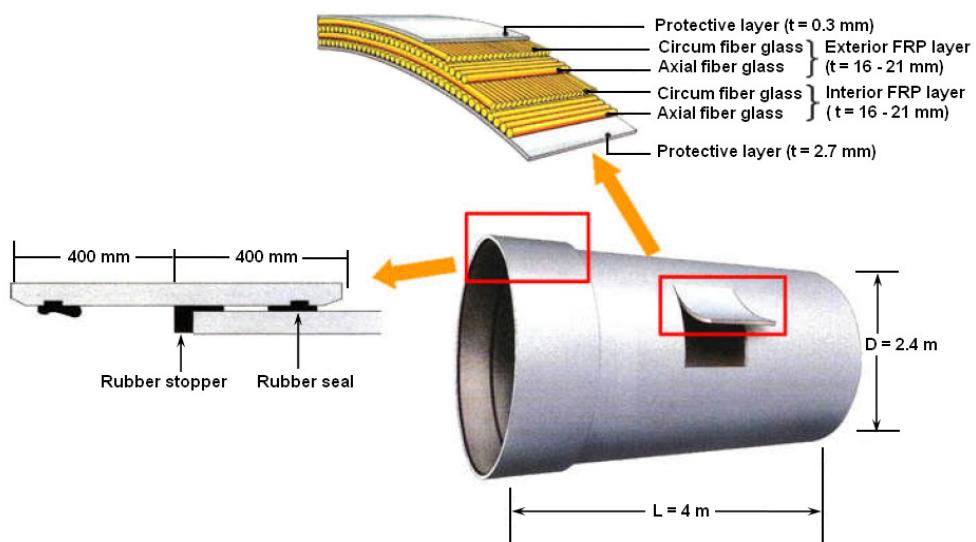


Figure 23 : Types de revêtement de tuyaux utilisés dans la centrale de pompage hydraulique d'eau de mer d'Okinawa au Japon [RAP 2006]

Dans un système d'accumulation par pompage, cela veut dire que la capacité des pompes doit être beaucoup plus grande que celle des turbines. Il faudra en conséquence prévoir probablement l'utilisation de pompes au lieu de turbines bidirectionnelles.

4.2. Coûts

Dans la littérature, on trouve des coûts de l'ordre de 900 \$ US par kW pour des installations de pompage conventionnel. Les coûts dépendent naturellement des caractéristiques du site. De plus, les coûts pour des installations en eau salée sont beaucoup plus importants que ceux en eau douce. Le surdimensionnement de la capacité de pompage augmente aussi les coûts.

Tab. 11 : Coût de revient pour une microcentrale hydraulique [RAP 2006]

		par kW
puissance installée, kW (système type)	300	1
investissement requis (\$/système)		
Total investissement requis	2 508 000 \$	8 360 \$
Paramètres spécifiques		
kWh input/kWh output	1,33	1,33
facteur d'utilisation	75,0%	75,0%
MWh _{el} annuelle par système	1 971	6,6
durée de vie	50	50
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts	10%	250 800 \$
- O&M fixe		2 508 \$
- total Frais fixes		253 308 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- Électricité	0	- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables		- \$
Total Coûts annuels		253 308 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)		844 \$
		12,9

Le coût en capital de la centrale de pompage marin à Okinawa était d'environ 22 milliard ¥, soit environ 250 M \$CA. Selon les mêmes hypothèses utilisées dans les fiches touchant d'autres technologies de stockage, dont notamment la disponibilité d'électricité gratuite à stocker, on peut estimer des coûts d'environ 13 ¢ du kWh produit. Il est logique de croire cependant que les coûts de projets futurs seront moins élevés que ce premier projet à eau de mer (Tab. 11).

CHAPITRE V

LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ÉNERGIE

1. Introduction

Le stockage de l'énergie est utile pour mettre à disposition cette énergie de façon différée dans le temps et éventuellement dans l'espace, après transport du dispositif de stockage. Mais plus généralement que cela, il constitue une fonction fondamentale des systèmes pour le traitement de l'énergie comme pour celui de l'information (on parle alors de mémoire) [AST 2003].

Le rôle principal du stockage d'énergie est, donc, d'introduire un degré de liberté énergétique permettant de découpler les fonctionnements énergétiques du consommateur et du producteur en fournissant ou en délivrant la différence de ces deux puissances. C'est ce qui permet la mise en œuvre d'une véritable gestion de l'énergie visant à optimiser les fonctionnements respectifs de ces composants [SAI 2004].

Le stockage de l'électricité peut se faire d'une façon significative. Il faut d'abord la transformer en une autre forme d'énergie stockable, puis effectuer la transformation inverse lorsqu'on désire disposer à nouveau de l'électricité (Figure 24).

Pour un moyen de stockage, la capacité énergétique de sa réserve, les puissances appelées et fournies lors de l'accumulation et de la restitution, le rendement global éventuellement fonction de la durée de stockage, la rapidité

avec laquelle la quantité d'énergie stockée peut être disponible, la durée de vie souhaitable, ainsi que les coûts acceptables en investissement et en maintenance peuvent varier considérablement selon la nature des besoins.

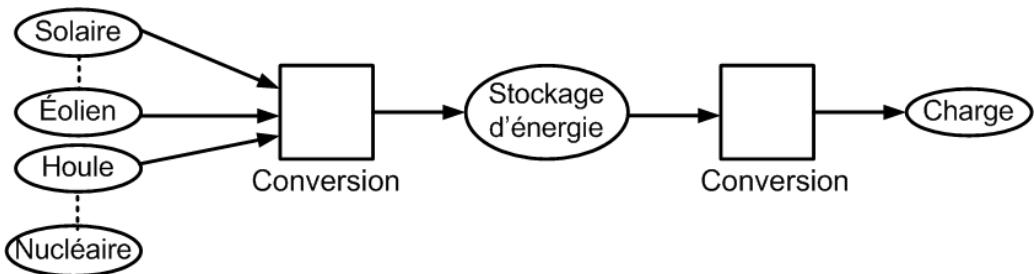


Figure 24 : Chaîne de conversion de l'énergie nécessaire pour le stockage [IBRH 2007]

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides à fin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SHE connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [CRUZ 2001].

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Les batteries sont, d'habitude, du type plomb-acide. Les batteries nickel-cadmium sont rarement utilisées [VECHI 2005]. Il y a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène.

Dans le cas de stockage par pompage de l'eau, l'énergie produite sert à remplir un réservoir de stockage dont l'eau sera turbinée pour restituer l'énergie [CRUZ 2001].

Le principe du volant d'inertie est simple. Il s'agit d'emmagasiner l'énergie en mettant en rotation une masse importante [FAU 2003]. L'énergie cinétique obtenue peut être restituée à la demande sous forme d'énergie électrique, en utilisant une machine électrique en régime génératriceur.

L'hydrogène alimente les piles à combustible. Il possède un grand pouvoir énergétique gravimétrique (120 MJ/kg) en comparaison au pétrole (45 MJ/kg), au méthanol (20 MJ/kg) et au gaz naturel (50 MJ/kg) [VECHI 2005]. Cependant, il est aussi le gaz le plus léger. Ceci pose un véritable problème de stockage. La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène n'est intéressante qu'à l'état liquide ou comprimé (700 bars). Il existe de multiples modes de stockage de l'hydrogène : comprimé, liquéfié, hydrures métalliques, charbon actif, nano-fibres et nanotubes en carbone, etc. si les deux premiers modes de stockage sont actuellement les plus utilisés, ils sont loin d'être satisfaisants.

Dans la suite nous présentons les différentes technologies de stockage d'énergie avec quelques exemples des configurations possibles qui combinent le stockage d'énergie avec les éoliennes.

2. Volant d'inertie

2.1. Description

Le volant d'inertie (*flywheel*) est une technologie qui présente plusieurs variantes pour différents besoins. Le volant d'inertie stocke l'énergie sous forme d'énergie cinétique sur un disque rotatif lourd qui est actionné par un moteur/générateur électrique. Une fois en rotation, l'énergie cinétique contenu dans le disque peut être transformée en puissance électrique lorsque nécessaire. Pour minimiser les pertes de friction, le disque est suspendu par des paliers de lévitation magnétique à l'intérieur d'une chambre vide (Figure 25).

Un volant d'inertie est caractérisé par sa puissance maximale, par la quantité d'énergie qu'il peut stocker, par la durée d'opération à la puissance maximale et aux puissances intermédiaires, par le temps de recharge, par les pertes énergétiques par cycle et par temps d'attente, etc.

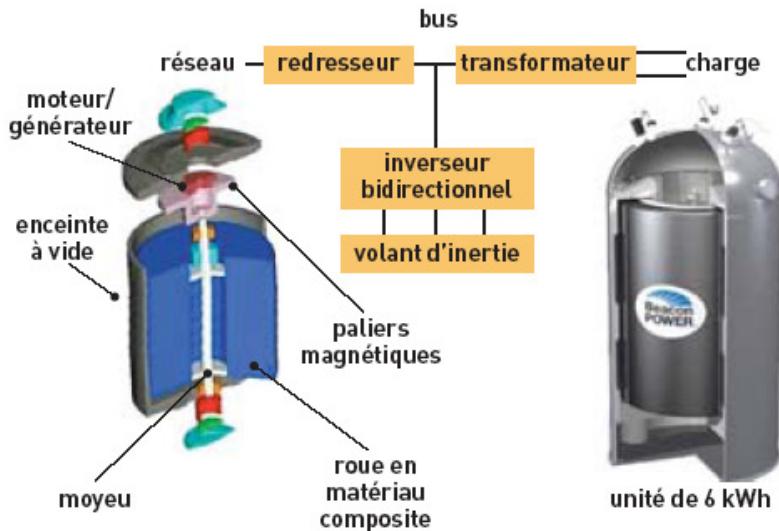


Figure 25 : Volant d'inertie de type Beacon Power

Selon les paramètres choisis, les volants d'inertie peuvent servir pour :

- ❖ la régulation de la fréquence et le maintien de la tension pour la production variable;
- ❖ le suivi de la charge pour la production distribuée de réaction lente (ex. microturbine, pile à combustible);
- ❖ le support des équipements de télécommunication à basse puissance.

Ainsi, le volant d'inertie peut servir pour faciliter l'intégration de différentes technologies d'énergies renouvelables aux réseaux autonomes en stabilisant et en sécurisant les réseaux.

Le SEM ne requiert pas d'installation particulière sur le site. Il y a un entretien annuel standard à effectuer comme le changement des ventilateurs, des filtres et des autres composantes auxiliaires. Il n'y a pas d'entretien du système mécanique, car les pièces sont soudées.

Cette technologie peut être utilisée avec des unités de production d'énergie qui peuvent connaître des fluctuations très rapides. Sa première qualité est l'ultra rapide capacité d'absorption et de réinjection de la charge dans le réseau

lorsque les générateurs surproduisent ou lorsque la demande est plus forte que la puissance fournie.

Le système de stockage d'énergie sur volant d'inertie se compare avantageusement aux autres technologies de stockage d'énergie à cause des caractéristiques suivantes [LAZAR] :

- ☞ Haute densité de stockage d'énergie. Une matrice peut fournir 1 MW durant 15 minutes à l'intérieur d'une superficie de 240 pieds carrés ;
- ☞ Recharge rapide : le taux de charge/décharge est de 1:1 ;
- ☞ Prévisibilité d'opération : Les tours/minute (RPM) sont une indication directe de l'énergie stockée disponible ;
- ☞ Performance non affectée par les variations de température (-45C À 50C) ;
- ☞ Technologie verte : aucune émission, pas de coûts associés au transport de matières chimiques dangereuses ;
- ☞ Durée de vie de 20 ans.

L'indépendance de chacune des unités de la matrice fait en sorte que le système reste en opération lorsqu'un bris survient. Pendant que l'unité défectueuse est réparée, les autres unités de la matrice performent sans que l'on doive fermer le système.

2.2. Application dans les réseaux autonomes

Les volants d'inertie ont une excellente capacité d'absorber des variations rapides de production et de charge. Toutefois, la quantité d'énergie qu'ils peuvent stockée n'est pas suffisamment grande pour leur permettre de jouer le rôle décrit dans l'introduction, c'est-à-dire d'absorber la production excédentaire d'un parc éolien et la fournir ensuite au réseau aux moments de plus haute charge.

Les bénéfices que des volants d'inertie peuvent apporter à un réseau autonome sont de nature difficilement quantifiable. Par exemple, leur utilisation en conjonction avec une source d'énergie variable comme l'éolien peut réduire le nombre et la fréquence des arrêts et de redémarrage des groupes diesels, ce qui viendrait réduire les coûts d'entretien et de remplacement de ces équipements.

D'un point de vue pratique, c'est dans le domaine de la production d'énergie sur les sites isolés que les batteries électromécaniques ont un impact le plus direct. Par exemple, des dispositifs ont été mis en place pour alimenter des habitations clairsemées ainsi que les îles d'Écosse et du pays de Galle [DAVE 1995]. Dans le premier cas, les batteries ont essentiellement un rôle de régulation du courant pour en augmenter la qualité (constance et continuité de la tension). Dans l'alimentation des îles, l'objectif principal est d'assurer qu'un maximum de l'énergie consommée soit produite par les génératrices éoliennes installées in situ. Il s'agit donc d'accumuler l'énergie lorsque la production est supérieure à la demande. Cependant la constante de temps est trop importante par rapport aux fluctuations du vent et de la demande. Des batteries électromécaniques sont donc utilisées pour améliorer la qualité de la fourniture lorsque la production éolienne est proche de la consommation.

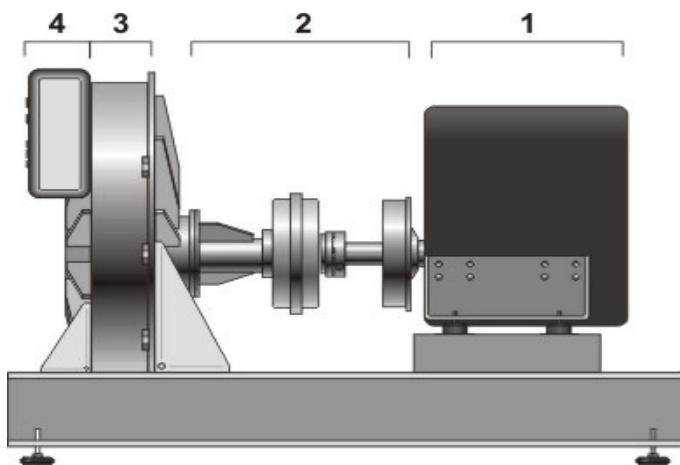


Figure 26 : Groupe électrogène associé à un volant d'inertie : est composé d'un moteur Diesel (1), d'un embrayage (2), d'un volant-alternateur (3) et d'un onduleur (4)

En dehors d'un système d'accumulation de forte capacité, l'énergie complémentaire est fournie par un réseau principal ou produite par des groupes électrogènes à moteur diesel. Pour que cette dernière association soit rentable, ceux-ci doivent être éteints lorsque l'éolienne peut subvenir seule aux besoins. C'est alors le fonctionnement intermittent du moteur diesel qui pose des problèmes d'usure et de consommation. La présence d'une batterie électromécanique (volant d'inertie) intermédiaire permet de réduire sensiblement le nombre de démarriages journaliers et d'accroître la qualité du courant fourni ainsi que l'autonomie en couplant l'arbre du volant au moteur (Figure 26). Une autonomie d'une dizaine de secondes à quelques minutes semble suffisante pour cela. D'autre part, l'utilisation de la batterie intermédiaire permet d'assurer la continuité de la fourniture en laissant au moteur thermique le temps de démarrer surtout dans les cas des coupures d'électricité inférieures à 10 secondes.

3. Hyper condensateurs

3.1. Description

Nouvelle technologie de stockage qui ressemble dans ses fonctionnalités aux volants d'inertie, les hyper condensateurs atteignent rapidement une certaine maturité technologique.

Comme tout condensateur, les hyper condensateurs stockent de la charge entre deux surfaces séparées. Pour atteindre un très haut niveau de capacitance, les électrodes sont faites de carbone activé et le séparateur est trempé dans un électrolyte. Les électrodes en carbone activé peuvent être aussi mince pour permettre une superficie de $2\ 000\ m^2/g$. L'application d'une charge fait en sorte que les ions de l'électrolyte s'orientent à l'intérieur même du séparateur (fait de papier, de polymère ou de fibres de verre), à une distance de 2 à 5 nm l'un de l'autre.

Un hyper condensateur offre donc une haute capacité dans un très petit contenant (quelques milliers de farads dans un appareil pas plus grand qu'une cannette de boisson gazeuse). Avec des électrolytes organiques, la tension d'opération peut aller jusqu'à 2,5 V. En assemblant un grand nombre d'unités en série, des tensions plus importantes peuvent être atteintes.

Les hyper condensateurs sont utilisés de plus en plus dans l'industrie des véhicules hybrides comme composantes de stockage d'énergie. Ils sont aussi utilisés :

- ☞ pour remplacer les matrices de piles qui servent à réduire les effets de la variation du courant dans les pannes à court terme dans certains réseaux électriques,
- ☞ comme source de courant continu pour faire le pont entre une panne et la mise en marche d'un générateur au diesel pour les installations qui ont besoin de puissance sans interruption (centre bancaire, hôpital, tour de contrôle d'aéroport, etc.),
- ☞ pour améliorer le maniement du courant des piles lorsqu'ils sont placés parallèlement au terminal de la pile pour fournir une suralimentation lors d'une haute demande de charge et à cause de leur capacité de recharge rapide.

3.2. Avantages et inconvénients

Les hyper condensateurs et les piles chimiques ne sont pas en compétition et contribuerait même à l'augmentation de l'efficacité de l'un et l'autre. Cependant, en comparant les deux technologies, il devient plus facile de faire ressortir les forces et faiblesses des hyper condensateurs.

La densité de l'énergie gravimétrique d'un hyper condensateur est actuellement d'une échelle de 1 à 10 Wh/kg. Cette densité énergétique est élevée par rapport à un condensateur régulier, mais représente seulement un

dixième de celle d'une pile hybride nickel -métal. De plus, contrairement à une pile électrochimique, qui fournit un voltage stable dans la gamme de l'énergie utilisable, le voltage d'un hyper condensateur est linéaire et s'affaisse de façon égale du plein voltage à zéro volt. Pour cette raison, l'hyper condensateur est incapable de livrer une pleine tension, à moins d'être muni d'un convertisseur DC à DC.

Comme chaque hyper condensateur a un bas voltage, des connections en série deviennent nécessaires afin d'obtenir de plus hauts voltages. Le taux d'autodécharge est plus élevé que celui des piles, car après 40 jours la capacité décroît de 50 %. En comparaison, les piles à base de nickel se déchargent de 10% pendant la même période de temps.

La durée de vie d'un hyper condensateur est estimée à 1 million de cycles contre quelques milliers pour une pile. Notons qu'avec une utilisation normale, l'hyper condensateur se détériore de 20 % après 10 ans. La basse impédance des hyper condensateurs améliore le maniement de la charge lorsque ces derniers sont placés en parallèle avec une pile. La méthode de charge est relativement simple puisqu'une fois que l'énergie requise est atteinte, les hyper condensateurs arrêtent d'accepter de la tension. Ils n'ont donc pas besoin d'un circuit détecteur de pleine tension comme les piles. Le temps de charge d'un hyper condensateur est de seulement 10 secondes ce qui est très rapide [BATT]. Finalement, soulignons que les hyper condensateurs ne produisent pas de déchets dangereux comme les piles et qu'ils peuvent fonctionner de -40 à +85°C.

3.3. Application dans les réseaux autonomes

Tout comme les volants d'inertie, les hyper condensateurs ont une excellente capacité pour absorber des variations rapides de production et de charge. Toutefois, la quantité d'énergie qu'ils peuvent stockée n'est pas suffisamment grande pour leur permettre de jouer le rôle décrit dans l'introduction, c'est-à-dire d'absorber la production excédentaire d'un parc éolien et la fournir au réseau aux moments de plus haute charge.

Les bénéfices que les hyper condensateurs peuvent apporter à un réseau autonome sont de nature difficilement quantifiable. Par exemple, leur utilisation en conjonction avec une source d'énergie variable comme l'éolien pourrait réduire le nombre et la fréquence des arrêts et de redémarrage des groupes diesels, ce qui viendrait réduire les coûts d'entretien et de remplacement de ces équipements.

Notons à cet égard que la Hawaiian Electric Company (HECO) a récemment fait l'installation dans un parc éolien d'un «PureWave Electronic Shock Absorber», qui intègre des condensateurs statiques shunt et des hyper condensateurs [SAND]. Conçu spécifiquement pour des réseaux isolés, son objectif est de fournir de l'entreposage de court terme, du support à la tension et d'améliorer la stabilité du réseau.

De plus, Enercon, un des grands producteurs mondiaux d'éoliennes, a fait l'achat de 1,5 million d'hyper condensateurs auprès de l'entreprise Maxwell en février 2006 [RAP 2006]. Le modèle BOOSTCAP® sera installé directement dans les turbines d'Enercon pour stabiliser leur production. Chaque turbine incorpore de 200 à 700 hyper condensateurs BOOSTCAP [MAX].

4. Stockage sous forme chimique

4.1. Stockage dans des batteries électrochimiques

Ce type de stockage se fait à l'aide des accumulateurs. Ces systèmes remplissent la double fonction de stockage et de déstockage de l'électricité en alternant les phases de charge et de décharge. Ils présentent la propriété de pouvoir transformer de l'énergie chimique générée par des réactions électrochimiques en énergie électrique et réciproquement, sans émission de polluants, sans nuisances sonores et avec des conditions de maintenance réduites.

Les différentes technologies utilisées dans la fabrication des accumulateurs sont nombreuses (Plombe/Acide, Nickel/Cadmium, Nickel/métal-hydure, Nickel/Fer), métal (zinc ou fer)/air, Sodium/Soufre, Lithium/Ion, Lithium/Polymère, etc..) et leurs principales qualités sont l'énergie massique (Lithium jusqu'à 150 Wh/kg et 2000 W/kg) et la maturité technologique. Leur inconvénient majeur réside dans leur relativement faible durée de vie en cyclage de grande amplitude (quelques 100 à quelques 1000 cycles). Souvent, elles sont destinées aux applications portables ou embarquées mais également aux applications stationnaires (secours en situation couplée au réseau, stockage d'énergie en association avec les énergies renouvelables surtout dans les sites isolés, etc.).

4.2. Stockage dans des batteries redox

Ce sont des batteries à circulation d'électrolytes dans lesquels les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution avec l'électrolyte (Figure 27). Elles permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques (au plomb/acide ou nickel/cadmium par exemple) dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe un maximum à la capacité des batteries classiques. Par l'utilisation de grands réservoirs et le couplage de nombreuses cellules, de grandes quantités d'énergie peuvent être stockées et restituées en pompant les électrolytes vers les réservoirs.

La technologie la plus représentative est celle développée par Regenesys Technologies qui avait construit un système de stockage selon ce procédé en Angleterre de 15 MW à 120 MW en 2003 mais cette technologie est maintenant dominée par une électrochimie basée entièrement sur le vanadium. Le rendement électrique global du stockage est d'environ 75 %.

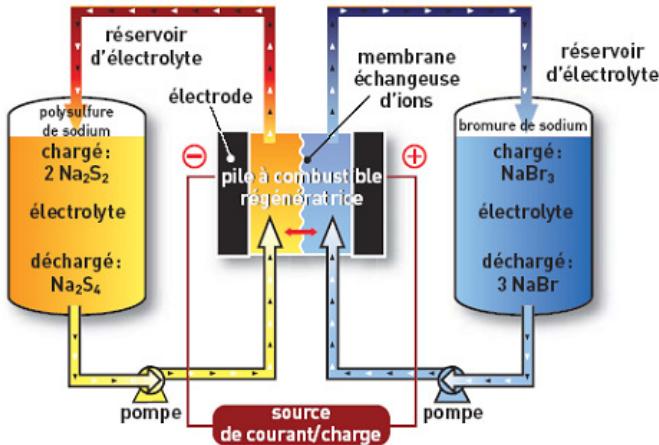


Figure 27 : Schéma de principe de la batterie redox

5. Stockage d'énergie par air comprimé

Dans le stockage classique par air comprimé, de l'énergie excédentaire est utilisée pour pomper de l'air sous pression dans des cavernes souterraines scellées ou des réservoirs. Lorsque l'énergie stockée est requise, l'air pressurisé est reconvertis en énergie par une turbine (Figure 28).

Quoiqu'il soit possible de faire tourner la turbine par l'air comprimé uniquement, il est plus efficace de l'utiliser en conjonction avec un combustible fossile, tel que le gaz naturel, dans une turbine à gaz ou une micro-turbine.

Rappelons que, dans une turbine à gaz, presque les deux tiers de l'énergie produite par la turbine sont consommés par le compresseur afin de chauffer et comprimer le mélange d'air et de combustible. En utilisant l'air comprimé pour fournir la pression requise pour faire fonctionner la turbine à gaz, l'énergie fournie au réseau par celle-ci peut être augmentée par un facteur de trois.

Pour augmenter l'efficacité du stockage, l'air est refroidi avant d'être comprimé, afin de réduire l'humidité contenue. Si le système d'air comprimé est doté d'un récupérateur de chaleur (un système « *adiabatique* »), la chaleur dégagée lors de ce refroidissement peut être utilisée pour pré-chauffer l'air comprimé avant de le mélanger avec le combustible.

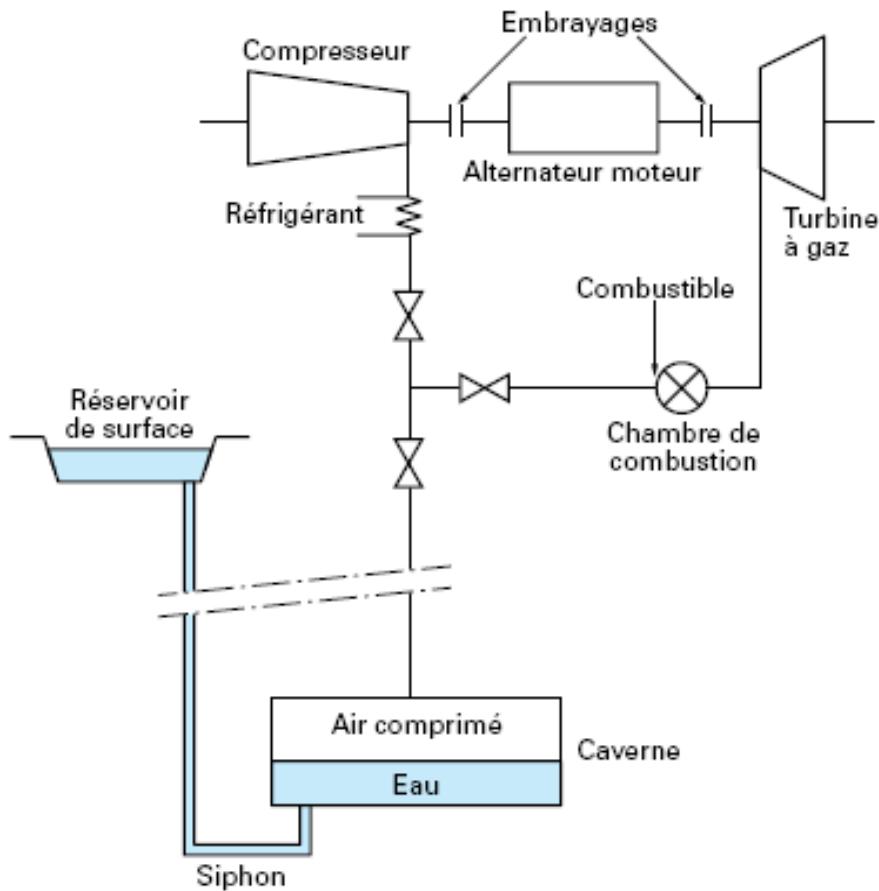


Figure 28 : Schéma de principe du stockage d'air comprimé avec compensation hydraulique [MAR 1998]

Les deux centrales les plus importantes utilisant le stockage à air comprimé sont celle de Huntorf, en Allemagne, et celle de McIntosh, en Alabama. La centrale d'Huntorf de 290 MW, la première centrale commerciale d'air comprimé au monde, est en opération depuis 1978. Elle utilise deux cavernes d'un volume total de 310 000 m³, à une pression variant normalement entre 43 et 70 bars. N'étant pas doté d'un système de récupération de chaleur (dit « *diabatique* »), l'efficacité de ce système est de seulement 42 % par cycle (charge et décharge) [IFR]. Il prend jusqu'à 12 heures de compression à 60 MW pour charger complètement la réserve; ensuite, la centrale peut produire à 290 MW pendant 3 heures. Toutefois, la centrale est surtout utilisée pour fournir une réserve de très courte durée [HUNTORF].

6. Stockage de chaleur

6.1. Description

Le stockage d'énergie peut jouer un rôle important pour économiser l'énergie. Dans les procédés de conversion d'énergie avec des pertes énergétiques importantes, le stockage peut économiser des combustibles. L'énergie peut être stockée mécaniquement, cinétiquement ou chimiquement, mais puisqu'une grande partie de la conversion ou du transport énergétique se fait sous forme de chaleur, il est utile d'examiner le potentiel de *stockage de chaleur* plus en détail [EURO], [AIE].

Le stockage de chaleur peut se faire de trois manières différentes :

- 1) en changeant la température d'un matériau (stockage de chaleur sensible);
- 2) par le changement d'état – solide, liquide, vapeur (stockage de chaleur latent) ;
- 3) chimiquement, par la scission ou la reformation réversible des liens chimiques. Ce dernier cas n'est qu'au stade de démonstration [SOLAR].

De plus, on peut distinguer le *stockage journalier*, comme dans les systèmes de chauffage solaire thermique du *stockage saisonnier* comme on le faisait autrefois en gardant la glace d'hiver pour le refroidissement en été.

Finalement, le stockage de chaleur peut se faire d'une manière *centralisée*, comme dans des accumulateurs d'eau chaude dans les systèmes de chauffage urbain, ou *décentralisée* comme dans des systèmes de chauffage électrique avec accumulation d'énergie dans des briques de haute densité [RAP 2006].

L'analyse suivante montre les exemples les plus pertinents pour des réseaux autonomes.

6.2. Stockage de chaleur journalier centralisé

Dans les systèmes de cogénération, l'électricité devient un produit *dérivé* de la satisfaction de la demande de chaleur. La demande de chauffage est

normalement la plus élevée le soir tandis que la pointe de la demande d'électricité se trouve le matin – surtout dans les pays industrialisés avec un grand pourcentage de ménages avec plusieurs salariés [RAP 2006]. Dans la mesure où la demande de chauffage ne coïncide pas avec la demande d'électricité, on peut stocker la chaleur excédentaire « gratuite » du matin pour l'utiliser le soir en autant que les coûts de stockage soient inférieurs à la valeur du chauffage. Une bonne expérience dans ce domaine est celle du Danemark où la quasi-totalité des centrales de cogénération danoises sont maintenant équipées avec le stockage de chaleur. Le stock consiste en de l'eau chaude qui « flotte » au-dessus de l'eau froide (dans un réservoir relativement haut et étroit afin d'éviter de mélanger des eaux de différentes températures). Les réservoirs de stockage de chaleur sont visibles sur la Figure 29. Il s'agit d'une centrale thermique de 505 MWe, 575 MWth, à multiples combustibles à Avedøre Holme, dans les faubourgs au sud de Copenhague [RAP 2006].



Figure 29 : Centrale thermique de Avedøre Holme au Danemark [RAP 2006]

Le stockage de chaleur peut éventuellement être employé afin d'optimiser les systèmes de cogénération dans la partie sud du Québec. Toutefois, l'expérience groenlandaise démontre qu'il y a un besoin de chauffage si élevé qu'il est inutile de stocker la chaleur dans un milieu arctique [RAP 2006].

6.3. Stockage de chaleur journalier décentralisé

Dans la mesure où les foyers sont chauffés électriquement dans les réseaux autonomes, il est possible d'économiser une partie de la capacité de la génération électrique en déplaçant la demande de l'électricité utilisée pour le chauffage des heures de pointe vers les heures creuses. Afin d'encourager les consommateurs à faire ce déplacement de leur consommation dans le temps, une tarification différentielle est exigée selon les heures et en fonction des compteurs électriques adaptés à cette fin.

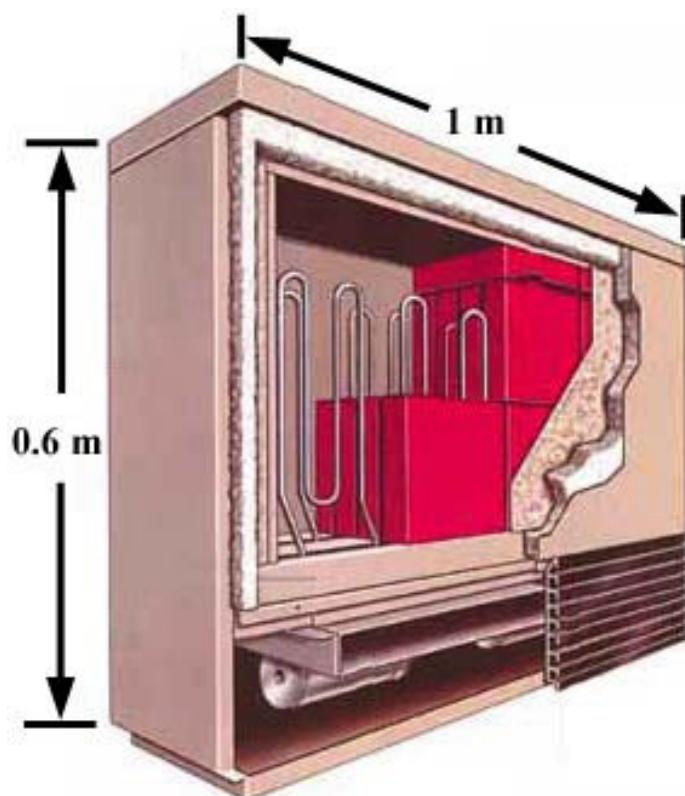


Figure 30 : Schéma du système de stockage thermique fabriqué par Steffs Corporation [CLINT]

Les consommateurs ont la possibilité d'éviter des inconvénients en utilisant des calorifères munis d'accumulateurs thermiques (des briques à très haute densité) comme c'est déjà répandu dans les régions à tarification d'électricité variable (Figure 30), comme en Grande-Bretagne où plusieurs millions de

consommateurs se sont munis d'un tel équipement [STEFF]. Les calorifères avec des accumulateurs thermiques (de Steffes Corporation) sont également vendus en Amérique du Nord à des prix entre 800 et 1500 \$US par unité [CLINT]. De telles solutions pourraient s'avérer rentables dans le cadre d'un système éolien-diesel à haute pénétration dans des régions comme les îles-de-la-Madeleine ou l'Île d'Entrée.

Le Tab. 12 donne un aperçu des technologies disponibles dans le domaine du stockage thermique journalier. Les indications des coûts sont incertaines et ne sont pas obligatoirement misent à jour pour chaque technologie [EURO].

Tab. 12 : Résumé des possibilités de stockage de chaleur journalier [EURO]

Storage heating System	Storage Medium	Elec demand (kW)	Storage size (kWh)	Typical storage Temp. (°C)	Heat capacity (kJ/kg K)	Installation cost
Room storage						
Ceramic, brick	Olivine, magnesite, microtherm	1,5 to 6	10 to 48	700 to 815	1,00 to 1,13	20-30 (ECU/kWh)
Central storage						
Ceramic or rock (usually heats air but may heat supply water)	microtherm, rock	7 to 100	50 to 600	700 to 815	1,00 to 1,13	25 (ECU/kWh)
Pressurised water	water	20 to 5000	up to 68000	138	4,19	22-23 (ECU/kWh)
Unpressurized water	water	-	100 to 250	-5 to 99	4,19	20-21 (ECU/kWh)
Eutectic salts	thermo chemicals	-	-	20 to 120	-	10-150 (ECU/kg)
Building fabric						
Floor warming (mats and cables)	concrete sand	0,3 to 0,5		38	0,88	10-20 (ECU/m ²)
Building inertia (passive system)	building materials	-	-	23 to 26	0,86	
Hollow core	concrete	-	-	23 to 26	0,86	decrease in Idg cost

6.4. Stockage de chaleur saisonnier centralisé ou décentralisé

La possibilité de stocker la chaleur d'été pour l'utiliser pour le chauffage en hiver (et vice versa pour le froid) est déjà exploitée dans quelques projets de démonstration. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) travaille activement dans le domaine depuis une douzaine d'années dans le groupement ECES, Energy Conservation through Energy Storage.⁷⁹ Il existe même un standard canadien pour la conception de stockage de chaleur souterrain (C448 Series-02).

Tab. 13 : Résumé des possibilités de stockage de chaleur saisonnier [EURO]

	concrete or steel tank	basin with total insulation	basin with top insulation only	rock cavern	aquifer	earth store	vertical tubes in clay	drilled wells
specific thermal capacity (kWh/m ³ .K)	1,16	1,16	1,16	1,16	0,75	0,70	0,80	0,63
reference delta T (°C)	55	55	55	55	55	55	15	55
typical storage efficiency	0,90	0,85	0,70	0,80	0,75	0,60	0,70	0,70
conversion factor (kWh/m ³)	57	54	45	51	31	23	8	24
size range (m ³)	0 - 100 000	0 - 75 000	0 - 50 000	50 000 to 300 000	50 000 to 500 000	0 - 100 000	50 000 to 300 000	50 000 to 400 000
investment cost (ECU/m ³)	150 to 250	120 to 220	40 to 60	80 to 120	20	50 to 100	5 to 8	30 to 40
cost of energy supplied by TES (ECU/kWh)	0,2 to 0,4	0,15 to 0,25	0,05 to 0,1	0,12 to 0,20	<0,05	0,16 to 0,40	0,05	0,09 to 0,12

Dans le stockage thermique souterrain, on utilise normalement des cavernes souterraines isolées ou non-isolées, des nappes aquifères ou le stockage souterrain diffusif qui utilise des dizaines ou centaines de sondes géothermiques. L'énergie stockée peut provenir des capteurs solaires, comme à Okotoks en Alberta ou dans un nombre de villes en Europe, ou de rejets de chaleur/froid des

pompes de chaleur de la saison précédente (hiver/été) pour l'approvisionnement de chauffage (avec une thermopompe) aussi bien que pour l'approvisionnement de refroidissement [OS]. Si la source de chaleur est un capteur solaire, on a généralement besoin d'un volume de sol de 3-5 m³ par m² de surface de capteur solaire³ [GEO].

Le Tab. 13 donne un aperçu des technologies disponibles dans le domaine du stockage thermique saisonnier. Les indications des coûts sont incertaines et ne sont pas obligatoirement misent à jour pour chaque technologie [EURO].

Remarque : Pour plus d'informations sur les différentes technologies de stockage d'énergie, 4 ouvrages (3 articles et un rapport technique) peuvent répondre aux interrogations concernant ce sujet. Ces ouvrages sont :

- Rapport technique (interne) :

1. Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, Jean Perron, **Solutions de stockage de l'énergie éolienne.** Rapport interne, UQAR, UQAC, LREE-01, Janvier 2006.

- Article publié dans un journal scientifique

1. Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, Jean Perron, **Energy Storage Systems - Characteristics and Comparisons**, Renewable & Sustainable Energy Reviews, Volume 12, Issue 5, June 2008, Pages 1221-1250.

- Articles présentés dans des conférences :

1. Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, Jean Perron, **Systèmes de stockage de l'énergie pour les éoliennes.** Colloque international « Énergie éolienne et sites éloignés », Îles de la Madeleine, Québec, Canada, 19-21 octobre 2005.

2. Ibrahim Hussein, Ilinca Adrian, Perron Jean, **Comparison and Analysis of Different Energy Storage Techniques Based on their Performance Index**, IEEE Canada, Electrical Power Conference 2007, “Renewable and Alternative Energy Resources”, EPC2007, Montreal, Canada, October 25-26, 2007, Page(s):393 – 398.

³ La capacité thermique massique de l'eau liquide est 4186 J kg⁻¹ K⁻¹, ce qui signifie que 1 m³ d'eau peut stocker 1,163 kWh/ degré.

CHAPITRE VI

LES DIFFÉRENTES COMBINAISONS DES SYSTÈMES HYBRIDES D'ÉNERGIE (SHE)

1. Introduction

Parmi toutes les alternatives de production énergétiques utilisant les ressources locales, l'éolien occupe une position privilégiée dans le marché des systèmes hybrides, en raison de la vaste distribution de cette ressource naturelle, abondante au Canada, de la maturité de l'industrie éolienne et de ses coûts toujours plus compétitifs. L'appel à l'énergie éolienne donne maintenant la possibilité d'améliorer la situation énergétique des réseaux autonomes et d'apporter aussi des solutions de recharge à cette situation.

L'éolien est ainsi appelé à jouer un rôle important dans ce marché en raison de l'importante réduction de la consommation de carburant diesel qu'il permet d'anticiper (>50%) [IREF].

Pour cette raison, et en tenant compte des caractéristiques des alternatives renouvelables présentées dans le chapitre III, nous présentons que les hybridations qui combinent l'éolien avec d'autres sources de production d'énergie comme le photovoltaïque, hydraulique, diesel et systèmes de stockage d'énergie.

Plusieurs combinaisons de systèmes hybrides peuvent exister : éolien-hydraulique, éolien-diesel, éolien-diesel-stockage, éolien-photovoltaïque-diesel, éolien-photovoltaïque-stockage-diesel, éolien-stockage, etc. Seul le système

hybride éolien-diesel qui sera traité plus en détails en présentant ses problématiques et les solutions envisageables.

2. Système hybride éolien-photovoltaïque (EPV)

La combinaison de l'énergie solaire et l'énergie éolienne dans un système hybride réduit les besoins au stockage dans des batteries et au diesel. La praticabilité du système hybride PV-éolien (Figure 31) dépend fortement du potentiel solaire des rayonnements et d'énergie éolienne disponible sur le site de l'installation. Il existe plusieurs spécifications possibles pour des hybrides éolien-PV utilisables sous toutes les latitudes et on trouvera des descriptions de quelques configurations en référence. Des différentes études, portaient sur la praticabilité et l'exécution des systèmes hybrides éolien-photovoltaïque ont montré que la surface des panneaux solaires, le nombre des éoliennes installées, et la capacité de stockage des batteries jouent un rôle important durant l'opération du système hybride PV-éolien tout en satisfaisant la charge [ELH 2002], [MCG et al. 1996].

Si aucun autre système d'appoint comme un groupe électrogène n'est prévu et qu'il y a obligation de service continu, l'usage de batteries de stockage est requis pour pallier les périodes sans vent et/ou sans soleil. La difficulté d'un tel système réside dans le dimensionnement des composants et il est important de bien connaître les caractéristiques des ressources solaire et éolienne et de la demande pour faire les bons choix.

Le système hybride éolien -PV demeure relativement simple du point de vue de la gestion des apports qui sont transités via des contrôleurs dédiés à chaque module PV ou éolien sur un lien CC auquel les batteries sont branchées. Pour les besoins des charges AC, un onduleur conditionnera l'électricité du CC au CA à la tension et à la fréquence requises.

Des systèmes d'énergie hybrides de type EPV sont également conçus non seulement pour produire de l'électricité mais également pour produire de l'eau

douce par le dessalement [MAN et al. 2001]. Des différentes études discutées dans la littérature montrent que le système hybride EPV s'avère très prometteur à l'échelle mondiale. En ce qui concerne les coûts du système, la contribution de PV est petite par rapport à celle de l'éolien.

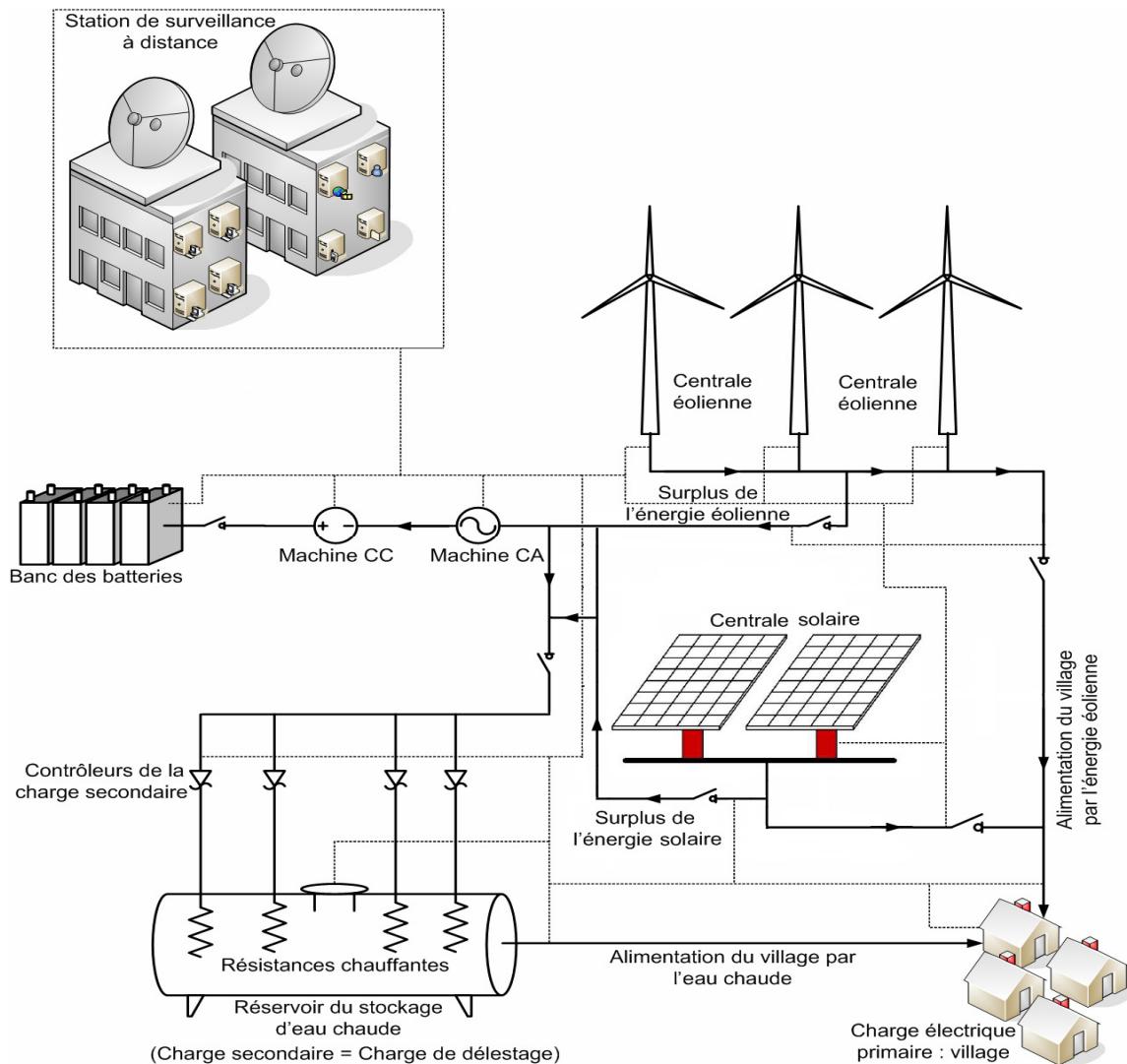


Figure 31 : Schéma d'un système hybride éolien-photovoltaïque (EPV) avec charge de délestage

3. Système hybride éolien-photovoltaïque-diesel-stockage (EPVDS)

Ces systèmes hybrides exploitent au maximum les ressources renouvelables pour fournir de l'électricité de manière autonome. Il s'agit donc d'une solution idéale pour les communautés éloignées du réseau.

Les systèmes hybrides EPVDS (Figure 32) sont adaptés pour réduire la dépendance à l'égard du combustible fossile en employant des rayonnements solaires et la ressource éolienne disponibles. Un tel système hybride comporte une centrale éolienne, des panneaux solaires, un générateur diesel et/ou un banc de batteries. L'association des batteries augmente la flexibilité du contrôle de système et la disponibilité du système global. Ces systèmes de production d'énergie ont de bonnes perspectives et larges applications surtout dans les régions chaudes et venteuses où ils représentent une solution rentable pour satisfaire les besoins en énergie des régions éloignées [SHA 2003] [SHA 2004]. La viabilité économique du système hybride EPVDS pour la production d'électricité décentralisée a été démontrée où son utilité a été prouvée pour de petits villages allant jusqu'à 100 familles [DESH et al. 2006].

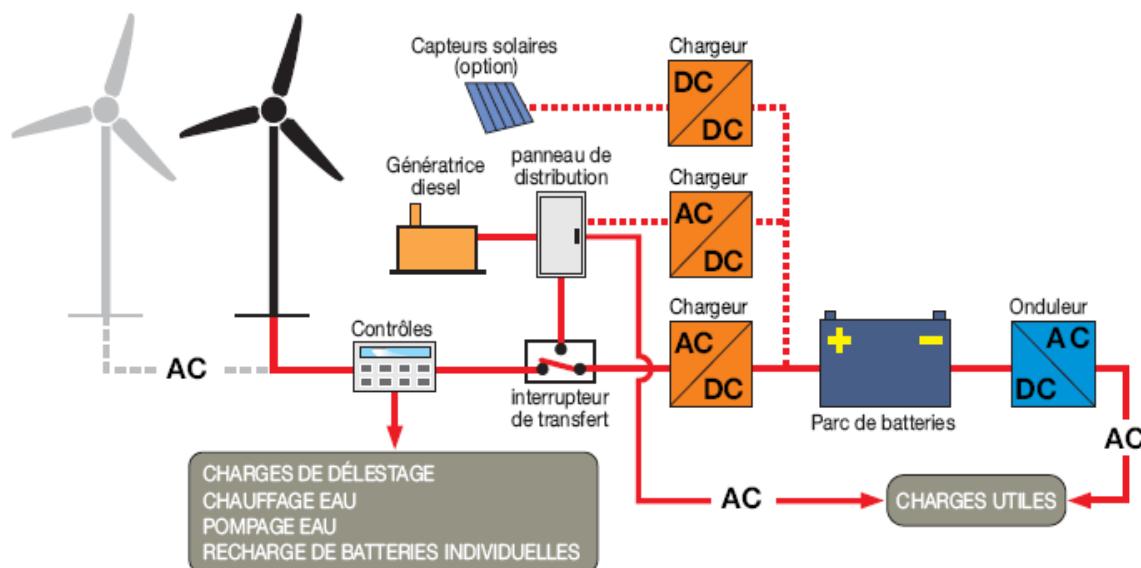


Figure 32 : Système hybride de type EPVDS [PGE]

Il est évident qu'un système hybride EPVDS a besoin d'un système de stockage d'énergie exempté d'entretien, du système de gestion d'énergie complètement automatique et de la fiabilité des dispositifs de traitement de puissance afin de pouvoir augmenter la compétitivité de ce système.

Enfin, dans le cas d'un système hybride EPVDS alimentant un réseau AC, certains concepteurs utilisent un alternateur couplé à un moteur DC pour faire la conversion DC-AC entre les unités de production PV et/ou éoliens et le lien AC. Dans ce cas le système hybride éolien-PV-Diesel ne comporte pas de batteries et agit dans ce cas comme un simple économiseur de carburant pour la centrale diesel [IREF].

4. Système hybride éolien-hydraulique (EHY)

L'écoulement du vent et de l'eau sont des phénomènes climatologiques à caractère stochastique qui peuvent se compléter de façon très intéressante. Dans le cas du couplage hydro/éolien, il s'agit d'optimiser l'énergie accumulée dans des réservoirs tout en utilisant en temps réel l'énergie éolienne disponible.

En termes techniques, l'énergie éolienne apparaît comme un «économiseur d'eau dans les réservoirs». Selon les spécialistes, une des solutions les plus rentables consisterait à installer des éoliennes directement au bord des grands réservoirs (barrages) où le vent fournirait une énergie parfaitement complémentaire à celle de l'eau. Cette énergie éolienne peut être emmagasinée dans les réservoirs durant les périodes de faible demande ou d'excès d'énergie éolienne (à l'aide des stations de transfert d'énergie par pompage STEP) et livrée plus tard à un moment plus propice, soit pour la demande domestique ou pour le marché externe (Figure 33). Autrement dit, ce couplage permettra de minimiser les achats d'énergie thermique venant de sources externes au système de production ainsi que la consommation d'eau, ce qui permet de conserver le niveau de l'eau en fin de période proche de celui de départ.

Ce type de couplage pourra se faire aussi entre des microcentrales hydrauliques et d'énergie éolienne surtout dans les sites isolés loin du réseau principal d'électricité [ANA 2007].

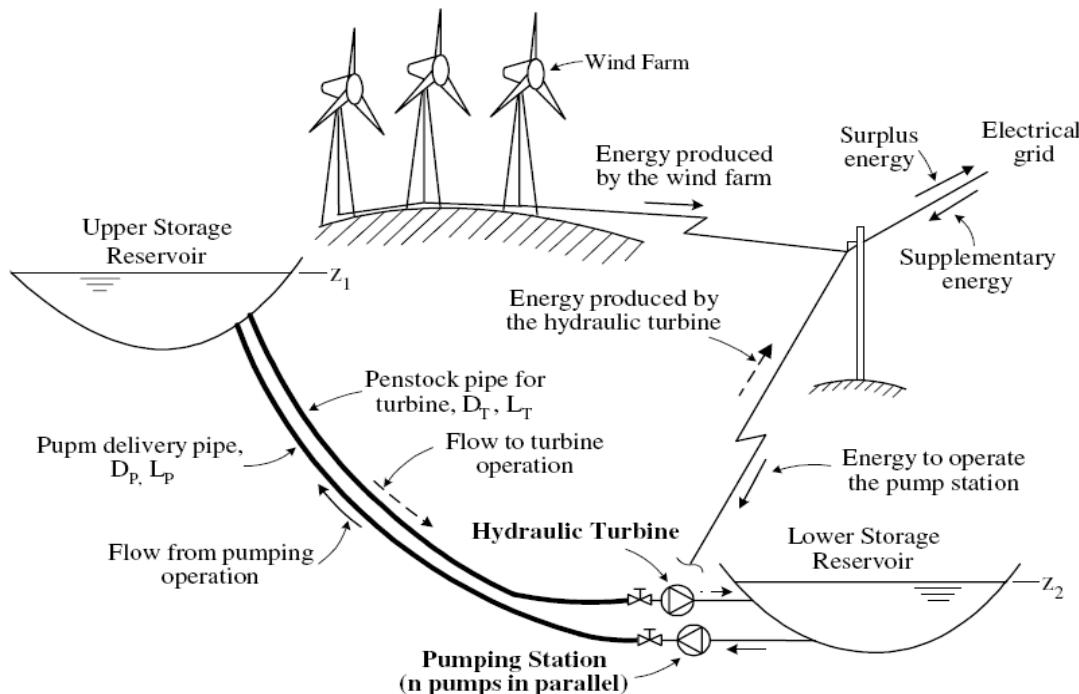


Figure 33 : Système hybride de type EHY [ANA 2007]

5. Système hybride éolien-stockage d'air comprimé à grande échelle (ECAES)

C'est le cas des grands parcs éoliens raccordés au réseau d'électricité (Figure 34). L'idée consiste à utiliser le surplus de l'énergie éolienne quand ($TPP > 1$) pour comprimer l'air via un compresseur et le stocker à une forte pression (40 à 70 bars) à la température ambiante. Quand la puissance éolienne ne suffit pas à la charge ($TPP < 1$), l'air comprimé sera réchauffé dans une chambre de combustion avant de le détendre dans une turbine à gaz. Des grandes cavernes situées à grande profondeur ou dans des anciennes mines de sel ou champs pétroliers épuisés sont utilisées pour stocker l'air comprimé. Ces réservoirs bénéficient de pressions géostatiques et par conséquent elles facilitent le confinement de la masse d'air stockée [IBR 2005].

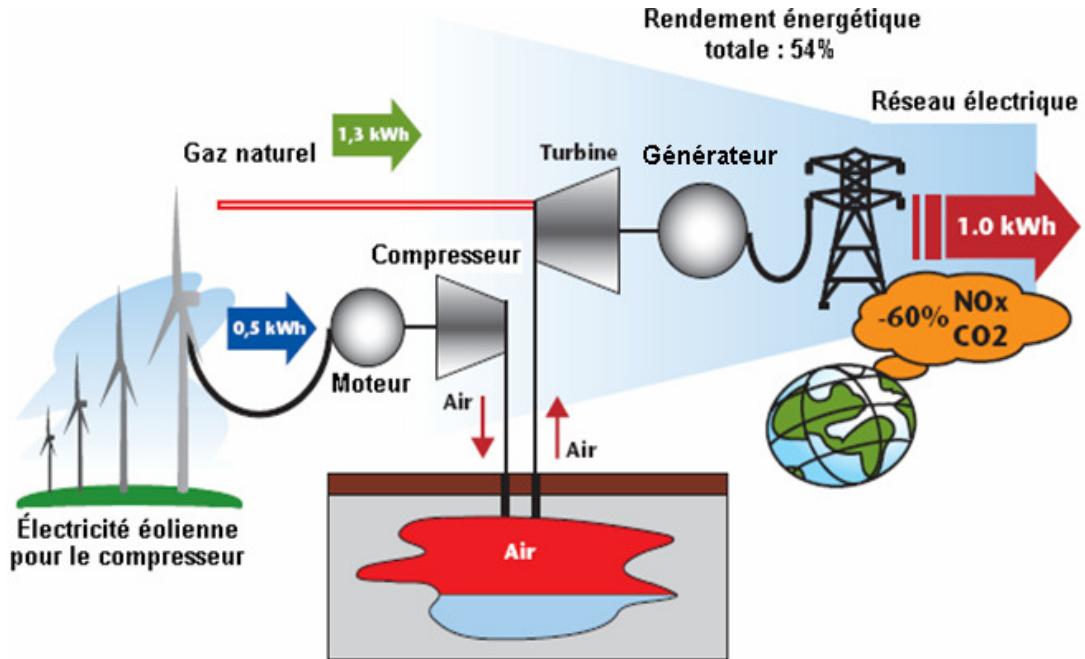


Figure 34 : Schéma de principe du système hybride éolien-CAES à grande échelle [IBR 2007]

6. Système hybride éolien-stockage sous forme chimique (ESC)

Dans la catégorie des petits systèmes (quelques kWh) en site isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes (éolienne par exemple), le critère essentiel est l'autonomie; la batterie plomb reste le meilleur compromis entre performances et coût, mais elle est pénalisée par sa durée de vie limitée, son manque de fiabilité et la difficulté de la recycler. Des performances accrues en terme de durée de vie doivent être développées pour répondre plus efficacement aux besoins de l'électricité. Le lithium-ion est plus performant mais d'un coût encore trop élevé. Les batteries redox sont moins matures et reste encore à démontrer leur fonctionnement associant à l'énergie éolienne.

7. Système hybride éolien-piles à combustibles (EPAC)

Les piles à combustible peuvent constituer une solution dans le cas de lieux isolés où il est difficile ou même coûteux, d'installer des lignes électriques (site

classé, montagne ...). Elles pourraient assurer une distribution fiable et indépendante des intempéries et même permettre une économie dans le coût de transport et d'installation. Des systèmes ont été proposés qui conjuguent une source renouvelable alimentant des habitations en électricité, fabricant de l'hydrogène par électrolyse quand la production est supérieure à la demande et alimentant le village en électricité générée par une pile dans le cas inverse (Figure 35).

Les piles à combustible/hydrogène sont pénalisées par leur manque de maturité, le coût très élevé, la durée de vie insuffisante et le mauvais rendement énergétique. La présence d'un réseau de distribution d'hydrogène pourrait être avantageuse pour alimenter des résidences, des immeubles à bureaux, des complexes industriels, des véhicules de transports (bus, véhicules industriels munis d'une pile à combustible, ..) ainsi que des exploitations agricoles (projets économiques qui récompensent le manque de rentabilité et les coûts chers de cette technologie) [IBR 2005].

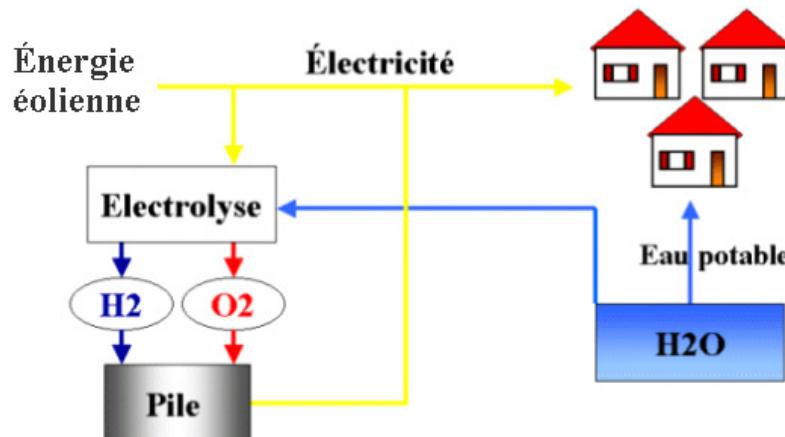


Figure 35 : Stockage et production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne

8. Système hybride éolien-diesel (JED)

8.1. Description

Le «Jumelage Éolien-Diesel» (JED) représente une technique de génération d'énergie électrique en utilisant en parallèle une ou plusieurs éoliennes avec un ou plusieurs groupes diesel. Cette approche est utilisée actuellement dans des communautés nordiques au Yukon [MAI 2001], Nunavut [NUN] et en Alaska [REE 2002].

La conception préliminaire du système jumelé éolien-diesel prévoit l'utilisation d'une centrale diesel existante déjà et l'ajout d'un parc éolien comportant un seul modèle de turbine. À ces deux principaux éléments s'ajoutent la logique et les composants nécessaires à l'exploitation jumelée du système : charges secondaires de lissage, régulateur et commande automatisée (Figure 36).

Le (JED) représentent une solution intéressante pour l'électrification des consommateurs dans les sites isolés. Cette façon de concevoir l'intégration éolienne amène des économies de carburant beaucoup plus intéressantes (50 à 80% selon le gisement éolien), en plus permet de réduire les déficits d'exploitation des réseaux autonomes dont la production principale est obtenue par des groupes diesel en apportant des économies sur l'entretien et sur le coût de remplacement des diesels. De plus, un système de régulation performant qui maintient les groupes diesel au-dessus de leur puissance minimum de bon fonctionnement (PMBF), permettra d'optimiser leur fiabilité et le taux de pénétration de l'énergie éolienne.

8.2. Historique du jumelage éolien-diesel (JED) au Québec

Depuis plusieurs années, Hydro-Québec-Distribution (HQB) étudie le jumelage éolien-diesel pour ces communautés et les outils développés par l'IREQ sont de renommée mondiale. L'historique du jumelage éolien-diesel au Québec est le suivant :

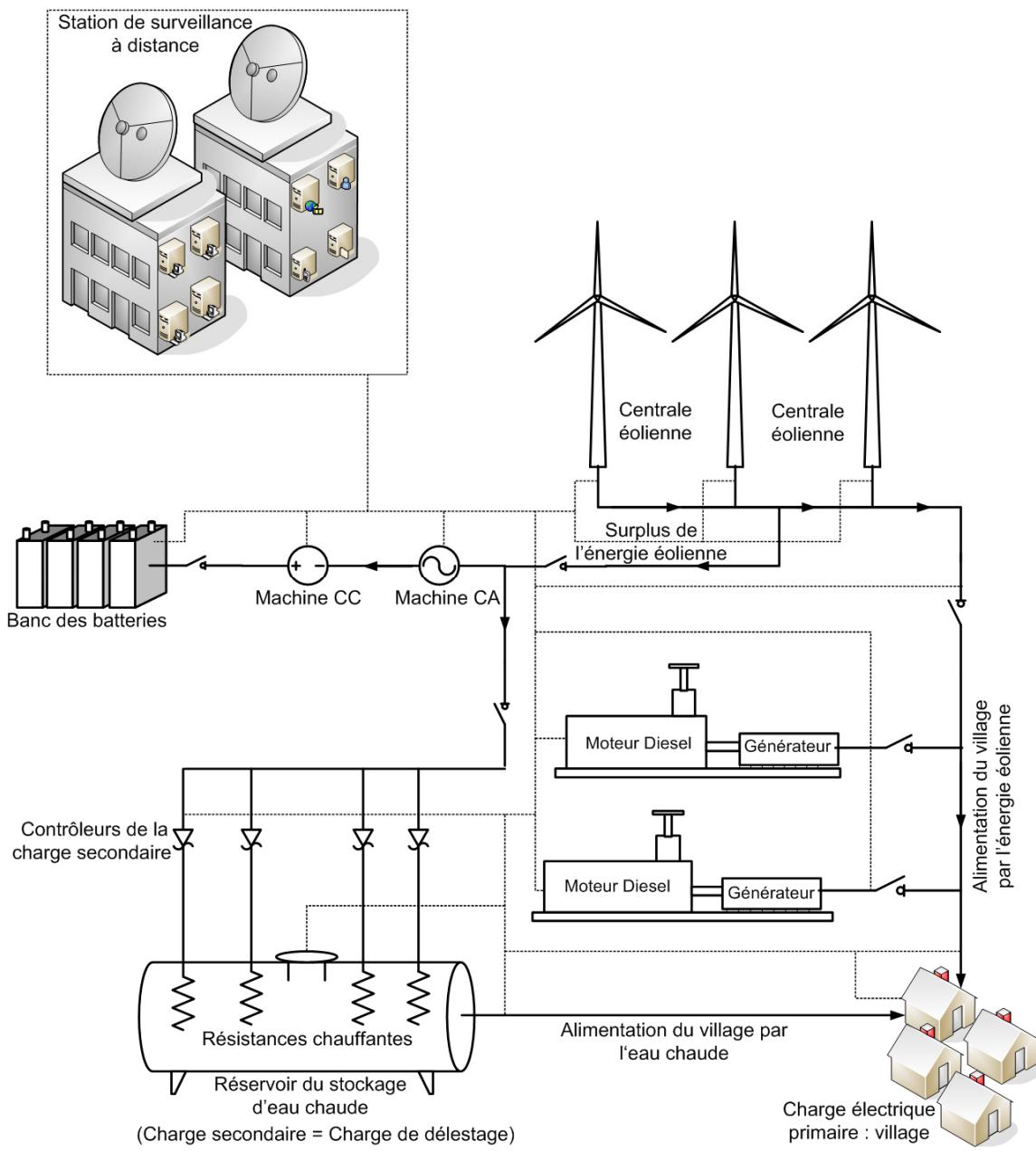


Figure 36 : Schéma d'un système hybride éolien-diesel (JED) installé à Alaska, États-Unis [DROU]

1986 : Initiation de la recherche sur le jumelage éolien-diesel à Hydro-Québec.

1990 : Modélisation et Validation expérimentale à l'IREQ

1994 : Démonstration de la faisabilité d'un système hybride éolien-diesel à haute pénétration sans stockage (essais expérimentaux réalisés à l'Atlantic Wind Test Site (AWTS))

1994-1996 : Étude de rentabilité du jumelage éolien-diesel dans 8 des 14 villages du Nouveau-Québec faite par le groupe de travail d'Hydro-Québec (Recommandation d'implantation était avortée)

1998 : Première implantation commerciale : île St-Paul, Alaska (Contracteur : Northern Power Systems; –Technologie et Consultant : HQ (IREQ))

2002 : Réactualisation étude technico-économique pour un projet JED à Nunavik.

2004 : Campagne de mesures anémométriques dans 3 villages en vue d'une installation JED dans un premier village au Nunavik en 2005-2008.

8.3. Régimes de fonctionnement d'un système hybride éolien-diesel

Suivant l'intensité du vent, on distingue trois modes de fonctionnement pour les systèmes à haute pénétration (Figure 37 et Figure 38) :

- ☞ Vent faible,
- ☞ Vent moyen,
- ☞ Vent fort.

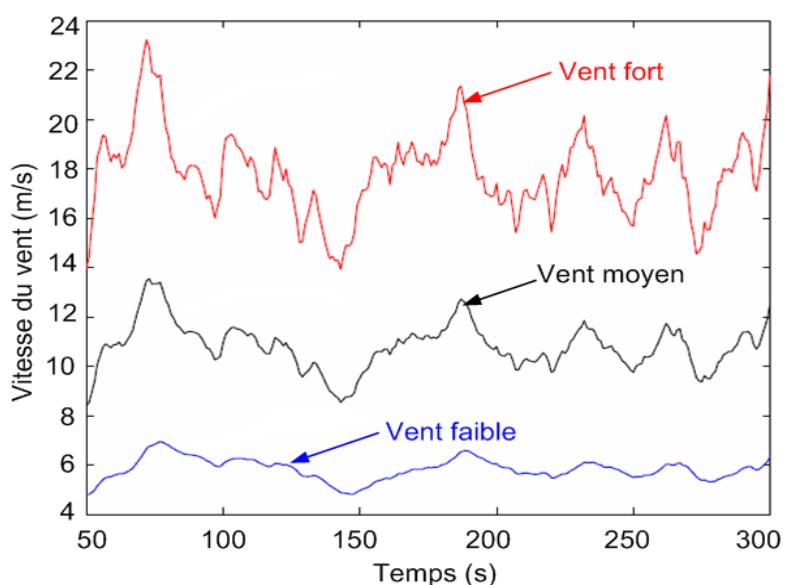


Figure 37 : Classifications principales de la vitesse du vent

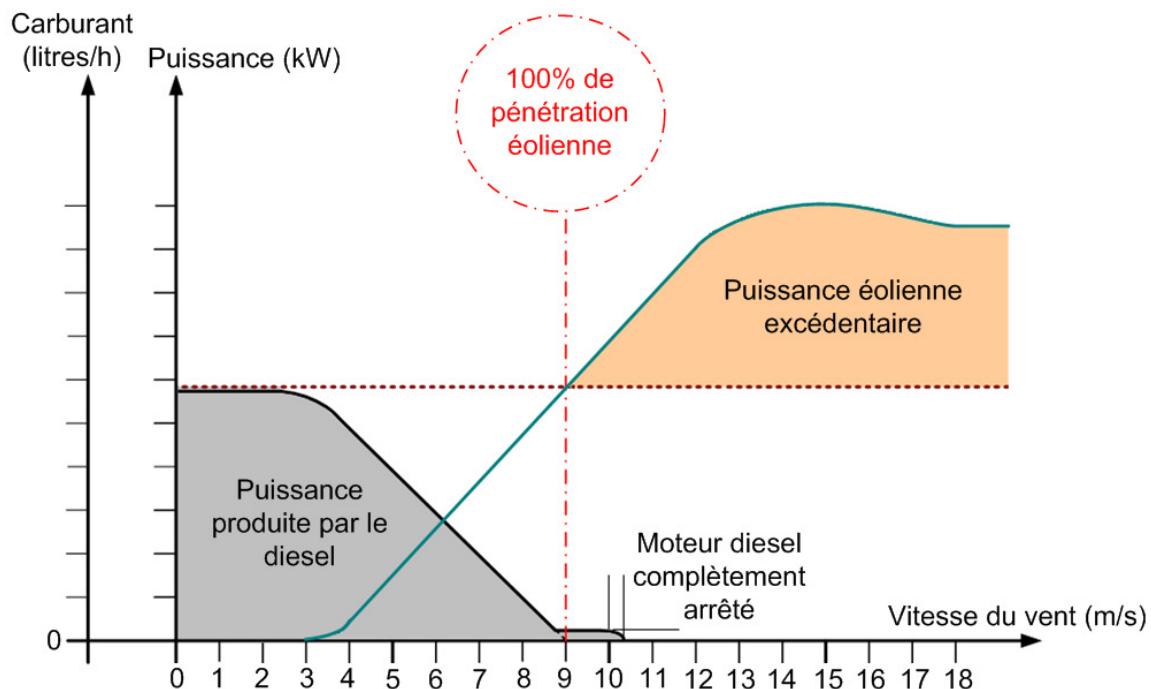


Figure 38 : Variation de l'énergie couverte par JED en fonction de la vitesse de vent [DAN]

8.3.1. Vents faibles, diesels seuls

Le premier mode de fonctionnement est utilisé lorsque le vent n'est pas assez fort pour entraîner les éoliennes à une vitesse suffisante pour qu'elles génèrent de l'énergie électrique. Dans ce cas, le système de contrôle des éoliennes les met hors circuit. C'est le groupe électrogène (diesel) qui assure la production de puissance et les asservissements de tension et de fréquence.

8.3.2. Vents moyens, diesels et éoliennes en service

Lorsque le vent est suffisamment fort pour que les éoliennes puissent produire de l'énergie, elles entrent en service. Par vents d'intensité moyenne, la puissance éolienne n'est généralement pas suffisante pour fournir à elle seule la totalité de la demande. Le groupe électrogène fournit alors la différence. Les éoliennes contribuent à fournir une partie de la puissance demandée par la charge, ce qui permet de diminuer l'apport des diesels et par conséquent de

réaliser des économies. Dans ce mode de fonctionnement, la puissance provient des éoliennes et des diesels. Les régulations de tension et de fréquence sont réalisées par le groupe électrogène.

8.3.3. Vents forts, éoliennes seules

Si le vent est suffisamment fort pour que la production éolienne soit supérieure à la demande, il est alors possible d'éteindre complètement les diesels. Une configuration connue, mais non unique, consiste à utiliser un embrayage unidirectionnel entre les diesels et les génératrices synchrones afin de découpler ces dispositifs [JEAN 1994], [GAG 1997]. Les diesels étant éteints et découplés des machines synchrones, ces dernières n'entraînent aucune charge. Elles sont utilisées uniquement comme compensateurs synchrones, ce qui permet au régulateur de tension du groupe électrogène de demeurer en service. Les diesels étant éteints, la régulation de fréquence ne peut plus être assurée par le groupe électrogène. Une charge de lissage doit être mise en service et contrôlée par un régulateur de fréquence, différent de celui du groupe électrogène, qui dicte la puissance à dissiper dans la charge de lissage. La fréquence demeure constante lorsque la loi de commande suivante est respectée : la puissance éolienne doit être égale à la puissance de la demande plus la puissance dissipée dans la charge de lissage.

Pour fonctionner dans les modes énumérés ci-dessus, une centrale mixte éolien-diesel doit être constituée principalement de six groupes de composantes (voir Figure 39) :

- 1- les moteurs diesel avec les embrayages unidirectionnels qui les accouplent aux machines synchrones avec le système de régulation de vitesse;
- 2- les machines synchrones avec leurs excitatrices DC et le système de régulation de tension;
- 3- les éoliennes avec les génératrices asynchrones;
- 4- la charge de lissage et le régulateur de fréquence qui la commande;

5- la charge du réseau autonome;

6- un système de contrôle de haut niveau (non illustré).

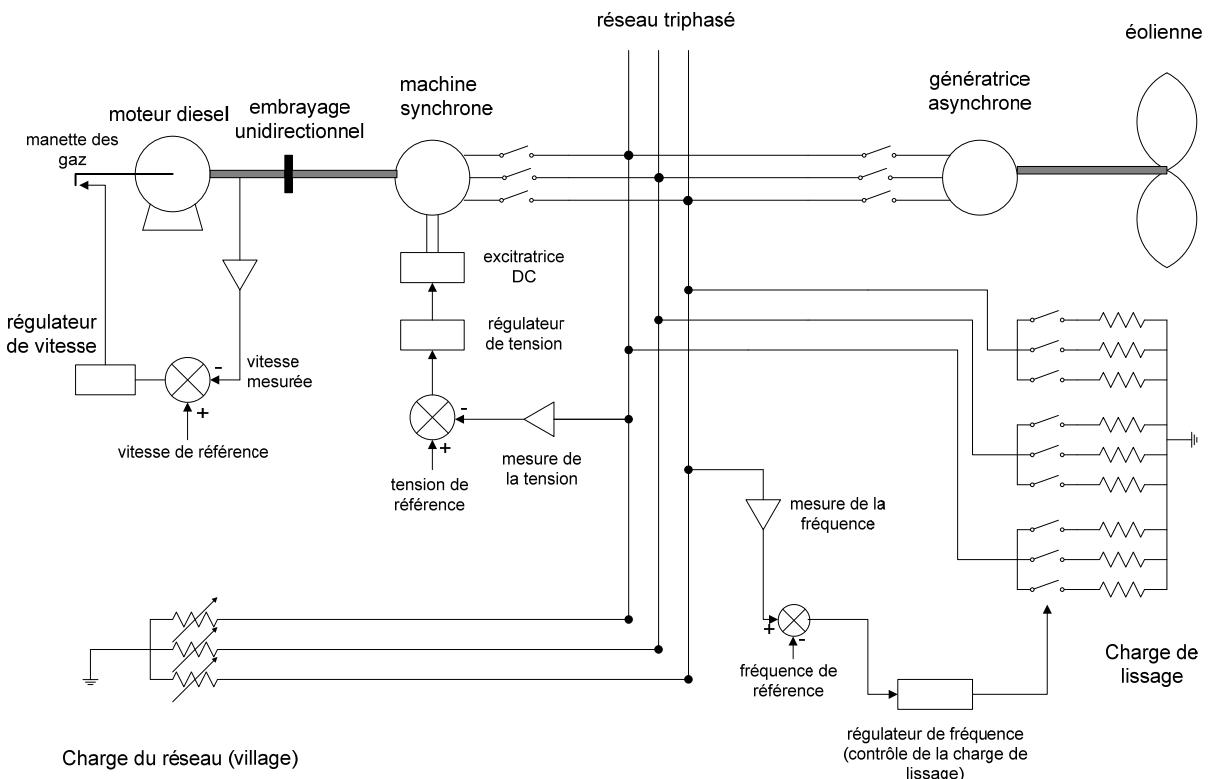


Figure 39 : Schéma d'un système de contrôle d'un système hybride éolien-diesel (JED)

Le contrôle de haut niveau qui gère le système détermine quand démarrer ou éteindre les diesels, combien d'éoliennes doivent être mises en service, quand mettre en service la charge de lissage et quand arrêter les éoliennes. Ce système de contrôle de haut niveau joue un rôle de première importance car c'est lui qui assure les transitions entre les différents modes de fonctionnement. Il va de soi que ces transitions ne doivent pas être perceptibles par le consommateur, de telle sorte que l'alimentation électrique soit ininterrompue et que la qualité de l'onde de tension soit maintenue dans la plage acceptée. Les essais expérimentaux réalisés à l'Atlantic Wind Test Site (AWTS) ont démontré

la viabilité des systèmes à haute pénétration [JEAN 1993]. Toutefois, ces systèmes sont encore à un stade expérimental et de démonstration.

8.4. Problématique du Jumelage éolien-diesel (JED)

Le premier obstacle à cette perspective résulte des contraintes de fonctionnement des diesels qui limitent l'énergie éolienne à un niveau de pénétration trop faible pour en réaliser le plein potentiel.

En effet, au-delà d'une certaine pénétration, l'obligation de maintenir un diesel en marche en tout temps et de le maintenir à plus de 30 % de sa puissance nominale forçait le rejet d'une quantité appréciable de l'énergie éolienne. En effet, pour les systèmes à basse pénétration, les éoliennes agissent uniquement comme une charge négative pour le réseau, mais le diesel consomme, même à vide, environ 50% du carburant à puissance nominale. Ces systèmes sont plus faciles à implanter mais leurs bénéfices sont moindres [SING 2001]. En agissant ainsi, on privilégiait l'usage dispendieux du carburant diesel au détriment du carburant gratuit de l'éolien. Selon ce mode de fonctionnement, dans un village de 200 kW, on ne pourrait installer qu'une seule éolienne de 60 kW. Il est clair que, considérant les coûts de logistique du Grand Nord québécois, de tels projets ne sont pas économiquement avantageux.

Des travaux sur le jumelage éolien-diesel (JED) ont été initiés à Hydro-Québec en 1986 où une solution est née permettant de lever cette contrainte d'exploitation [REID 1997]. L'idée se base sur le Jumelage Éolien Diesel à Haute Pénétration Sans Stockage (JEDHPSS). La faisabilité de la technologie de (JEDHPSS) a été démontrée par l'IREQ en 1994 dans un projet de taille représentative des 14 réseaux autonomes du Nunavik [FOR 2004]. Le taux de pénétration en puissance (TPP) est défini comme le rapport entre la puissance éolienne installée et la puissance maximum de la charge tandis que le taux de pénétration en énergie (TPE) est défini comme le rapport entre l'énergie éolienne annuelle produite et l'énergie consommée par la charge. En augmentant le taux

de pénétration, on favorise des économies d'échelle qui rendent ces projets potentiellement plus profitables. Le (JEDHPSS), caractérisé par des valeurs $TPP>1$ causée par l'augmentation du nombre d'éoliennes, fournit une puissance plus stable et permet l'arrêt complet des groupes diesel durant certaines périodes de temps, quand la production éolienne est supérieure à la demande, sans avoir à recourir au stockage et augmente les bénéfices économiques et environnementaux de la production éolienne et permet la réduction la plus importante de la consommation de diesel et des émissions de GES. Mais, cette conception est sujet à des problèmes techniques complexes dont les solutions sont très coûteuses [JEAN 1992], [GAG 1997] ce qui fait qu'un seul projet de ce type, sans aucun stockage, est actuellement opérationnel en Alaska [REE 2002].

En effet, l'un des buts visés par un système (JEDHPSS) est d'arrêter les groupes thermiques le plus souvent possible, idéalement dès que la puissance éolienne égale la demande instantanée, de manière à maximiser les économies de carburant. Cependant, en regard du temps de démarrage des diesels par rapport aux fluctuations instantanées du vent et de la demande, la production thermique doit être disponible (groupe diesel à régime minimal) à partir du moment où la production excédentaire passe sous un seuil, nommé réserve de puissance, considéré comme sécuritaire par rapport à la demande instantanée. L'importance de cette réserve est qu'elle assure la fiabilité du système et a un effet direct sur la consommation de carburant et les frais d'entretien et d'exploitation des groupes électrogènes. En d'autres termes, les diesels doivent régulièrement tourner simplement au cas où la puissance éolienne diminue brusquement sous le niveau de la demande. Par exemple, si la réserve prévue est de 10% et si la puissance éolienne instantanée est plus faible que 110% de la demande instantanée, on procède au démarrage d'un groupe diesel, généralement le plus petit disponible qui comblera de façon sécuritaire le déficit de puissance par rapport au « 110% ». Ces groupes devant tourner à régime minimum élevé, 50% selon le critère de l'exploitant, une forte consommation de carburant non productive s'ensuit. Dans un système sans stockage, à basse pénétration éolienne, cela peut même amener le système à consommer plus de

carburant qu'en absence de jumelage. Il est aussi à noter qu'à très bas régime, non seulement les groupes subissent une usure et un encrassement accélérés mais, de plus, leur consommation augmente beaucoup. Le cas échéant, des stratégies avancées de contrôle de performance d'exploitation du système, doivent être mises en place afin d'optimiser le résultat global.

Un problème technique important des installations semblables résulte d'une forte fluctuation de la puissance produite par l'aérogénérateur, qui est généralement incompatible avec la puissance demandée par des utilisateurs domestiques ou commerciaux typiques. Pour faire face à ce problème, il faut intégrer un système qui absorberait l'énergie excédentaire (charge de délestage). Ce surplus peut servir au chauffage de l'eau ou au dessalage de l'eau potable (Figure 36). Une autre solution consiste à incorporer un dispositif approprié de stockage d'énergie, qui cependant augmente de manière significative le coût initial d'installations autonomes. L'utilisation des moyens de stockage permet de réduire ces difficultés [ILIN 2005] et maximiser le pourcentage d'énergie éolienne dans l'énergie annuelle totale (le TPE). Les moyens de stockage de l'énergie éolienne excédentaire envisagés présentement sont sous forme thermique (eau chaude), ou par des bancs de batteries. Ces dernières sont dispendieuses, difficiles à recycler, une source de pollution (plomb-acides) et limitées en puissance et en durée de vie. Les piles à combustible représentent une alternative viable mais la complexité technique, le prix prohibitif et le faible rendement retardent l'acceptation par le marché. D'où la nécessité de choisir un dispositif de stockage assez dynamique et adaptable au système hybride afin qu'il soit capable d'agir en temps réel, en fonction des fluctuations de la puissance générée et consommée.

Alors, un système hybride éolien-diesel (avec stockage d'énergie) rembourse le coût d'investissement de l'éolienne et les frais d'exploitation du générateur diesel [KAL 2002], [BOW 2001]. En l'absence du stockage d'énergie, une fréquence de cycle arrêt/marche élevée est évidente. Ceci mènera à une usure excessive du diesel et, en conséquence, à une plus grande demande de l'entretien [LIP 1994]. Dans ce contexte, un système hybride éolien-diesel, y

compris un dispositif de stockage bien incorporé, mène à une réduction significative de la fréquence de cycle arrêt/marche du diesel, avec le rétrécissement de consommation de carburant et par conséquent une diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES), comparé au système d'opération du diesel seul.

Enfin, un tel type de ces systèmes (JEDHP), y compris un système de stockage correctement placé, mène à une réduction significative de la consommation de carburant, en comparaison d'une installation diesel-seulement, protégeant également le générateur diesel contre l'usage excessif. Par contre, l'avantage d'un système hybride par rapport à un système pur éolien, dépend de beaucoup de facteurs fondamentaux : la forme et le type de la charge, le régime du vent, le coût et la disponibilité de l'énergie, le coût relatif de la machine éolienne, le système de stockage et d'autres facteurs d'efficacité [Bel 2002].

Il est à noter que, les méthodes d'évaluation des systèmes hybrides éolien-diesel autonomes et leurs avantages se sont beaucoup développés ces dernières années. L'optimisation de l'énergie éolienne avec un stockage, avec ou sans apport de diesel, dépend beaucoup des modèles économiques de chaque système pris séparément.

CHAPITRE VII

CHOIX D'UN SYSTÈME DE STOCKAGE POUR UN SYSTÈME HYBRIDE ÉOLIEN-DIESEL À HAUTE PÉNÉTRATION

1. Introduction

Toutes les techniques de stockage peuvent être associées aux éoliennes d'une façon directe ou indirecte. Ceci va permettre de stocker de l'énergie électrique dans les périodes de fort vent pour pouvoir la restituer dans les périodes de vent plus faible et lisser au maximum la puissance produite par l'ensemble éolienne plus stockage. Strictement parlant, l'électricité est une forme d'énergie qui ne peut pas être stockée. Une centrale ne peut pas produire plus d'électricité que ce qui est utilisé par le réseau. Il est cependant possible de transformer l'électricité pour stocker l'énergie sous une autre forme autre que l'énergie électrique, ce qui demande des conversions énergétiques [REN]. Le rendement global du stockage est donc très variable en fonction des procédés choisis [RUF]. Les possibilités techniques pour stocker l'énergie sont très vastes et concernent pratiquement toutes les formes d'énergie : mécanique, chimique, thermique, etc... Ces diverses solutions ont toutes été explorées. Elles ont donné naissance aux techniques qui étaient présentées ci-avant dans le chapitre IV.

À chaque situation rencontrée, il existe à priori un système de stockage approprié. Certes des progrès sont nécessaires pour améliorer les performances de certains d'entre eux et en diminuer les coûts. Mais il est encourageant d'affirmer que le stockage de l'électricité peut être quand on veut, où on le désire et en n'importe quelle quantité.

Les techniques de stockage de l'électricité diffèrent selon les besoins en fonction de :

- ❖ la nature de l'application : stationnaire ou embarquée,
- ❖ la durée du stockage : court ou long terme,
- ❖ type de production : puissance maximale nécessaire.

Il est nécessaire, donc, d'analyser de façon critique les caractéristiques fondamentales (techniques et économiques) des systèmes de stockage. Ceci nous permet d'établir des comparaisons entre les différentes technologies afin d'en choisir la meilleure et la plus adaptable à un système hybride éolien-diesel destiné à l'électrification des sites isolés, en tenant, ainsi, en considération leurs gestions, dimensionnements, coûts et impacts sur l'environnement.

2. Critères de choix

Les Caractéristiques principales des moyens de stockage, sur lesquelles se basent les critères de choix, sont :

2.1. Capacité de stockage

La capacité énergétique de stockage (Figure 40) représente la quantité d'énergie disponible dans le dispositif de stockage à la fin de la charge. C'est un critère fortement dimensionnant, souvent, défini sur la base d'une énergie stockée W_{st} (Wh) supérieure à celle réellement utilisable (restituée) notée W_{ut} (Wh) parce que la décharge de l'énergie emmagasinée ne peut pas toujours être complète. Elle représente, donc, la limite de décharge profonde (état de charge minimal) et varie avec le temps de transfert. Pour cette raison, l'énergie exploitable dépend fortement de la profondeur de décharge et du rendement de charge/décharge [MULT 2007]. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité

énergétique. À l'opposé, c'est l'autodécharge qui va pénaliser le bilan en régime très lent.

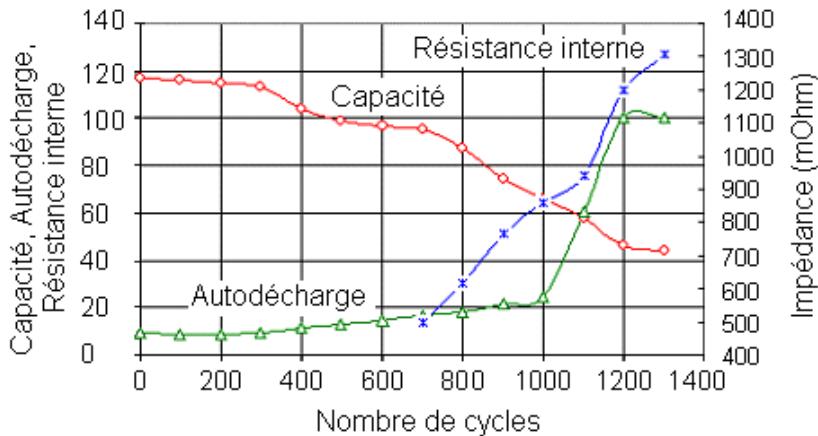


Figure 40 : Variation de la capacité énergétique, de l'autodécharge et de la résistance interne d'une batterie au nickel-métal-hydure [BUCH]

2.2. Puissance disponible

Ce paramètre fixe la constitution et la taille du moteur/générateur dans la chaîne de conversion de l'énergie emmagasinée. Il est généralement exprimé à l'aide d'une valeur moyenne ainsi qu'une valeur crête souvent utilisée pour représenter la puissance maximale de charge ou de décharge $P_{\max}(W)$. Les puissances maximales de charge et de décharge sont parfois différentes.

2.3. Taux de transmission de puissance

Le stockage d'énergie se fait lentement pour qu'elle, ensuite, soit livrée assez rapidement sur demande. C'est surtout la puissance de sortie (décharge) qui peut représenter une limite nommée le taux de transmission de puissance. Ce taux de livraison détermine le temps requis pour extraire l'énergie emmagasinée. Dans une utilisation aux heures de pointe, par exemple, il faut pouvoir livrer l'énergie durant ces heures. Autrement dit, l'énergie inutilisée, si elle est considérable, représente soit une conception non optimale du système, soit une

limite fondamentale du dispositif de stockage pour l'application en vue [BON 1975].

2.4. Temps de décharge ou constante de temps

En réalité, une technologie de stockage peut être caractérisée beaucoup mieux par le rapport entre la capacité énergétique (ou énergie utilisable) et la puissance maximale. Ce rapport est souvent appelé « constante de temps ». C'est la durée durant laquelle la décharge se fait à puissance maximale, $\tau(s) = W_{st} / P_{max}$ ou plus judicieux $\tau(s) = W_{ut} / P_{max}$. Elle dépend de la profondeur de décharge et des conditions de fonctionnement du système, puissance constante ou non. Elle caractérise l'adéquation du système avec certaines applications.

Par exemple [ROB 2005], pour un système de stockage hydraulique gravitaire, la capacité de stockage est liée à la masse d'eau et à la dénivellation entre les bassins haut et bas, alors que la puissance maximale est déterminée par la taille des conduites et la puissance des groupes réversibles turbines-machines électriques.

La difficulté de découpler, aussi aisément, les dimensionnements en puissance et en énergie ne permettent pas un choix optimal de la constante de temps pour la plupart de technologies de stockage.

2.5. Rendement

C'est le rapport entre l'énergie restituée et l'énergie stockée, $\eta = W_{ut} / W_{st}$. Sa définition est souvent simpliste parce qu'elle est fournie pour un seul point de fonctionnement [ROB 2005]. Or, il y a des pertes en charge et des pertes à vide ou d'autodécharge. La définition du rendement doit donc se baser sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Un système optimisé

avec une faible constante de temps aura un meilleur rendement pour des sollicitations rapides.

La puissance instantanée est aussi l'un des facteurs qui régit le rendement et de lequel dépend la quantité d'énergie totale récupérée au cours d'une décharge complète. Pour que le dispositif de stockage soit réellement concurrentiel, le rendement global doit être bon. Ceci impose à la chaîne de transfert de puissance d'être optimisée pour minimiser les pertes lors du passage de l'énergie ainsi que des pertes par autodécharge des plus limitées. Cet aspect de conservation de l'énergie est un point crucial si l'application visée est du lissage de consommation journalière.

Décharge :

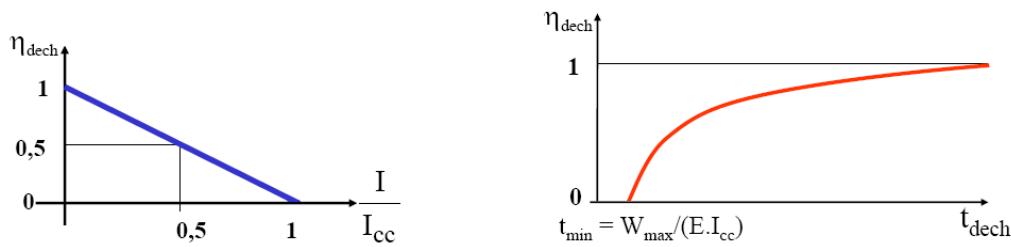
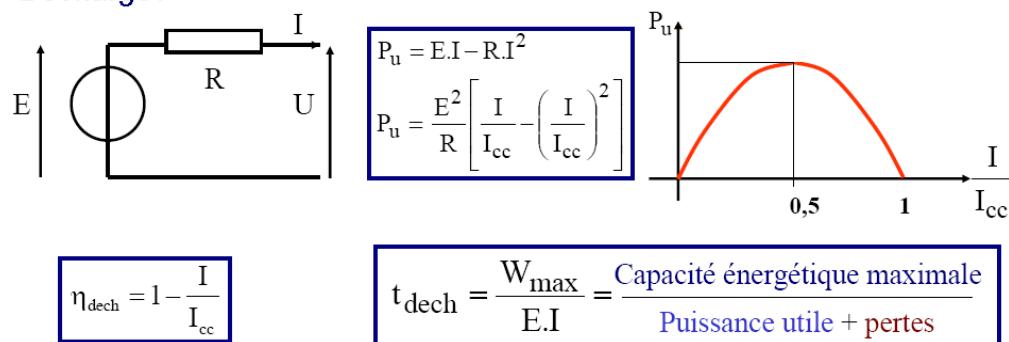


Figure 41 : Schémas électriques de principe permettant de mettre en évidence l'effet du courant ou du temps de décharge (I : courant réseau, I_{cc} : courant continu) [GER 2002].

Les schémas équivalents des Figure 41 et Figure 42 mettent en évidence de façon simpliste l'existence d'un temps de décharge optimal et d'un rendement maximal [MUL 2004].

Pour les systèmes de stockage réels, ces résultats se compliquent car les éléments du schéma équivalent varient avec le point de fonctionnement et l'état de charge (Figure 43).

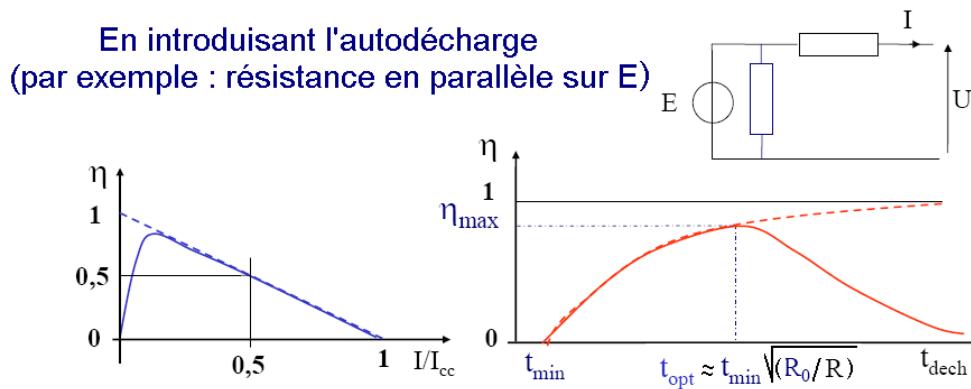


Figure 42 : Schémas électriques de principe permettant de mettre en évidence l'effet d'autodécharge sur le rendement. Les courbes en pointillés correspondent à un modèle sans résistance d'autodécharge (I : courant réseau, I_{CC} : courant continu) [GER 2002].

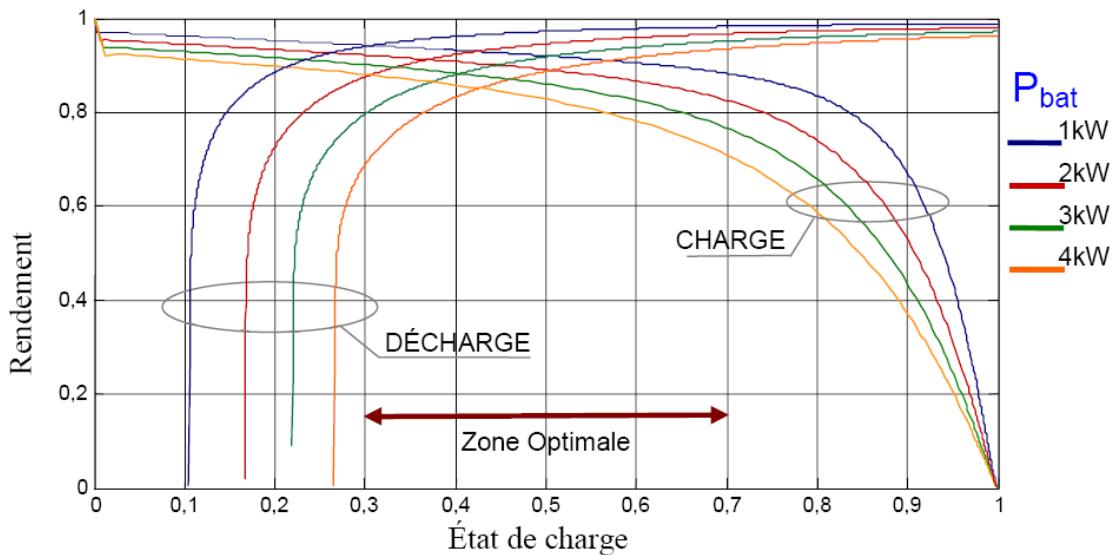


Figure 43: Courbes de rendement d'un accumulateur au Plomb 48V – 310Ah (15 kWh pour une décharge en 10 h) paramétrées en puissance [GER 2002]

2.6. Profondeur de décharge

Le fonctionnement d'un dispositif de stockage se caractérise aussi par la profondeur de décharge PDD (Depth Of Discharge : DOD). Ce facteur représente le pourcentage de la capacité énergétique maximale du moyen de stockage déchargé au cours d'un cycle d'un fonctionnement (c'est-à-dire avant que le dispositif de stockage soit entièrement rechargé) [BATT] :

$$PDD = (W_{\max} - W_{\min}) / W_{\max}$$

où W_{\max} est la capacité maximale du dispositif de stockage et W_{\min} la quantité d'énergie restante à la fin de la décharge.

2.7. Durée de vie (cyclabilité)

C'est le nombre de fois où le dispositif du stockage peut restituer le même niveau d'énergie après chaque nouvelle recharge pour lequel il était dimensionné. Elle caractérise la durée de vie du dispositif de stockage et est exprimée en nombre maximal de cycles N (un cycle correspond à une charge et une décharge).

Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique. Quand un dimensionnement en limite d'endurance d'un dispositif de stockage permet un très grand nombre de cycles théoriques, cela représenterait un principal avantage qu'on puisse le prendre en considération pour choisir notre système. Cependant, en réalité, les processus de fatigue sont souvent complexes et la cyclabilité n'est pas toujours bien définie. Dans tous les cas, elle est fortement liée à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen ainsi qu'à la profondeur de décharge [MES 1999]. Toute baisse du PDD en moyenne se manifestera par une prolongation de la durée de vie du dispositif de stockage (Figure 44). Enfin, comme les cycles sont souvent très

variables, la quantification de N est délicate et les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs.

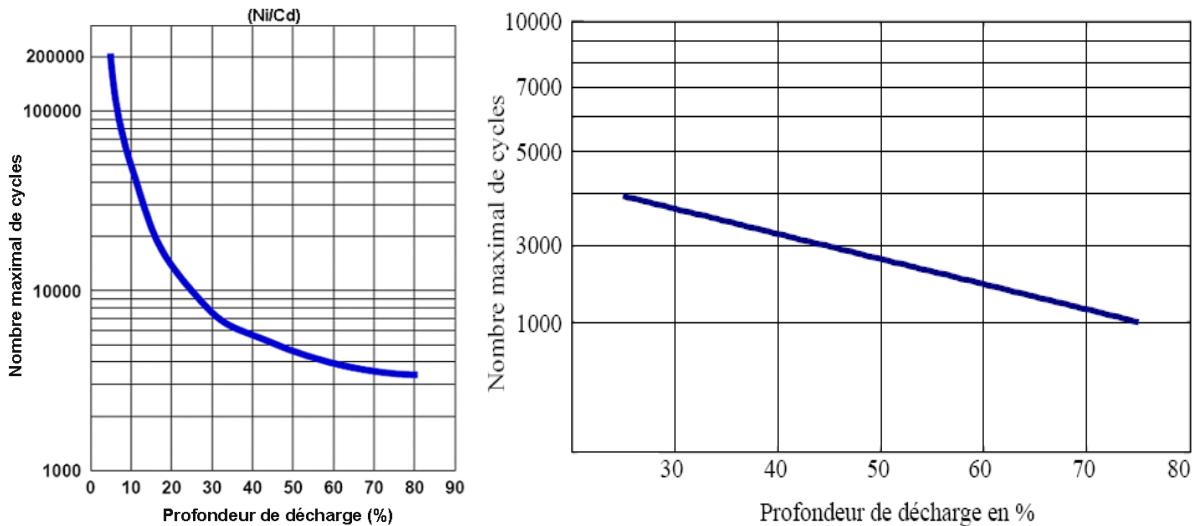


Figure 44 : Évolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge pour des accumulateurs électrochimiques (Ni/Cd (à gauche), Plombe/acide (à droite))

2.8. Autonomie

C'est la durée maximale durant laquelle le dispositif pourrait restituer, continuellement, de l'énergie emmagasinée. Elle est défini par le rapport entre la capacité énergétique (énergie restituée) et la puissance de décharge, $a = W_{ut} / P_d$. L'autonomie diffère selon le type de stockage et la nature de l'application (Figure 45). Dans la catégorie des petits systèmes (quelques kWh) en site isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes, le critère essentiel est l'autonomie.

2.9. Coûts

Comme tout investissement, un dispositif de stockage n'est intéressant que si la somme des gains qu'il procure est supérieure à la somme des coûts qu'il occasionne principalement. Ce sont le capital investi qui est la part la plus

marquante pour l'acheteur et les frais d'exploitation (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement), et cela sur toute la durée de vie.

Les systèmes qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais, sont généralement les moins coûteux à l'investissement. Il est donc indispensable, pour minimiser les coûts, d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage [MUL 2004]. Enfin, dans une logique de développement durable, le coût global sur cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et d'autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être pris en considération.

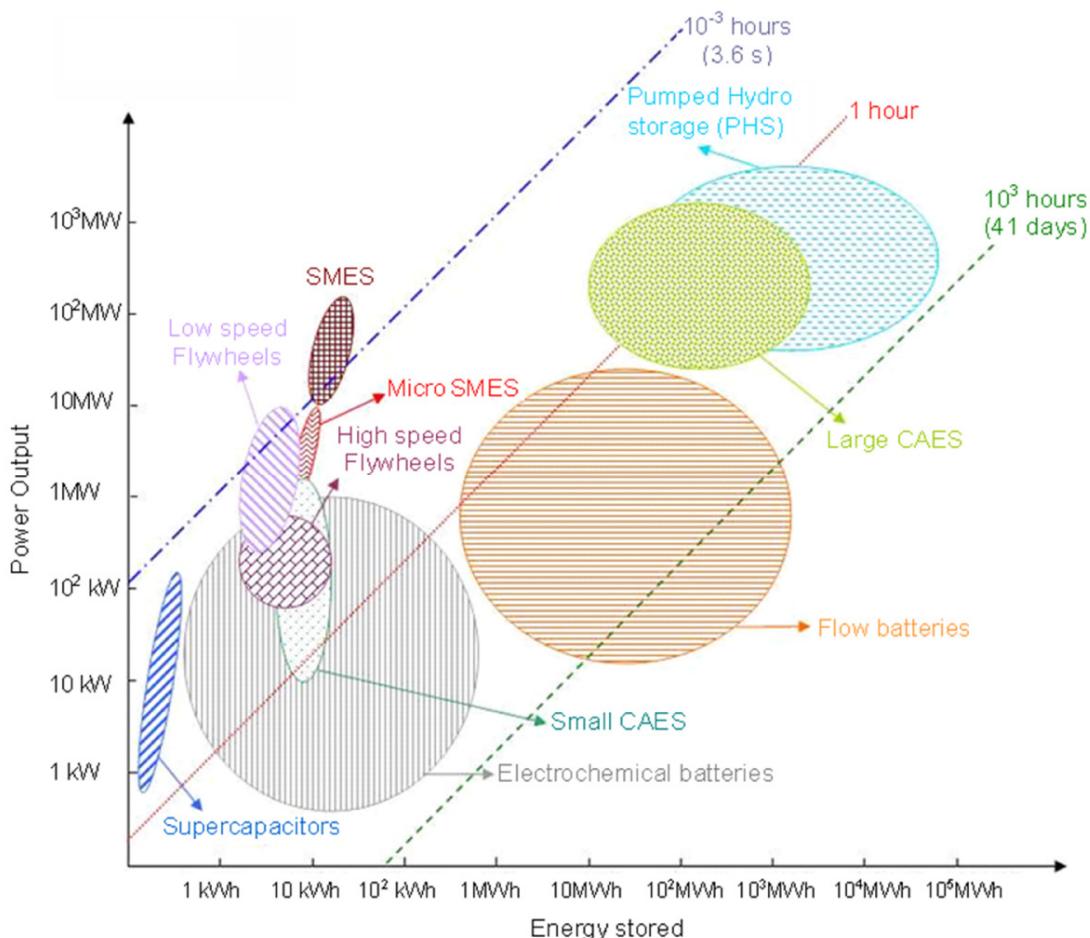


Figure 45 : Comparaison des différentes technologies de stockage en fonction de l'autonomie [EMER 2003]

En général, le coût d'investissement du stockage s'exprime sous la forme d'une régression multiple, $C = C_1 W_{ut} + C_2 P_d$ ⁴ et le coût des frais de fonctionnement, actualisé sur la durée de vie, est supposé proportionnel au coût d'investissement (de l'ordre de 40% de ce coût pour une durée de vie de 20 ans pour des ouvrages de production électrique) [ANZ 1989]. D'où le coût total : $C_t = (aC_1 + c_2)P_d \cong 1.4(aC_1 + C_2)P_d$, où $c_1 \cong 1.4C_1$ et $c_2 \cong 1.4C_2$.

2.10. Domaines de faisabilité et adaptation à la source de production

Le type de stockage optimal est intimement lié à la nature de l'application (application de faible et moyenne puissance en sites isolés, application pour la connexion au réseau,...) et au type de production (stationnaire, embarquée) : par exemple, un petit système dans un site isolé nécessitera de stocker une énergie de quelques dizaines de Wh et une grande centrale nécessitera un stockage de plusieurs MWh.

Pour que le rendement d'un dispositif de stockage soit élevé, il vaut mieux qu'il soit bien adapté à la source de production de l'énergie (conventionnelle, renouvelable) afin qu'il puisse travailler en bonne harmonisation avec les centrales de production.

2.11. Densité massique et volumique d'énergie

La masse et le volume de dispositifs de stockage sont des facteurs importants pour de certaines applications (importance particulière pour la densité énergétique massique dans les applications embarquées, mais elle revêt une moindre importance dans les applications stationnaires). La caractérisation de ces deux facteurs se fera, respectivement, par la densité massique d'énergie et

⁴ C_1 (en \$/kWh), C_2 (en \$/kW) et P_d représentent, respectivement, le coût proportionnel à la capacité énergétique, le coût proportionnel à la puissance de charge et la puissance maximale de décharge.

la densité volumique d'énergie. Elles représentent les quantités maximales d'énergie accumulée par unité de masse ou de volume du dispositif de stockage.

2.12. Autodécharge

L'autodécharge est la proportion de l'énergie initialement contenue dans l'unité de stockage qui s'est dissipée en un temps donné en dehors de toute utilisation.

2.13. Équipements de contrôle et de surveillance

Les équipements de contrôle et de surveillance des moyens de stockage tant sur le plan de la quantité que de la sûreté du stockage ont des répercussions sur l'accessibilité et la disponibilité de l'énergie.

2.14. Contraintes opérationnelles

Notamment sur les aspects liés à la sécurité (explosion, rejets, éclatement (comme dans le cas du stockage à volant d'inertie), etc.) ou aux conditions de fonctionnement (température, pression, etc.), peuvent influer sur le choix d'une technologie de stockage en fonction des types de besoins énergétiques.

2.15. Fiabilité

La fiabilité d'un système de stockage importe toujours, parce qu'elle constitue la garantie du service sur demande [BON 1975].

2.16. Aspect écologique

Bien que ce paramètre ne constitue pas une réelle description des possibilités du système de stockage, le caractère écologique du produit (matériaux aisément

recyclable) est un argument de vente très fort. Par exemple, dans les pays nordiques (suède, Norvège), une certaine frange de la population préfère payer plus cher une énergie propre plutôt que de continuer à polluer le pays [FAU 2003]. La dimension psychologique n'est donc pas négligeable dans ce type de produits à vocation écologique

2.17. Autres caractéristiques

Il existe d'autres caractéristiques comme : l'impact sur l'environnement (matériaux aisément recyclable), la simplicité de conception, la facilité de maintenance, la souplesse de l'exploitation et l'utilisation (l'exploitant s'intéresse beaucoup à cette caractéristique), la rapidité du système à mettre en disposition l'énergie stockée (temps de réponse du dispositif), etc.

Enfin il est très important de noter que ces caractéristiques s'appliquent au système de stockage dans sa globalité : éléments de stockage et convertisseurs de puissance.

3. Comparaisons entre les différentes techniques de stockage

3.1. Généralités

Afin de pouvoir comparer les performances des différentes technologies de stockage dans les catégories choisies, une liste des critères a été analysée auparavant comme par exemple le coût, la densité d'énergie, la puissance spécifique, la recyclabilité, la durée de vie, et le rendement énergétique de chaque technologie.

Les comparaisons habituelles des moyens de stockage utilisent la représentation du diagramme de Ragone. La théorie de Ragone et le plan de représentation associé permettent de caractériser les différents composants à l'égard du couplage énergie/puissance. Elle permet de donner les performances

en énergie et puissance massiques [ST-CEA]. Il s'agit d'un moyen de comparaison surtout intéressant pour les applications embarquées dans lesquelles la masse est un critère très important, mais en situation stationnaire, dans le contexte de traitement de l'énergie électrique, la durée de vie et le coût total (investissement, énergie perdue et vieillissement en cyclage) constituent des critères encore plus importants.

La théorie de Ragone conduit également à distinguer différents types de stockage par leurs propriétés asymptotiques en fonction d'une puissance de restitution en évaluant la proportion d'énergie récupérable par rapport à l'énergie potentiellement disponible dans un stockage lorsqu'on le décharge à une puissance P_d donnée. Cette théorie établit ainsi une forme de stockage qualifié de potentiel qui permet de récupérer toute l'énergie pour une puissance de restitution P_d nulle [SAI 2004].

Les paramètres de performance des dispositifs de stockage sont souvent exprimés en grande variété de domaines d'application et d'unités. Les diagrammes suivants sont prévus pour fournir une comparaison conventionnelle et compréhensible, basée sur la théorie de Ragone, des dispositifs principaux de différentes techniques de stockage. Les données représentent des dispositifs typiques dans chaque catégorie, mais peuvent ne pas couvrir tous les produits disponibles.

3.2. Comparaison selon le domaine d'application en puissance et l'autonomie

Les applications stationnaires du stockage d'énergie électrique à grande échelle peuvent être classées en trois catégories fonctionnelles principales (Figure 46) :

- ☞ *Qualité de puissance demandée :* L'énergie stockée, dans ces applications, est seulement utilisée pendant des secondes ou moins afin de pouvoir assurer la continuité de la qualité de puissance.

- ☞ *Stockage tampon et secours* : L'énergie stockée, dans ces applications, est employée pendant des secondes aux minutes pour assurer la continuité du service en commutant d'une source de génération d'énergie électrique à une autre.
- ☞ *Gestion du réseau* : Les dispositifs de stockage, dans ces applications, sont employés pour découpler la synchronisation entre la génération et la consommation de l'énergie électrique. Une application typique est la mise à niveau de charge, qui comporte le remplissage du stockage dans les heures creuses (coût énergétique est bas) et l'utilisation de l'énergie du stockage dans le cas de besoin (heures de point où le coût énergétique est haut).

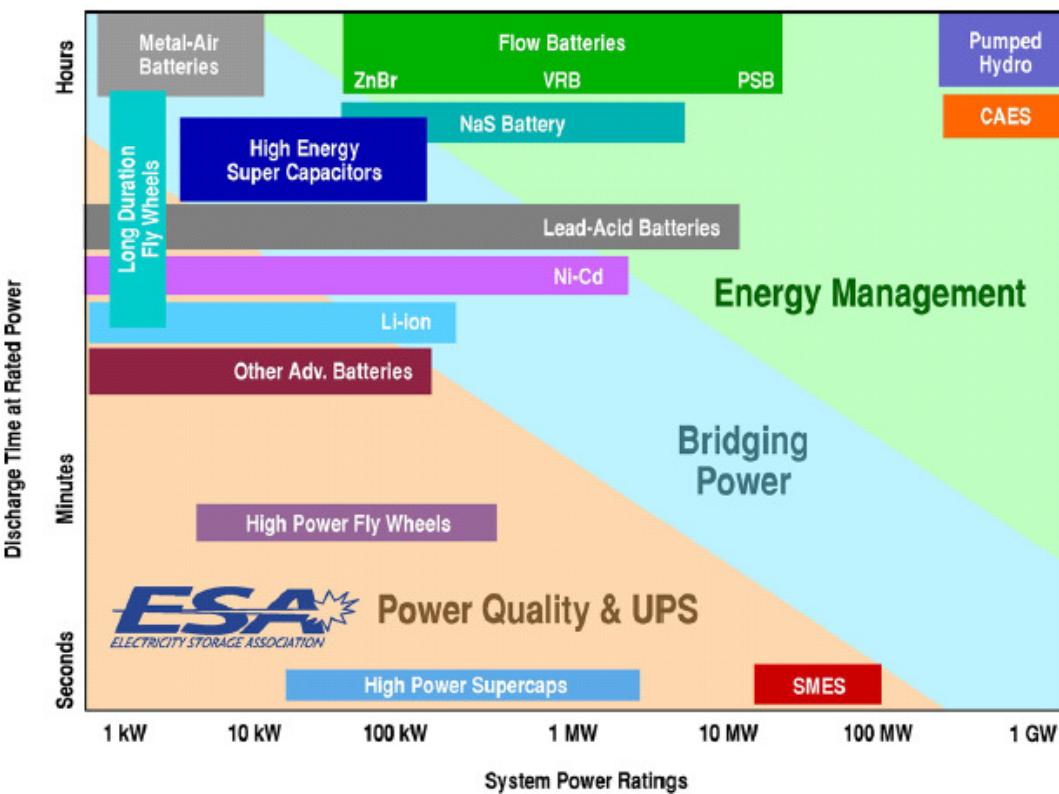


Figure 46 : Domaines d'applications en fonction de la puissance demandée et temps de décharge [ELE]

3.3. Comparaison selon la densité massique ou volumique d'énergie

La disponibilité de l'énergie et sa puissance maximale par litre (densité volumique) ou par kilogramme (densité massique) est un point important de comparaison, notamment pour l'industrie du transport et les applications embarquées et en sites isolés (Figure 47).

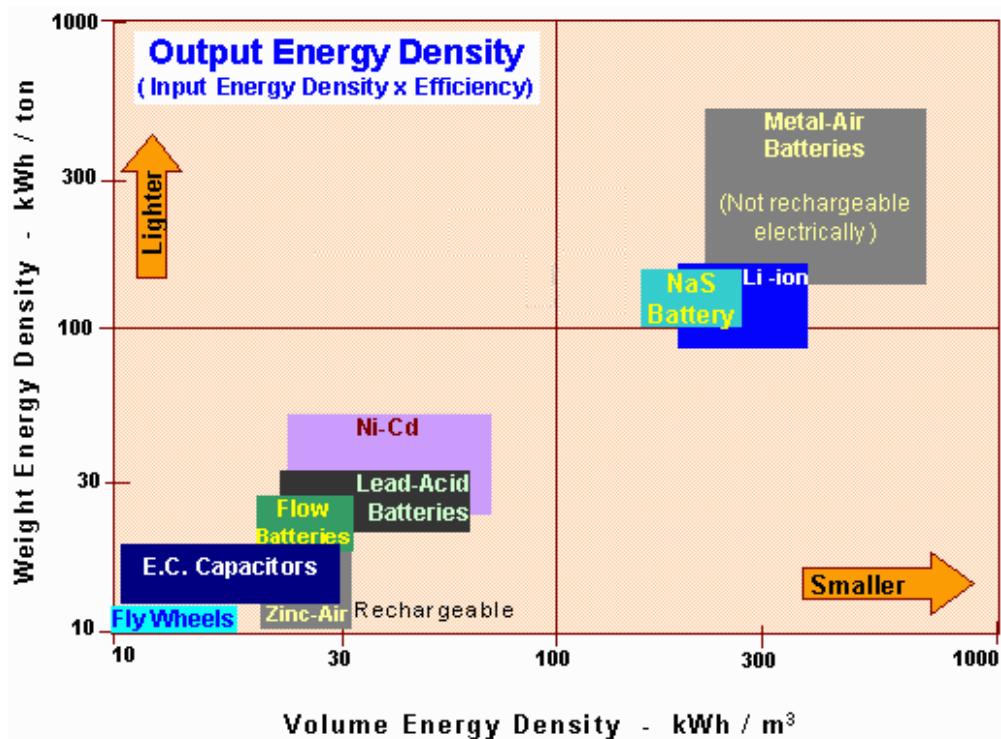


Figure 47 : Comparaison entre les densités massique et volumique d'énergie stockée pour des applications à petite échelle [ELE]

3.4. Comparaison selon l'efficacité énergétique (par cycle) du dispositif du stockage

L'efficacité et la durée de vie (définie par le nombre maximal des cycles) sont deux paramètres importants à considérer avec d'autres paramètres avant de choisir une technologie de stockage (Figure 48). Ils affectent le coût global de stockage. La faible efficacité augmente le coût énergétique effectif car

seulement une fraction de l'énergie stockée pourrait être utilisée. La basse durée de vie augmente également tout le coût pendant que le dispositif de stockage doit être remplacé plus souvent.

Les valeurs actuelles de ces dépenses doivent être considérées avec les frais financiers et les dépenses de fonctionnement d'exploitation afin d'obtenir une meilleure idée de toutes les caractéristiques financières d'une technique de stockage.

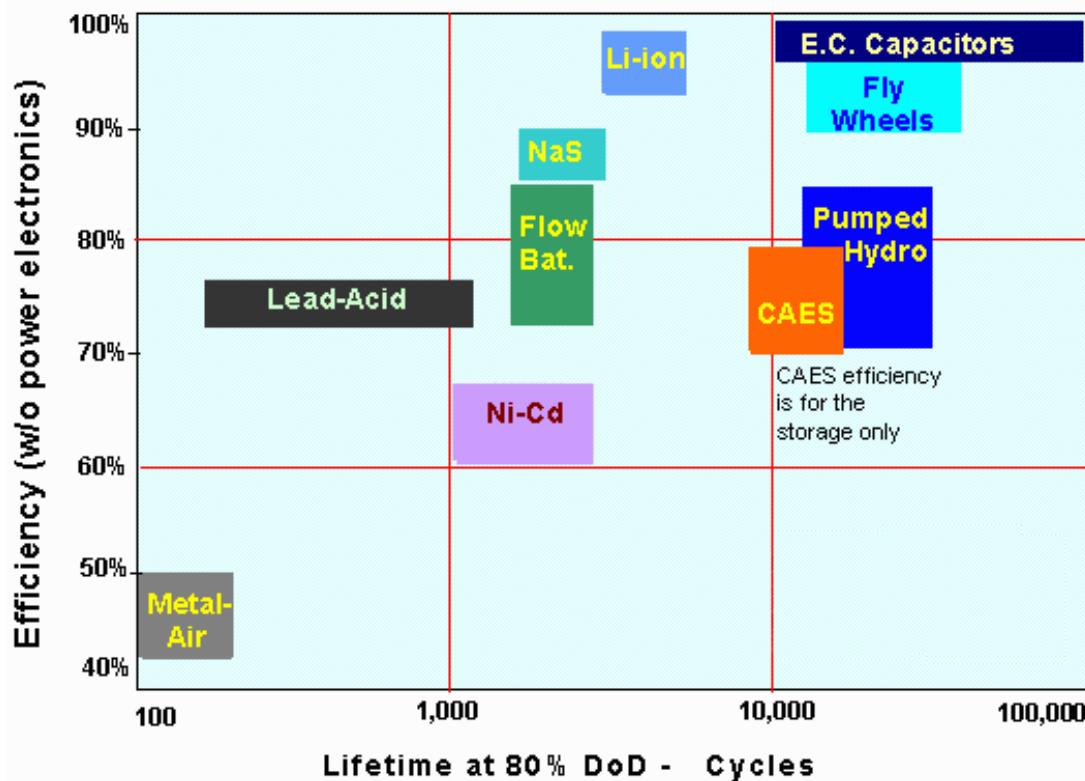


Figure 48 : Comparaison entre l'efficacité énergétique et la durée de vie définie par le nombre des cycles [ELE]

3.5. Comparaison selon les coûts d'investissement

Les coûts d'investissement associés au type de stockage représentent un paramètre économique important et conditionnent le coût global de production d'énergie (Figure 49). Ainsi, certains types de stockage ne pourront être rentabilisés qu'à partir d'un minimum de puissance énergétique fournie. Il devrait,

donc, tenir compte de tout le coût du dispositif (y compris l'impact de la durée de vie d'équipement et des coûts d'organisation scientifique) afin de pouvoir obtenir une analyse économique complète.

Par exemple, malgré que les prix de batteries d'acide/plomb sont relativement bas, ils peuvent nécessairement ne pas être l'option la moindre chère pour la gestion d'énergie et cela revient à leur vie relativement courte.

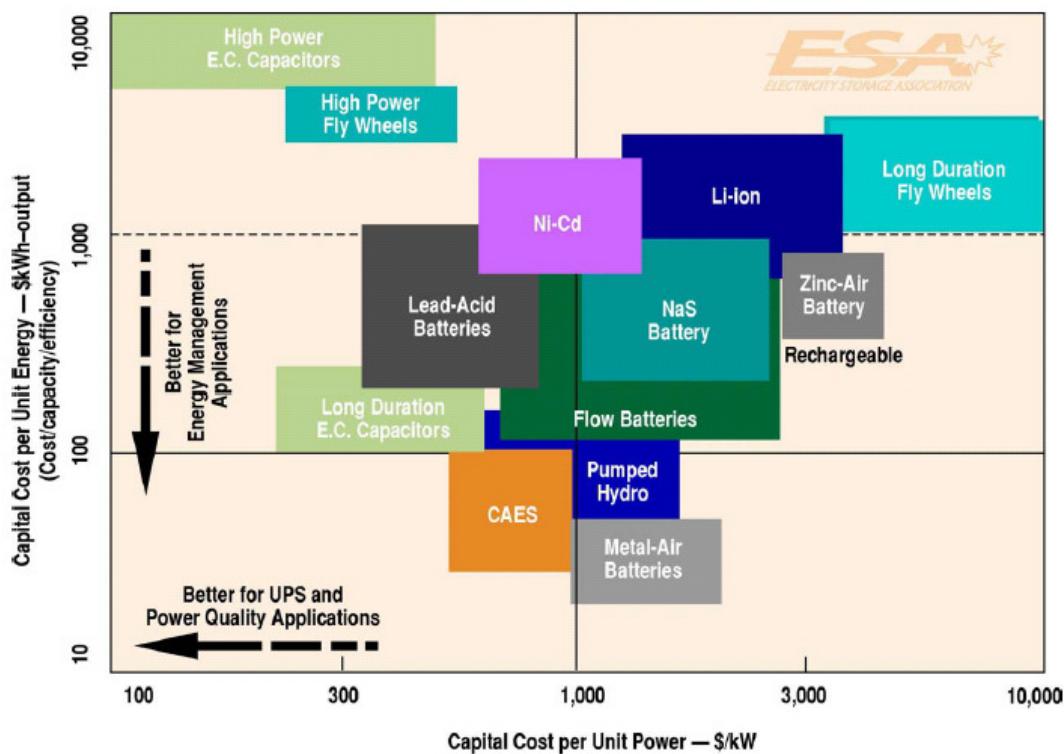


Figure 49 : Comparaison entre les coûts d'investissement par unité de puissance ou par unité d'énergie [ELE]

Les coûts des batteries dans le diagramme ci-dessus (Figure 49) ont été ajustés pour exclure le coût de l'électronique de conversion de puissance. Le coût par d'énergie a été également divisé par l'efficacité de stockage pour obtenir le coût par unité d'énergie utile. Le coût d'installation change également avec le type et la taille du stockage.

2.6. Comparaison selon le coût d'investissement calculé par cycle de charge/décharge

Le coût par cycle peut être la meilleure manière d'évaluer le coût d'un dispositif du stockage d'énergie dans une application fréquente de charge/décharge (Figure 50).

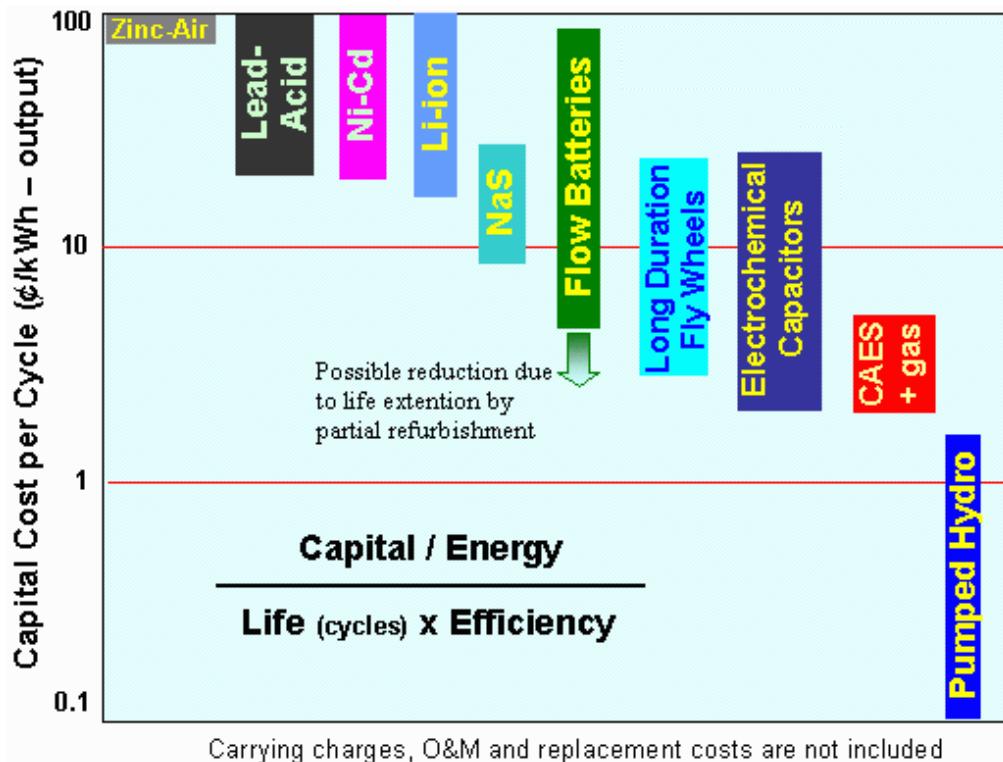


Figure 50 : Comparaison selon les coûts d'investissement calculés par cycle de charge/décharge [ELE]

Le diagramme ci-dessus (Figure 50) montre le composant principal de ce coût, tenant compte de l'impact de la durée de vie et de l'efficacité. Pour un coût par cycle plus complet, on doit considérer également les frais de l'organisation scientifique du travail, la disposition, le remplacement et d'autres dépenses du système, qui ne peuvent être connues pour les technologies naissantes.

Il convient de noter que le coût par cycle n'est pas un critère approprié pour l'écrêtage de puissance ou l'arbitrage d'énergie où l'application est moins fréquente et le différentiel de coût énergétique est grand et volatil [ELE].

Pour cette raison, une autre comparaison du coût de la puissance installée en fonction de la constante du temps pourra être plus intéressante (Figure 51).

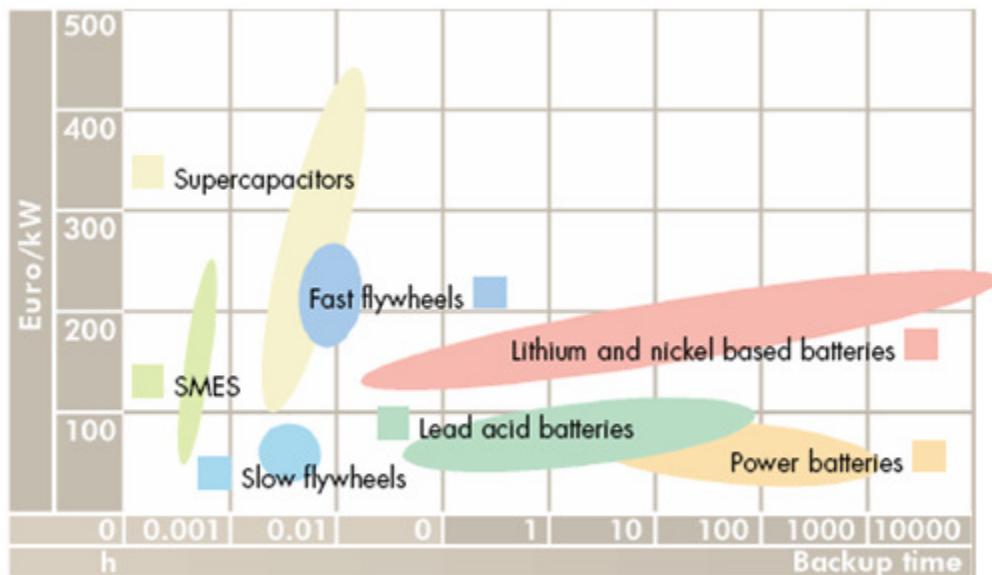


Figure 51 : Comparaison selon le coût de la puissance installée en fonction du temps de décharge [CEE 2001]

Remarque : Les coûts des techniques du stockage changent avec leur évolution technologique. Les gammes de coût dans les Figure 49 et Figure 50 incluent des valeurs approximatives en 2002 et les valeurs prévues en quelques années [ELE].

4. Synthèse sur les systèmes de stockage d'énergie

Les figures 46 à 51 constituent une analyse comparative des différentes technologies de stockage actuellement en usage et donne une idée sur les caractéristiques, les domaines d'application et les performances de rendement et de cyclabilité de chaque technologie de stockage. Mais il est clair que ces comparaisons sont excessivement simplistes.

On constate aussi que plusieurs techniques de stockage sont déjà mises en œuvre à grande échelle dans le but de faciliter la gestion du réseau, mais aussi

de favoriser la pénétration des énergies renouvelables. Par contre, d'autres technologies sont encore soit à l'état de prototypes (batteries redox) ou d'étude (thermique avec réfractaires et turbine). Certaines de ces technologies sont liées à des sites particuliers et ne peuvent donc pas être implantées partout, mais d'autres pourraient facilement être développées en tous lieux et faciliter ainsi l'utilisation des énergies renouvelables.

Les systèmes de stockage à petite/moyenne échelle (idem à court terme) permettent de transférer rapidement des puissances élevées sur des durées pouvant aller de la seconde à la dizaine de minutes. On trouve principalement des systèmes à stockage inertiel mais le développement récent de nouveaux composants tels que les super-capacités et les supra-conductrices. Actuellement, les marchés actuels du stockage moyenne/petite échelle sont dominés par les accumulateurs électrochimiques, essentiellement pour des raisons de coûts et de disponibilités de technologies.

Les investissements nécessaires pour implanter une installation de stockage dépendent de la quantité d'énergie stockée, de la puissance souhaitée, du temps de décharge (Figure 48, Figure 49, Figure 50), des caractéristiques propres du projet et de la nature du site.

Les caractéristiques techniques des systèmes de stockage peuvent entraîner d'importantes contraintes de fonctionnement et réduire leur domaine d'utilisation. Le couplage ou hybridation de technologies ayant des propriétés complémentaires est dans certains cas nécessaire pour contourner les difficultés liées à l'utilisation d'un dispositif unique. Toutes les solutions présentées précédemment peuvent être associées afin d'obtenir une unité permettant simultanément de lisser les fluctuations de puissance, d'atténuer les effets de périodes de faible ou forte production et assurer la continuité de l'alimentation par l'électricité.

Par exemple, le démarrage d'une unité de stockage d'énergie à base d'hydrogène (USH)⁵ se fait en à peu près 1 minute. Ce régime transitoire ne lui permet pas d'être utilisé seul comme système de stockage d'énergie. Il faut alors envisager de l'associer à un dispositif dont l'énergie est disponible instantanément. Une supercapacité pourra par exemple assurer la fourniture d'électricité à l'usager pendant la mise en marche des différents composants de l'USH. Les deux unités de stockage ont un dimensionnement équivalent en puissance, mais pas en énergie. La super-capacité ne fonctionnera que pendant un court instant. Sa capacité relativement faible devant celle de l'USH qui fonctionnera en tant que principal dispositif de stockage.

L'hybridation du stockage peut aussi conduire à améliorer les performances du système électrique. Une bonne stratégie de gestion de l'énergie permettra de faire fonctionner les différentes unités de stockage dans des plages où leur rendement est maximisé.

Le type de stockage optimal est intimement lié à la nature de l'application et au type de production: un petit système dans un site isolé nécessitera de stocker une énergie de quelques dizaines de Wh et une grande centrale nécessitera un stockage de plusieurs MWh. Par conséquent, les technologies de stockage répondant aux critères techniques et économiques seront nécessairement de types différents. Cependant, il ne faut pas écarter un système de stockage associé à l'éolien à cause de son faible rendement global car les pertes dans les systèmes de conversion peuvent globalement ne pas être si pénalisantes si cela nous permet de maintenir constante la production en permanence [BOY 2006].

Enfin, les solutions de stockage d'énergie sont nombreuses et tellement différentes dans leurs spécifications et caractéristiques fondamentales (techniques et économiques). Pour cette raison, la comparaison entre elles est rendue difficile, entre autres raisons, par la variété de leur degré de maturité. Ceci nous a conduits à utiliser un autre type de comparaisons basées sur l'indice de performance.

⁵ Composée d'un électrolyseur, d'une pile à combustible et d'un réservoir de stockage d'hydrogène.

5. Comparaison selon l'indice de performance

5.1. Indice de performance

L'analyse de la liste des critères cités et analysés dans les paragraphes 2 et 3 comme par exemple le coût, la densité d'énergie, la puissance spécifique, la recyclabilité, la durée de vie, le rendement énergétique de chaque technologie, etc., permet de comparer les performances des différentes technologies de stockage dans les quatre catégories de la nature d'application, définies précédemment, suivantes :

1. application de faible puissance en sites isolés,
2. application de moyenne puissance en site isolé,
3. application pour la connexion au réseau avec lissage de pointes,
4. application pour le contrôle de la qualité de la puissance.

L'ensemble des critères permet d'évaluer « un indice de performance » suivant ces quatre catégories et d'élaborer un diagramme des rendements des différentes technologies de stockage d'énergie (Figure 52 et Figure 53).

5.2. Synthèse des comparaisons basées sur l'indice de performance des techniques de stockage d'énergie

Dans la catégorie des applications stationnaires de faible puissance, le point essentiel est une autodécharge la plus petite possible. En se basant sur les seuls critères techniques, le lithium-ion est alors le meilleur candidat.

Dans la catégorie des petits systèmes (quelques kWh) en site isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes, le critère essentiel est l'autonomie; la batterie plomb reste le meilleur compromis entre performances et coût. Le lithium-ion est plus performant mais d'un coût encore trop élevé.

Pour des besoins plus importants (quelques centaines de kWh), le plomb reste devant le lithium et les solutions alternatives sont soit moins performantes, soit d'un coût trop élevé : air comprimé (trop d'autodécharge), piles à combustible (coût très élevé et mauvais rendement énergétique), batteries redox (coût de maintenance).

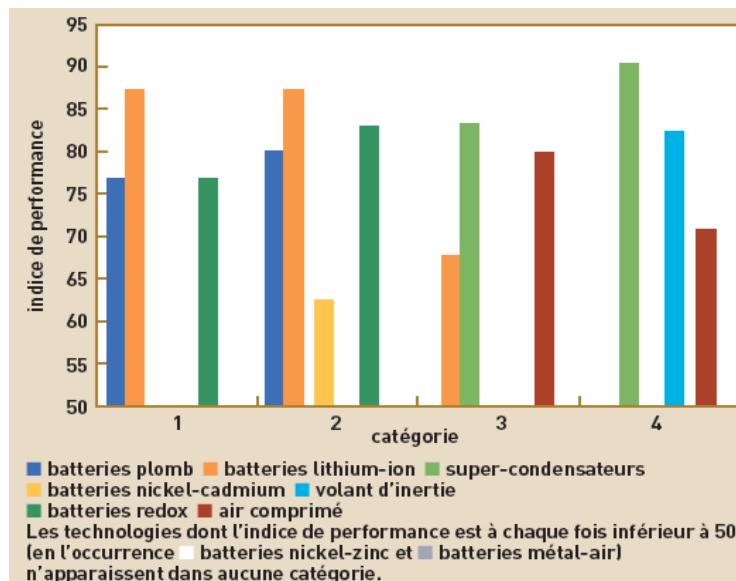


Figure 52 : Indices de performances des neuf technologies de stockage (sans le stockage hydraulique et thermique) suivant les quatre catégories d'applications [ST-CEA]

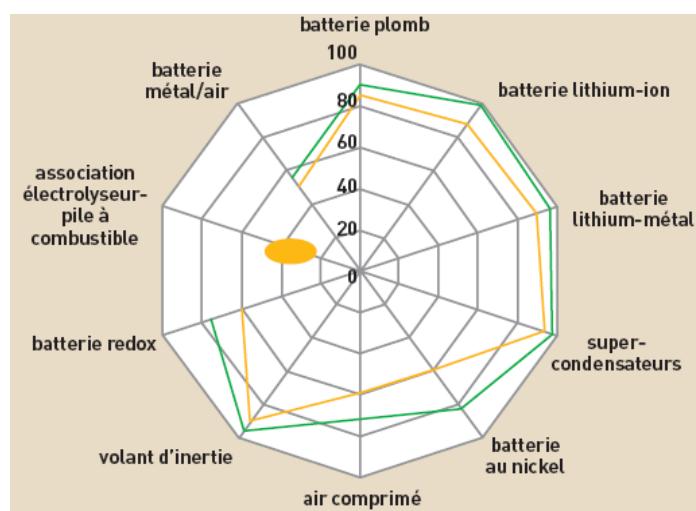


Figure 53 : Exemple de diagramme illustrant le rendement énergétique de chaque technologie (valeurs minimales en vert et valeurs maximales en orange) dans une catégorie d'application donnée [ST-CEA]

Dans la catégorie n° 3 (voir paragraphe 5.1), pour le lissage de pointes faisant appel à un stockage d'énergie élevé (plusieurs MWh), l'air comprimé et les batteries redox sont les plus appropriés avec un avantage important pour le premier en termes de coût. Mais ces technologies restent encore à démontrer sur le terrain.

Dans la catégorie n° 4 (voir paragraphe 5.1), pour la qualité de puissance, les critères essentiels sont la capacité de restitution de l'énergie et le cyclage. Les volants d'inertie et les super-condensateurs sont les plus adaptés ainsi que les batteries lithium-ion.

Parmi les prises en compte, les batteries au plomb satisfont aux critères techniques de toutes les catégories mais sont pénalisées par leur durée de vie limitée et leur manque de fiabilité. Les batteries à base de nickel et les piles métal-air ne sont jamais en tête de classement suivant les critères retenus (performances plus faibles, coût légèrement supérieur). Les piles à combustible/hydrogène sont pénalisées par leur manque de maturité. Enfin, certaines technologies sont aptes à apporter des solutions pour le stockage des énergies intermittentes : le stockage hydraulique, le stockage thermique pour des applications à grande échelle, les inductances supraconductrices (SMES) pour de faibles échelles.

Pour répondre aux besoins futurs d'une production de plus en plus délocalisée, le stockage va demander à court et moyen terme des améliorations technologiques. Les batteries lithium-ion ont d'excellentes performances mais le coût est actuellement prohibitif pour une application de systèmes isolés dans les pays en développement. Le recyclage et l'élimination en fin de vie de ces batteries nécessitent des actions de recherche et développement (R&D). Les batteries plomb restent le meilleur compromis coût/performances mais demeurent le point faible du système isolé ; des performances accrues en terme de durée de vie doivent être développées pour répondre plus efficacement aux besoins.

Pour les applications connectées au réseau, les besoins à moyen terme seront de plus en plus importants; les technologies les plus appropriées (batteries redox, air comprimé, super-condensateurs, volant d'inertie) sont plus ou moins matures et peuvent être optimisées en terme de coût, de fiabilité et de rendement.

6. Justification du choix de la technologie de stockage sous forme d'air comprimé pour un système hybride éolien-diesel

Le caractère éminemment aléatoire et variable dans le temps de l'énergie éolienne rend indispensable le couplage de ce type des générateurs électriques avec des moyens de stockage de l'énergie. Ceci permet de réduire les difficultés de l'énergie éolienne ainsi que les problématiques du système hybride éolien-diesel (JED) présentés dans le chapitre précédent [ILIN 2005] et maximiser le pourcentage d'énergie éolienne dans l'énergie annuelle totale (le TPE). Pour cette raison, il est important de choisir un dispositif de stockage assez dynamique et adaptable au système hybride afin qu'il soit capable d'agir en temps réel, en fonction des fluctuations de la puissance générée et consommée [IBR HI 2007].

Il est important de rappeler que le système hybride éolien-diesel est destiné pour des applications à moyenne échelle aux sites éloignés du réseau central. De plus, le moteur diesel subit une surconsommation parce qu'il doit être maintenu en fonctionnement ralenti quand la vitesse du vent est moyenne afin de diminuer le temps de réponse à une chute de la vitesse de vent et réduire le temps de démarrage et de chauffe du moteur. Vu que les prix de transport du carburant sont élevés et les frais d'exploitation du diesel sont chers par rapport à ceux de l'éolienne, nous devrons penser à une technologie de stockage qui permettra une diminution de la consommation du diesel et qui ne nécessite pas un entretien à court terme et qui a une longue durée de vie dans le but de rendre

le projet rentable économiquement et efficace énergétiquement et écologiquement.

Dans la suite, nous allons justifier notre choix de la technologie de stockage d'énergie sous forme d'air comprimé pour être associé au système hybride éolien-diesel en détaillant les causes qui nous a poussé à exclure les autres technologies.

- ☞ **Batteries électrochimiques** : Le courant électrique fourni par les batteries électrochimiques, généralement modeste, ne permet pas une fourniture directe de l'énergie électrique produite au consommateur, particulièrement lorsque la demande en puissance est élevée. Le stockage dans des batteries-tampons est alors un moyen de stocker au moins temporairement l'électricité produite à un moment différent de la consommation d'une part, et de restituer cette énergie à un niveau de puissance éventuellement mieux adapté que ce qu'il serait possible d'avoir par une utilisation directe de l'énergie renouvelable d'autre part.

Les batteries au plomb-acide constituent l'investissement le plus économique au moment de la livraison du système. Malheureusement, ces batteries sont sensibles aux usages abusifs et présentent divers inconvénients qui nécessitent de mener encore des travaux de recherche, notamment pour améliorer leur durée de vie qui est souvent bien inférieure à celui du dispositif génératrice. En effet, les batteries au plomb dans leur technologie actuelle acceptent assez mal les décharges profondes et elles constituent souvent la principale source de défaillance et d'arrêt définitif du système. La profondeur de décharge est, en effet, responsable de la dégradation de ces batteries, conduisant à une réduction notable de leur durée de vie lorsqu'elles sont utilisées dans ces conditions. Leur durée de vie en cyclage (charges et décharges) est, dans le meilleur des cas, de l'ordre du millier des cycles (environ 3 ans avec un cycle journalier et beaucoup moins dans des situations de lissage réseau), ce qui est très insuffisant dans des systèmes de production dont la durée

de vie est de l'ordre de 20 à 30 ans [MULT 2003]. De plus, la « mort subite » de batteries au plomb en fin de vie est difficilement compatible avec les exigences d'alimentation fiable en site isolé.

Les batteries alcalines (Ni/Cd et Ni/MH) sont beaucoup plus performantes, robustes mais plus coûteuses. Elles sont mieux adaptées aux températures basses et utilisées lorsqu'une grande fiabilité est demandée. Par contre, les batteries Ni/Cd souffrent selon le mode d'utilisation, d'un "effet mémoire" réduisant la capacité utilisable. L'effet est cependant réversible et un cyclage approprié permet de retrouver la capacité initiale.

Techniquement, les batteries au lithium présentent les meilleures performances. L'autodécharge des accumulateurs Li/ion est en effet faible alors que leur énergie massique stockée est bien supérieure. Ils permettent par ailleurs un cyclage à grande profondeur de décharge avec un impact moindre sur les performances comparativement à l'accumulateur au plomb surtout, mais aussi au nickel/cadmium. Principalement pour des raisons de coût, principal facteur limitant, ces accumulateurs sont aujourd'hui encore fort peu répandus.

Enfin, lorsque les batteries ne sont pas recyclées, elles constituent une source importante de pollution.

- ☞ Stockage d'hydrogène-Piles à combustible : Il est impossible d'utiliser l'hydrogène produit à partir de l'énergie éolienne comme carburant pour les moteurs diesels parce que ces derniers ne sont pas équipés par de systèmes d'allumage. Pour ce faire, ça nécessitera de changer complètement les moteurs diesel et les remplacer par d'autres types des moteurs qui utilisent l'hydrogène comme combustible, ou bien de faire une intervention interne et complexe sur l'architecture du moteur diesel pour le transformer en mode à allumage commandé et l'adapter à l'utilisation d'hydrogène. Par contre, l'utilisation de l'hydrogène stocké pour alimenter une pile à combustible destinée à fonctionner dans l'absence du vent et

remplacer le diesel pour une certaines périodes (selon l'autonomie du réservoir de stockage d'hydrogène), semble une bonne alternative. Par contre, le rendement global de l'ensemble électrolyseur-pile à combustible qui ne dépasse pas le 40%, le coût prohibitif d'investissement et d'exploitation de cet ensemble et le danger que pourrait représenter le stockage d'hydrogène au niveau de la sécurité, font d'une sorte qu'ils retardent l'acceptation de cette technologie par le marché. Pour ces raisons, nous exclurons l'utilisation du stockage d'hydrogène pour le système hybride éolien-diesel.

- ☞ Stockage cinétique : Stockage non envisageable pour stocker des grandes quantités d'énergie à longue terme. Par contre, il pourra être utilisé pour la régulation du courant pour en augmenter la qualité (constance et continuité de la tension). Par contre, dans l'alimentation des îles, les volants d'inertie peuvent être utilisés pour accumuler l'énergie lorsque la production est supérieure à la demande et améliorer la qualité de la fourniture lorsque la production éolienne est proche de la consommation. De plus, pour un système JED, c'est le fonctionnement intermittent du moteur diesel qui pose des problèmes d'usure et de consommation. La présence d'un volant d'inertie intermédiaire permet de réduire sensiblement le nombre de démarrages journaliers et d'accroître la qualité du courant fourni ainsi que l'autonomie en couplant l'arbre du volant au moteur. Une autonomie d'une dizaine de secondes à quelques minutes semble suffisante pour cela. Ceci permet d'assurer la continuité de la fourniture en laissant au moteur thermique le temps de démarrer surtout dans les cas des coupures d'électricité inférieures à 10 secondes et l'absence du vent.

Malgré tous ces avantages, nous exclurons cette technologie du fait que c'est un stockage à courte durée et nécessite, dans le cas contraire, des matériaux massifs pour stocker l'énergie cinétique; ce qui fait augmenter le coût du système et des utilisés. De plus, ce système de stockage n'amènera pas une réduction remarquable du carburant et du taux de

pollution quand le diesel fonctionnera à vide au régime moyen de la vitesse du vent. Notamment, nous pourrons ajouter la question de sécurité liée à la possibilité de l'éclatement du volant tournant à haute vitesse.

- ☞ Stockage thermique : ce type de stockage, quelle que soit la technologie utilisée, peut servir, en utilisant l'énergie éolienne excédentaire ou la chaleur des gaz d'échappement du diesel, pour produire de l'eau chaude pour les systèmes de chauffage dans les édifices privées ou publiques ou bien pour l'utilisation sanitaire dans la communauté où se trouve le système JED. Ce système n'amène pas de réduction de la consommation du carburant du diesel et d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Cependant, nous proposons une conception bien meilleure qui consiste à coupler le stockage thermique (ST) à un système hybride de type éolien-diesel-stockage d'air comprimé. Le ST sera utilisé, dans ce cas, comme échangeur-stockeur thermique.
- ☞ Stockage hydraulique : c'est un stockage à grande échelle et caractérise une production centralisée. Alors, s'il est disponible aux sites isolés, nous n'aurons plus besoins d'envisager d'utiliser les génératrices diesels surtout si le potentiel éolien est y disponible aussi. Par contre, le stockage hydraulique à petite échelle (micro-centrale) nécessite une ressource d'eau abondante afin de pouvoir produire de l'électricité; de plus le critère de relief géographique reste toujours présent. Pour toutes ces raisons, nous exclurons cette technologie de la liste des technologies candidates pour être associée au système JED.
- ☞ Stockage électrochimique : batteries redox : Malgré que les batteries redox peuvent être utilisées pour des applications à petite échelle comme à grande échelle, mais elles sont moins matures et reste encore à démontrer leur fonctionnement en les associant à l'énergie éolienne. De plus, leur prix prohibitif pénalise leur intégration dans le marché sans oublier que leur contribution par rapport au diesel (arrêt du groupe électrogène) est reliée à leur autonomie qui est reliée à son tour au

volume des réservoirs des électrolytes en circulations (nécessité des grands volumes) et au nombre des cellules utilisées. Ceci fait augmenter le coût d'investissement ainsi que celui de l'exploitation du système sans citer la nécessité de l'expertise qui rare dans ce domaine de stockage électrochimique qui est encore en développement.

- ☞ Stockage électrique direct par supercondensateurs : ce type de stockage est destiné à des applications à petite échelle et son utilisation à moyenne échelle (cas du système JED) nécessite un branchement en série de plusieurs éléments pour atteindre la tension demandée. Ceci nécessitera plus d'aménagement, plus d'espace et par conséquent plus d'investissement surtout que le coût unitaire de cette technologie est assez élevé. L'autodécharge élevée, de l'ordre de 5% par jour, diminue l'autonomie du dispositif de stockage et nécessitera une consommation rapide de l'énergie stockée avant qu'elle ne soit totalement déchargée sans aucune utilisation. Ceci relève le risque qu'une grande quantité d'énergie éolienne stockée, sera auto-déchargée (selon le régime du vent) avant qu'on commence à la consommer, ce qui a une faible influence sur la consommation du diesel et de son coût d'exploitation et rend le système global mal fonctionnel et mal harmonisable.
- ☞ Stockage électrique direct par inductances supraconductrices : c'est un stockage pour une très courte durée et non envisageable pour des applications à moyenne et grande échelle. Sa complexité réside dans la nécessité d'un système de réfrigération, des transformateurs et convertisseurs et une grande infrastructure (si on ne l'installe pas en sous-sol). Ceci accroît considérablement le coût et rend plus compliqué l'exploitation du système. De plus, ce type de stockage n'est pas trop adaptable au système JED et ne contribue une réduction remarquable de la consommation du carburant du diesel.

Après avoir exclu toutes les technologies citées ci-dessus, nous proposons d'utiliser le jumelage éolien-diesel avec stockage sous forme d'air comprimé

(JEDSAC). En effet, le stockage le d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES) est adaptable pour les deux sources de production d'électricité (éolien-diesel). De plus, il présente une solution intéressante au problème des fortes fluctuations stochastiques de l'énergie éolienne car il permet une conversion à rendement élevé (60 – 70 % sur un cycle charge-décharge complet), et aussi d'utiliser des matériaux conventionnels faciles à recycler et d'effectuer un nombre de cycles quasi illimité.

Notre choix sera justifié davantage avec la matrice d'aide à la décision qu'on élaborée en se basant sur l'analyse des critères de choix cités précédemment et sur les caractéristiques du système JED sans oublier notre principal objectif : un système qui contribue à une diminution remarquable du carburant et des émissions de GES.

Les différents critères que nous avons considérés cruciaux pour comparer les technologies de stockage proposées, en utilisant la matrice de décision, sont présentés dans le Tab. 14. Nous avons attribué à chaque critère une pondération qui varie de 0.05 à 0.1 selon son niveau d'importance. Ceci nous aidera bien à construire notre matrice d'aide à la décision avec plus de précision où les résultats seront beaucoup plus représentatifs par rapport à ceux obtenus à partir d'une matrice de décision construite habituellement à l'aide d'une échelle d'importance, attribuée aux critères de sélection, allant de 1 (mauvais) à 3 (meilleur).

Notre méthode consiste, au fait, de construire une matrice élémentaire attribuée à chaque critère où les systèmes obtiennent de valeurs variant entre 0, 0.5 et 1 selon l'état de préférence, basé sur la performance, du système comparé par rapport aux autres. Par exemple, le Tab. 15 montre qu'en ce qui concerne le critère de l'adaptabilité au système JED des 9 technologies de stockage, on trouve que le volant d'inertie est en égalité d'importance avec les batteries, le supercondensateur, la supraconductrice, le stockage thermique et le stockage d'hydrogène. Pour cette raison on lui a attribué un coefficient de préférence égale à 0.5. Par contre, le volant d'inertie est plus adaptable au JED

par rapport au stockage hydraulique et aux batteries redox, ce qui fait qu'on lui attribué un coefficient de préférence égale à 1. Cependant, le stockage d'air comprimé est plus adaptable au JED par comparaison au volant d'inertie. Ceci nous permet d'attribuer au stockage cinétique un coefficient de préférence égale à 0. Cette méthode est appliquée sur les autres technologies de stockage d'énergie pour chacun de 15 critères de sélection. En fin de compte, nous obtenons 15 matrices correspondant aux 15 critères (voir Annexe I).

Enfin, nous construisons la matrice globale de décision à l'aide des coefficients de préférence totaux qui étaient attribués pour chaque technologie de stockage en fonction de chacun des 15 critères de sélection et obtenus à partir des 15 matrices de décision élémentaire. En tenant en considération les coefficients de pondération de chaque critère dans le calcul, nous obtenons la classification de performance de chaque technologie utilisée (Tab. 14).

Nous pouvons constater facilement, d'après le Tab. 14, que le système de stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES) répond plus aux critères de choix. Les autres systèmes sont aussi plus ou moins efficaces les uns que les autres; mais c'est au niveau du coût, de la simplicité, de l'adaptabilité au système JED, de la contribution à la diminution de la consommation du diesel et des émissions de GES et de la durée de vie qu'il y a une certaine différence. Pour ces raisons, nous allons adopter la technologie de CAES pour l'associer au système hybride éolien-diesel.

Tab. 14 : Modèle de la matrice globale de décision

	Pondération	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Supercondensateur	Supraconductrice
Efficacité	0.075	0.3375	0.3375	0.525	0.1125	0.1125	0.1125	0.1125	0.525	0.525
Simplicité	0.075	0.0375	0.375	0.4125	0.5625	0.1125	0.15	0.15	0.525	0.375
Adaptabilité au système JED	0.1	0.05	0.8	0.45	0.45	0.2	0.35	0.6	0.35	0.2625
Coût	0.1	0.65	0.8	0.3	0.5	0.25	0.15	0.6	0.15	0.15
Capacité et puissance de stockage	0.05	0.375	0.375	0.05	0.2	0.2	0.2	0.3	0.05	0.1
Autodécharge	0.05	0.3	0.375	0.175	0.1	0.15	0.225	0.15	0.1	0.15
Cyclabilité	0.075	0.525	0.525	0.3375	0	0.15	0.15	0.15	0.3375	0.525
Autonomie	0.075	0.525	0.525	0.15	0.2625	0.45	0.375	0.375	0.0375	0.0375
Sécurité	0.05	0.35	0.35	0.2	0.1	0.1	0.1	0.125	0.35	0.125
Fiabilité-Maturité	0.05	0.325	0.325	0.1	0.275	0.025	0.025	0.275	0.225	0.225
Aspect écologique	0.05	0.25	0.25	0.3	0.075	0.075	0.075	0.075	0.35	0.35
Temps de réponse	0.05	0.1	0.1	0.35	0.25	0.1	0.1	0.1	0.35	0.35
Souplesse d'exploitation	0.05	0.05	0.325	0.275	0.35	0.075	0.075	0.15	0.275	0.25
Contrôle	0.05	0.075	0.3	0.075	0.075	0.3	0.075	0.275	0.3	0.3
Contribution à la diminution du carburant et de GES	0.1	0.45	0.8	0.15	0.65	0.6	0.4	0.45	0.1	0.1
Total	1	4.4	6.5625	3.85	3.9625	2.9	2.5625	3.8875	4.025	3.825
Rang		2	1	6	4	8	9	5	3	7

Tab. 15 : Modèle de la matrice de décision correspondant au critère de l'adaptabilité au système JEDSAC

Adaptabilité au système JED	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Supercondensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	0	0	0.5	0	0	0	0	0.5
Air comprimé	1		1	1	1	1	1	1	1	8
Cinétique	1	0		0.5	1	0.5	0.5	0.5	0.5	4.5
Batteries	1	0	0.5		1	0.5	0.5	0.5	0.5	4.5
Redox	0.5	0	0	0		0.5	0	0.5	0.5	2
Hydrogène	1	0	0.5	0.5	0.5		0	0.5	0.5	3.5
Thermique	1	0	0.5	0.5	1	1		1	1	6
Supercondensateur	1	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0		0.5	3.5
Supraconductrice	1	0	0.5	0.5	0.5	0.5	0	0.5		3.5

CHAPITRE VIII

SYSTÈMES HYBRIDES ÉOLIEN-DIESEL-STOCKAGE D'AIR COMPRIMÉ

1. Introduction

Après avoir démontré, dans le chapitre VI, que le stockage d'énergie sous forme d'air comprimé (CAES) est le meilleur choix et le plus adaptable pour un système hybride de type éolien-diesel (JED) destiné à alimenter en électricité des sites isolés, nous présentons dans la suite les différentes configurations possibles qui relie le (JED) à un (CAES) en se basant sur la taille du projet. Pour cette raison, nous distinguons 2 catégories :

1. Jumelage éolien-diesel-air comprimé à petite échelle,
2. Jumelage éolien-diesel-air-comprimé à moyenne échelle.

Il serait important, avant de parler de ces 2 types de systèmes que nous présentions les différentes méthodes du stockage d'air comprimé.

2. Différentes types de réservoirs pour stocker l'air comprimé

Malgré que le stockage d'air comprimé se fasse à haute pression et à une température ambiante, les volumes stockés restent très importants. Par exemple [ANZ 1989], pour une unité de 250 MW ayant une autonomie de 6 à 8 heures, il faut environ 500000 m³. Pour cette raison, il n'est ni pratique, ni économique

d'utiliser des réservoirs sous pression en surface; il faut envisager donc un stockage d'air comprimé souterrain, pouvant bénéficier de pressions géostatiques (poids des terrains au-dessus des cavernes) qui facilitent le confinement de la masse d'air stockée.

L'air peut être stocké dans les réservoirs soit à pression constante ou bien à volume constant.

Dans les cas où la pression de stockage est adoptée constante, il convient de prévoir un réservoir d'eau supérieur pour la compensation hydraulique des fluctuations de pression pendant la charge (stockage) et la décharge (déstockage) (Figure 54). Mais le gain en volume est très appréciable par rapport à une caverne qui se dégonfle : pour une pression minimale de 50 bars, le volume est 4 à 5 fois plus faible.

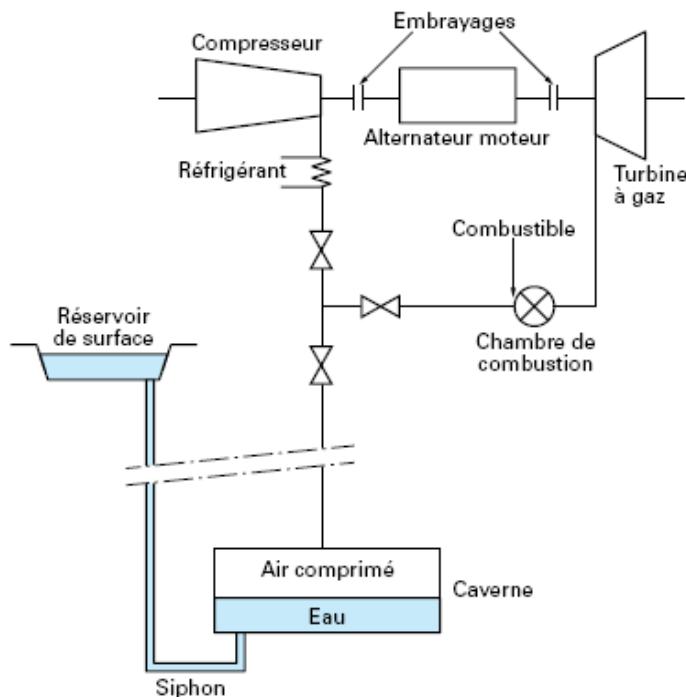


Figure 54 : Schéma de principe du stockage d'air comprimé avec compensation hydraulique [MAR 1998]

Dans les systèmes où le volume de stockage est adopté constant, la pression varie en fonction de la charge ou la décharge de la caverne par l'air comprimé; le

taux de variation de la pression dépend de la capacité de stockage de caverne et de la quantité déchargée d'air comprimé.

La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer des grandes cavernes situées à grande profondeur. Des différentes méthodes pour stocker l'air comprimé ont été traitées dans la littérature. Celles-ci s'étendent de la simplicité des mines abandonnées à la nouveauté des cavités formées suite à des explosions nucléaires.

Les différentes méthodes possibles pour stocker l'air comprimé peuvent être classées en dix catégories principales bien que pour une méthode particulière il peut y avoir des différences subtiles qui produisent quelques plusieurs variations peu différentes de la même méthode. Les dix catégories sont :

1. Stockage en cavernes ou cavités creusées dans des roches de très bonne qualité (Figure 55),
2. Stockage en mines abandonnées,
3. Stockage en cavités salines (mines de sel) (Figure 55),
4. Stockage en anciens gisements de pétrole ou de gaz,
5. Stockage en nappes aquifères (Figure 55),
6. Stockage sous forme liquide cryogénique,
7. Stockage en accumulateurs sous pression,
8. stockage dans des tuyaux souterrains (Figure 56),
9. stockage dans des réservoirs superficiels (Figure 57, Figure 58),
10. Stockage en cavités formées suite à des explosions nucléaires.

Plusieurs autres méthodes pour stocker l'air sont possibles telles que l'absorption et l'adsorption⁶ chimique et physique et les combinaisons chimiques

⁶ L'absorption est la pénétration d'une substance par les molécules des autres tandis que l'adsorption se produit quand les molécules collent à la surface d'une substance dans une ou plusieurs couches. S'il y a une réaction très forte entre les différentes molécules, le processus se nomme absorption chimique ou

réversibles. Nous ne traiterons pas ces méthodes dans cette étude; la seule raison pour laquelle nous les avons citées est que leur faisabilité pratique a été démontrée.

Les grandes cavernes situées à grande profondeur et constituées de roche de très bonne qualité ou les anciennes mines de sel ou cavités de stockage de gaz naturel souterraines dont on n'aurait plus l'usage représentent les meilleurs réservoirs de stockage pour l'air comprimé. Elles bénéficient de pressions géostatiques et par conséquent elles facilitent le confinement de la masse d'air stockée (Figure 55 et Tab. 16).

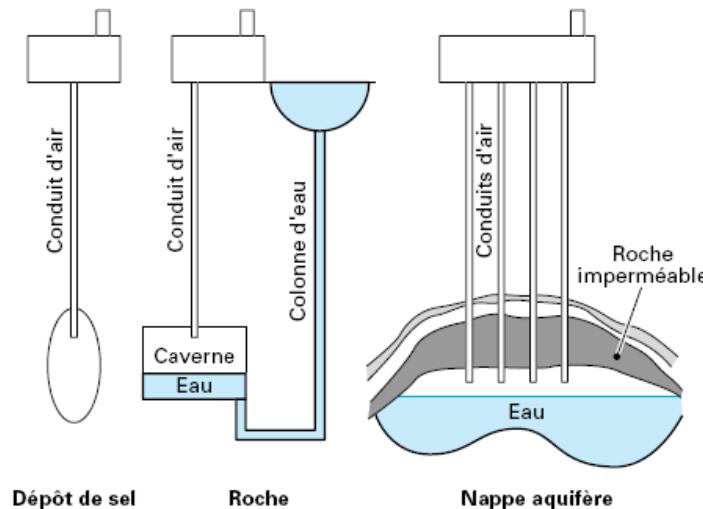


Figure 55 : Différentes types de réservoirs de stockage d'air comprimé [MAR 1998]

Des nombreuses études [NAK 2004] ont indiqué que l'air pourrait être comprimé et stocké dans des tuyauteries souterraines à haute pression (20 – 100 bars) (Figure 56). Cette méthode permettra d'éliminer le critère de la géologie favorable et rendre le système plus simple à être exploiter.

adsorption chimique tandis que si seulement des forces intermoléculaires faibles, appelées les forces de Van-Der-Waals, se produisent, le processus s'appelle absorption physique ou l'adsorption physique

Tab. 16 : Coût d'investissement de trois types des réservoirs géologiques de stockage d'air comprimé [BRA 2000]

	Rock	Salt	Aquifer
Plant Minus Storage (\$/kW)	439	425	414
Storage (\$/kW per hour)	30	1.1	8
Hours of storage	x10	x 10	x 10
Total Capital Cost (\$/kW)	739	436	494

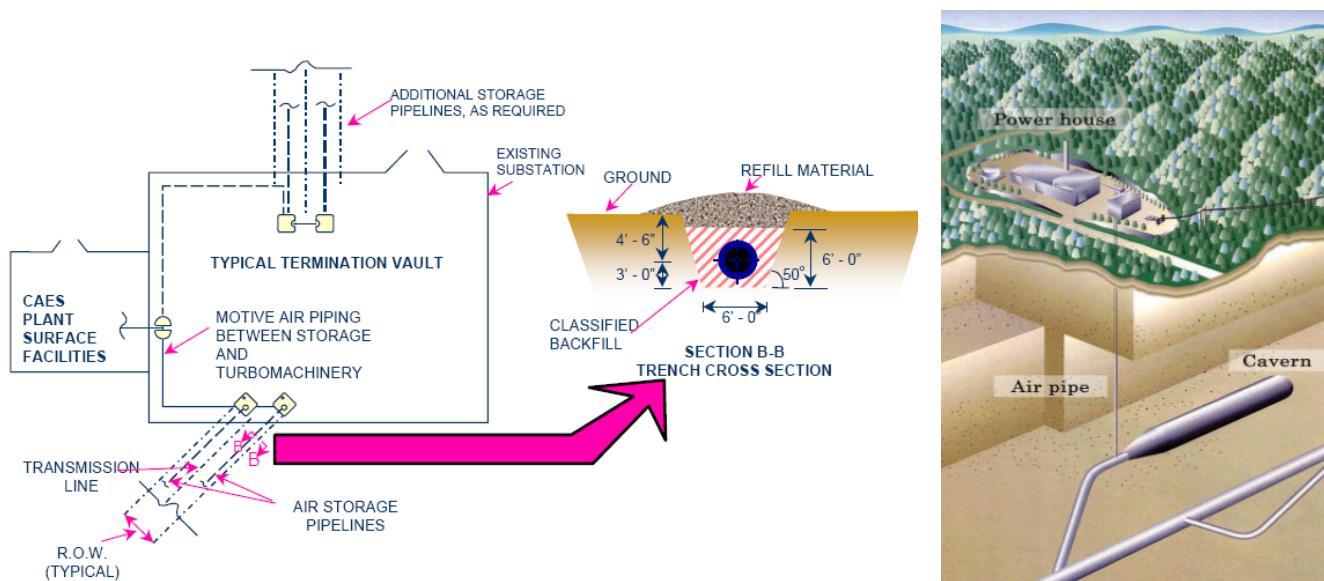


Figure 56 : À gauche : Schéma de principe de disposition des pipes de stockage de l'air comprimé sous terrain. À droite : Centrale de CAES avec des pipes souterrains [NAK 2004]

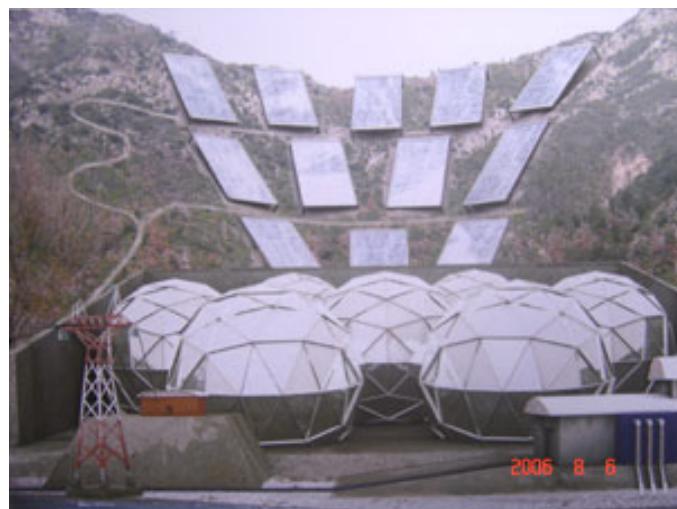


Figure 57 : Sphères en matériaux composites pour stocker l'air comprimé dans le cadre du projet d'une centrale solaire associée à CAES sur la Côte d'Azur en France [ECO]

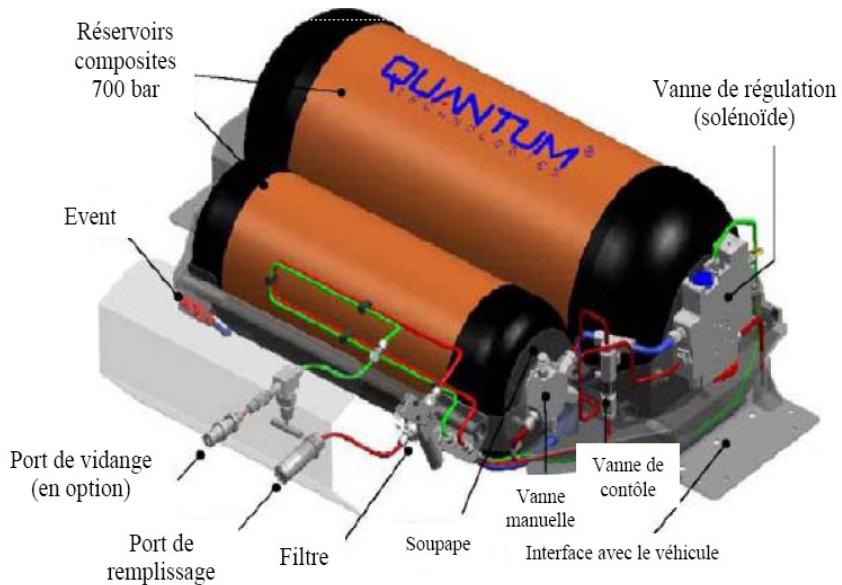


Figure 58 : Description d'un réservoir sous pression de 700 bars [QUAN]

Remarque : D'autres possibilités existent pour stocker l'air comprimé dans les tours des éoliennes ou dans des réservoirs immergés sous la surface de la mer (pour bénéficier de la pression statique de l'eau) quand la production éolienne se fait à partir des parcs de type off-shore.

3. Différentes configurations des systèmes hybrides éolien-diesel-air comprimé

Les principaux concepts possibles d'hybridation qui couplent l'éolien, le diesel et le stockage d'air comprimé, appartenant à des domaines de performances différents, peuvent être classés, selon leur nature d'application, en 2 catégories : à moyenne échelle et à petite échelle :

3.1. Jumelage éolien-diesel-air comprimé à petite échelle

Le stockage sous forme d'air comprimé à petite échelle peut se faire à haute pression dans des bouteilles (jusqu'à 300 bars avec des structures en fibres de carbone). Ceci représente une bonne solution pour les applications à moyenne et faible échelle. Via un compresseur électrique qui peut se transformer en générateur lors de la détente, le système a un rendement global d'environ 50%. Il est fonction de la puissance de recharge et de décharge. Le nombre de cycles est de l'ordre de quelques dizaines de milliers et est principalement limité par la fatigue mécanique du réservoir. Des installations de ce type sont proposées aux Etats-Unis pour assurer un soutien temporaire à un réseau (Small Scale Compressed Air Energy Storage : SSCAES) [MULT 2003].

Nous proposons d'utiliser cette technologie dans le cas des stations de télécommunications (Figure 59) ou des sites isolées alimentées par diesel, par exemple. L'idée consiste à planter une centrale éolienne comme source d'énergie d'appoint couplée à un moteur d'air comprimé (figure 4-12) équipé de 2 machines pneumatique (moto-compresseur) et électrique (moto-alternateur). Lorsque $TPP > 1$, le surplus d'énergie éolienne est utilisé par l'alternateur pour entraîner le compresseur afin de recharger d'air comprimé des tuyauteries souterraines ou des réservoirs superficiels conçus pour cette raison (340 litres à 300 bars) jusqu'à atteindre leur pression maximale. En l'absence de l'énergie éolienne ($TPP < 1$), l'air comprimé est détenu dans le moto-compresseur qui entraîne à son tour le moto-alternateur pour fournir de l'électricité [IBRH 2008].

Le moteur diesel sera utilisé seulement dans le cas de l'absence totale de l'énergie éolienne et du dispositif de stockage (Figure 59).

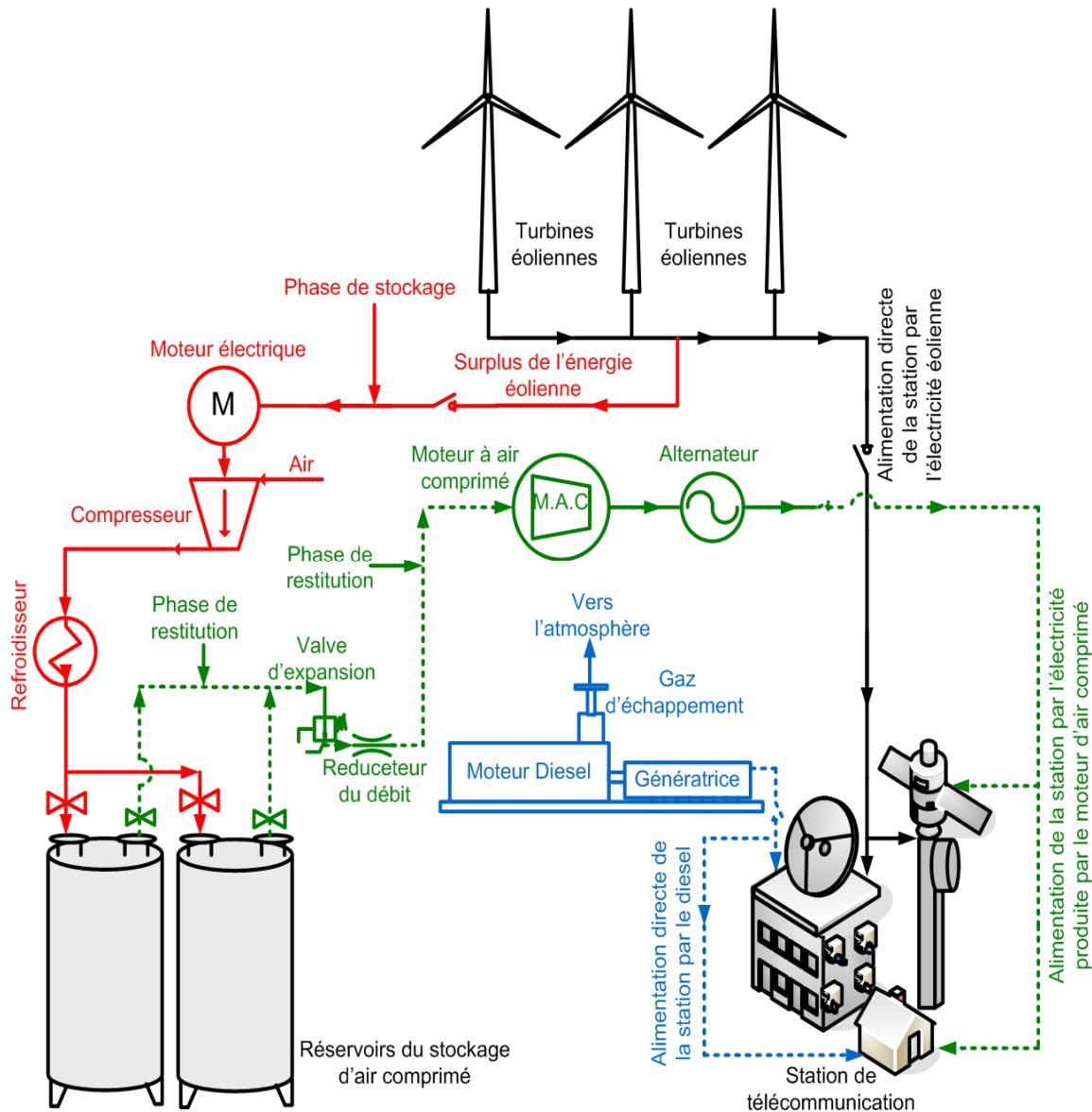


Figure 59 : Système de JEDSAC à petite échelle [IBRH 2008]

L'hybridation à petite échelle éolien-diesel-moteur à air comprimé (Figure 60) permet de diminuer la consommation en carburant et remplacer le démarrage intermittent du groupe électrogène ce qui diminuera l'usure du moteur diesel et

les frais d'entretien. L'autonomie est directement liée à la capacité des réservoirs d'air. La possibilité d'accoupler mécaniquement les moteurs à air comprimé permet de répondre à des besoins différents en termes de puissance sur des gammes allant de quelques kilowatts à une soixantaine de kilowatts [MDI]. Le moteur à air comprimé (MAC) pourrait être remplacé par des batteries oléopneumatiques (Figure 61). Cette technologie, en cours de développement, permet de stocker l'énergie, à l'échelle locale, grâce à l'usage de l'air comprimé (ou d'azote liquide) et d'huile sous pression. C'est un dispositif de stockage de type «tampon» qui met rapidement en disposition l'énergie stockée.

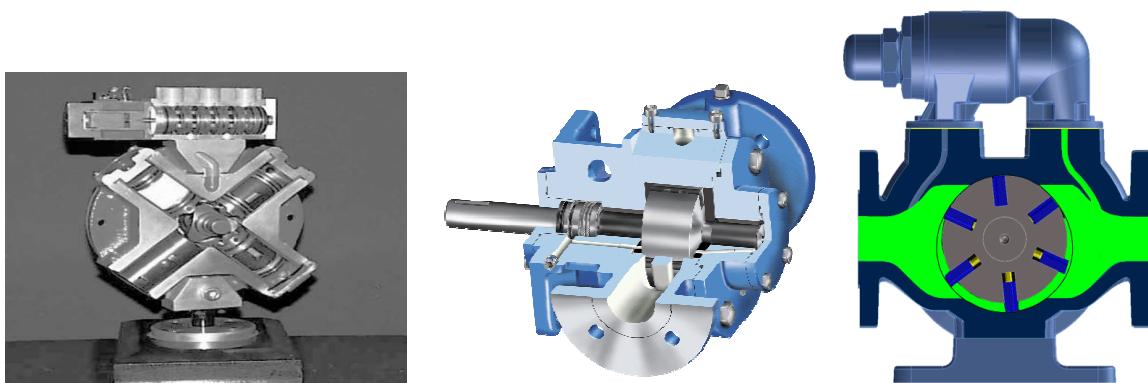


Figure 60 : Photo d'un MAC à pistons (à gauche, [TOK 2001]) et schémas de profil et en coupe d'un MAC à palettes ou à aubes (au milieu et à droite, [VIKIN]).

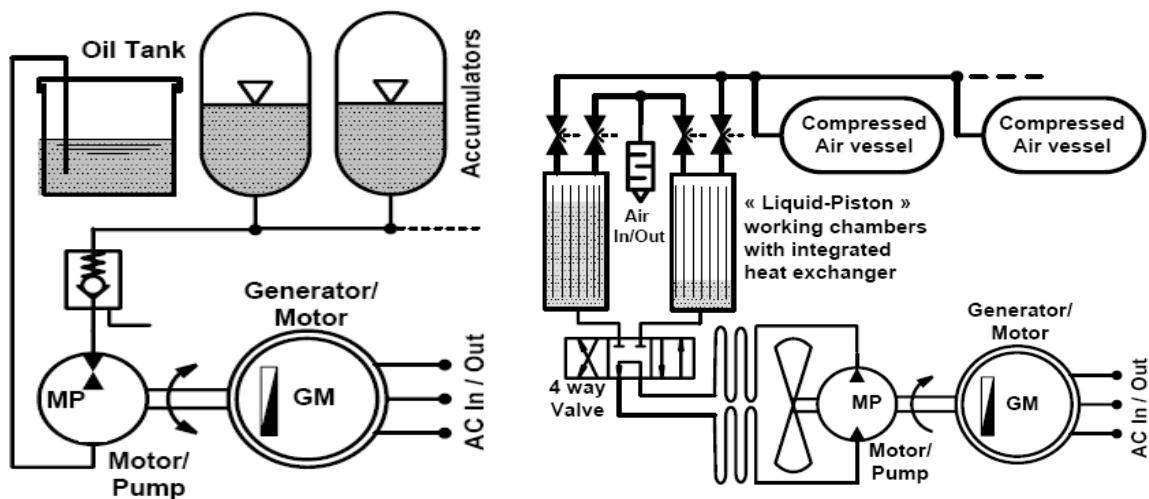


Figure 61 : Schéma de principe de deux types de batteries oléopneumatiques (cycle ouvert BOP-A à gauche et cycle fermé BOP-B à droite [RUF])

3.2. Jumelage éolien-diesel-air comprimé à moyenne échelle

3.2.1. Principe de fonctionnement

C'est le cas des régions éloignées, qui ne sont pas situées à proximité des réseaux publics d'électricité et qui sont fréquemment alimentées par l'électricité fournie par des génératrices au diesel. Cela a des coûts prohibitifs en raison du prix élevé du transport du carburant [H.I. 2006]. Nous proposons d'utiliser, lorsque la ressource éolienne est suffisante, le jumelage éolien-diesel avec stockage sous forme d'air comprimé (JEDSAC), qui, combiné avec une suralimentation des moteurs diesel aura comme effet l'augmentation du taux de pénétration de l'énergie éolienne (TPE) (Figure 62).

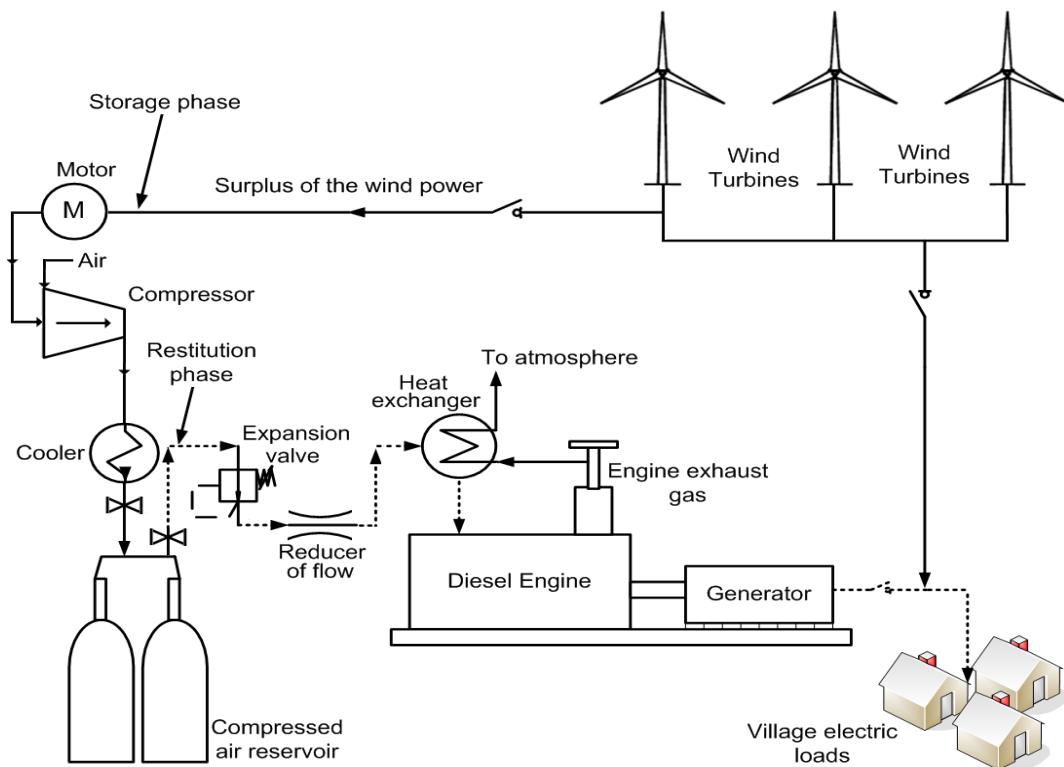


Figure 62 : Schéma de principe d'un système JEDSAC à moyenne échelle [IBR HI 2007]

La suralimentation est un procédé qui consiste, par une compression préalable, à éléver la masse volumique de l'air à l'admission des moteurs pour en augmenter leur puissance spécifique (puissance par unité de cylindrée) [IBRHI 2007]. Ainsi, durant les périodes de fort vent, le surplus de l'énergie éolienne (quand $TPP > 1$) est utilisé pour comprimer l'air via un compresseur et le stocker dans des tuyauteries souterraines à haute pression (20–100 bars) [NAK 2004]. Cette méthode élimine le critère de la géologie favorable et rend le système plus simple à être exploité. L'air comprimé sert ensuite à suralimenter le moteur diesel, ce qui permet d'augmenter sa puissance et diminuer la consommation en combustible. Le groupe électrogène, entraîné par le diesel, fonctionne durant les périodes de vent faible ou nul, quand la puissance éolienne ne suffit pas à la charge.

3.2.2. Différentes méthodes de suralimentation par l'air comprimé stocké

D'abord, il est nécessaire de mentionner que tous les moteurs diesel utilisés dans les sites isolés (au Québec) sont déjà équipés par un système de suralimentation par turbocompresseur. Par contre, ce système perd ses avantages pendant les durées de fonctionnement à faible régime parce que son efficacité est directement liée à la quantité des gaz d'échappement.

Plusieurs méthodes peuvent être envisagées pour suralimenter les moteurs Diesel par l'air comprimé stocké (CAES) :

3.2.2.1. Système 1 : Utilisation d'une turbine en série sur l'axe du turbocompresseur

L'air comprimé, sortant du réservoir du stockage sous quelques dizaines de bars, passe à travers un détendeur ce qui fait chuter sa pression et sa température (à quelques dizaines de degrés en dessous de 0 °C). Il est ensuite chauffé d'abord par le système de refroidissement et ensuite par les gaz

d'échappements à la sortie de la turbine principale. Ceci permet d'augmenter encore son enthalpie. A la sortie des échangeurs, l'air entraîne la turbine supplémentaire qui est montée sur le même axe du turbocompresseur (Figure 63). Ceci augmente le couple disponible à l'axe et permet ainsi au compresseur de fournir un plus fort taux de compression. La récupération du gaz d'échappement permet d'augmenter le rendement du système. La possibilité de profiter de la détente de l'air comprimé sortant du réservoir pour refroidir l'eau du moteur permet une amélioration du rendement du moteur et l'arrêt des ventilateurs de refroidissement [IBR HI 2007].

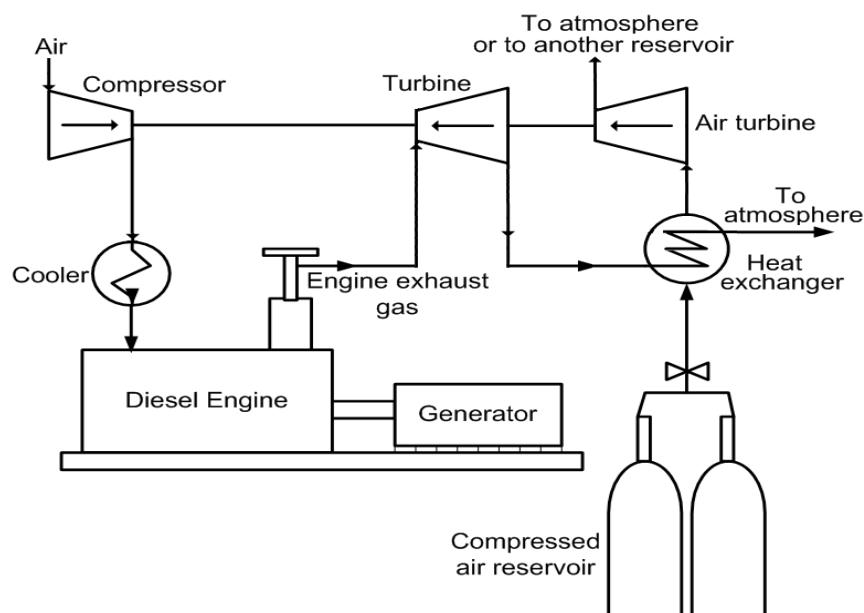


Figure 63 : Schéma de principe de la suralimentation par une turbine en série sur l'axe du turbocompresseur [IBR HI 2007]

3.2.2.2. Système 2 : Double étage de suralimentation

Un deuxième étage (BP : basse pression) de turbocompresseur est monté et l'air comprimé entraîne la turbine BP après avoir subi la détente et le réchauffage par le liquide de refroidissement des moteurs et les gaz d'échappements (Figure 64). Les turbocompresseurs HP (haute pression) et BP n'ont pas les mêmes plages de fonctionnement, notamment en régime de rotation. Cette méthode est

caractérisée par la simplicité du dimensionnement des turbines et compresseurs ainsi par la facilité de découplage du turbocompresseur BP lorsque le CAES est épuisé. Par conséquent, le rendement global du système dépend fortement de chacun de rendements de turbine BP et compresseur BP, ce qui peut affecter mal le fonctionnement du système [IBR HI 2007].

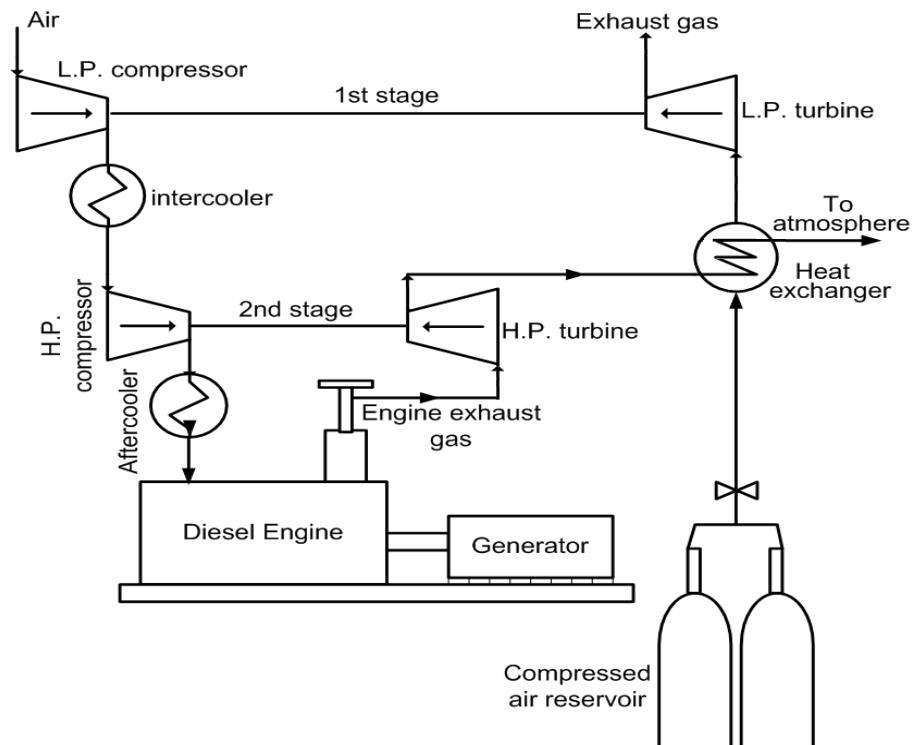


Figure 64 : Schéma de principe de la suralimentation bi-étagée [IBR HI 2007]

3.2.2.3. Système 3 : Admission en amont du compresseur

L'air comprimé détendu et réchauffé par le système de refroidissement du moteur et les gaz d'échappements est directement connecté à l'entrée du turbocompresseur qui le comprime en plus (Figure 65). L'avantage principal de cette méthode est l'utilisation d'un seul turbocompresseur, ainsi un meilleur rendement est prévu pour le système de compression. De plus, cette méthode est caractérisée par sa simplicité de conception et de contrôle et par son coût

faible. Par contre, l'efficacité de cette conception dépend fortement de la température de l'air comprimé à l'entrée du compresseur (air chaud → baisse du rendement) [IBR HI 2007].

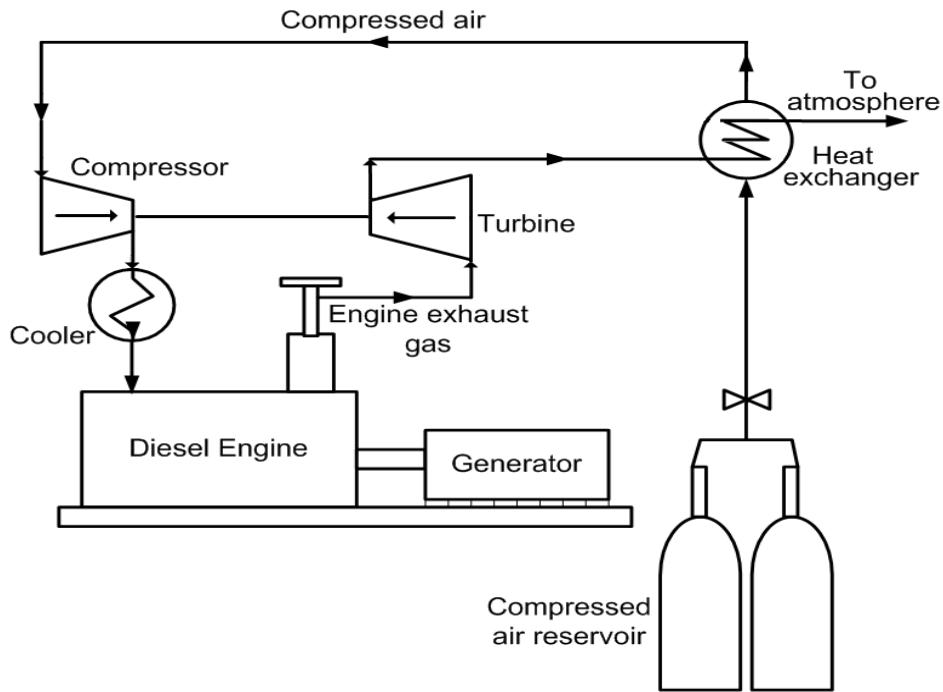


Figure 65 : Schéma de principe de l'admission en amont du compresseur [IBR HI 2007]

3.2.2.4. Système 4 : Admission directe dans le moteur

Cette méthode consiste à injecter l'air comprimé venant du réservoir de stockage, après l'avoir réchauffé par les gaz d'échappements et le refroidissement du moteur, dans les cylindres du moteur à travers d'une troisième soupape ou dans le collecteur d'admission où l'air sera mélangé avec celui venant de turbocompresseur avant d'entrer au moteur. L'inconvénient majeur de cette méthode est qu'elle nécessite une intervention intérieure sur le moteur afin d'adapter le système d'amission ainsi que celui de l'injection avec les nouveaux paramètres concernant la température, la pression et le débit d'air comprimé entrant dans les cylindres [IBR HI 2007].

3.2.2.5. Système 5 : Suralimentation hyperbar

Le procédé *Hyperbar* consiste à suralimenter le moteur par une turbine à gaz (compresseur + chambre de combustion + turbine) disposée *en dérivation* par rapport au moteur. Le débit d'air de suralimentation est réglé par une soupape de by-pass. Une chambre de combustion auxiliaire permet de réaliser un apport d'énergie supplémentaire à la turbine, pour obtenir un rapport de pression de suralimentation plus élevé (Figure 66). La soupape de by-pass est réglée de manière à maintenir constant l'écart de pression entre la sortie du compresseur et l'entrée de la turbine. Le débit de carburant injecté dans la chambre de combustion permet de contrôler la pression à la sortie du compresseur.

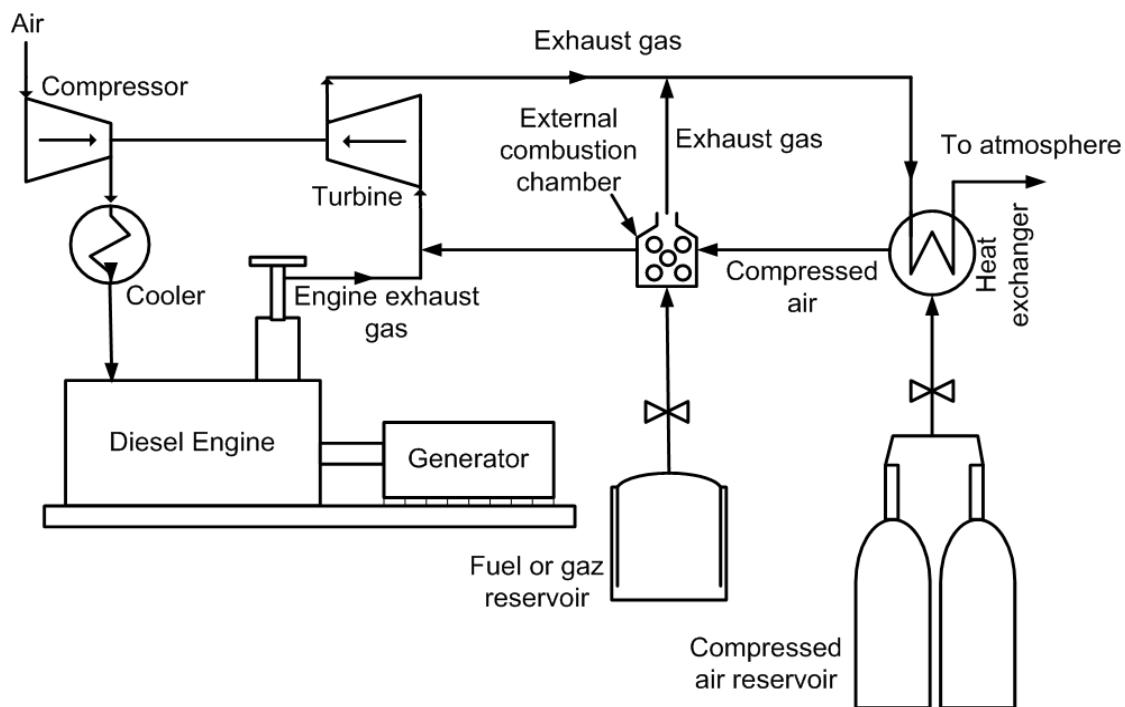


Figure 66 : Schéma de principe de la suralimentation hyperbar [IBR HI 2007]

Ce système, avec sa chambre de combustion supplémentaire, sera plus complexe à incorporer sur le moteur diesel existant déjà. De plus, le rendement du système aura tendance à baisser à cause d'un apport supplémentaire de

chaleur dans le système venant de la chambre de combustion externe. Par contre, une augmentation remarquable de la puissance sera obtenue ainsi que le coût du système qui va augmenter du fait de l'augmentation de la quantité du carburant consommé par la chambre à combustion auxiliaire [IBR HI 2007].

3.2.2.6. Système 6 : Suralimentation avec le cycle de LENOIR pressurisé

Le cycle proposé utilise la succession des phases du cycle de Lenoir : admission, combustion, détente et échappement réalisés durant un tour de vilebrequin du moteur et le choix d'une transformation isobare extraite du cycle Diesel pour la phase de combustion (Figure 67) [CHAN 1986]. L'admission de l'air à haute pression, en provenance du réservoir de stockage, commence lorsque le piston est à point mort haut et se termine lorsque l'apport de chaleur dû à la combustion commence. Au cours de la combustion, l'augmentation de volume du cylindre et l'accroissement de la température des gaz, résultant de l'apport de chaleur due à la combustion, évolue dans le même sens, le gaz subit une transformation qui dans le cycle théorique de ce moteur peut être considérée comme isobare ou bien isochore-isobare [ARQ 1982].

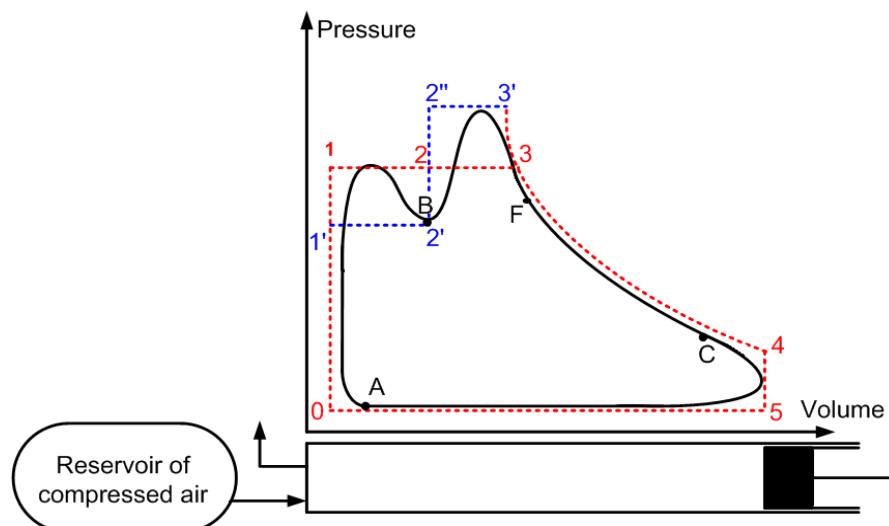


Figure 67 : Schéma de principe de la suralimentation avec cycle de Lenoir pressurisé [IBR HI 2007]

L'avantage de cette méthode est que la puissance d'un moteur fonctionnant selon un cycle de Lenoir-Diesel pressurisé est grossièrement égale à quatre fois la puissance d'un moteur conventionnel à quatre temps [CHAN 1986]. Par contre, cette méthode nécessite un réglage des temps d'ouverture et de fermeture des soupapes d'admission et d'échappement et une modification, au niveau du système d'admission du moteur, permettant l'injection de l'air comprimé venant du réservoir au moment adéquat.

3.2.2.7. Système 7 : Suralimentation avec downsizing

Le downsizing consiste à réduire la cylindrée dans le but de diminuer la consommation du moteur en carburant, le rapport poids /puissance, l'encombrement et augmenter le rendement mécanique. Mais, afin de conserver les performances du moteur (couple, puissance) et récompenser la perte de cylindrée, il faut augmenter le remplissage en air du moteur. Ceci peut se faire à l'aide de la suralimentation par turbocompresseur. Cette combinaison, suralimentation-downsizing, permet d'avoir plus de couple à bas régime et aussi une augmentation du rendement moteur. Par contre, cette méthode ne pourra être appliquée qu'au cas du remplacement des moteurs existants, du fait de l'intervention à faire sur les moteurs.

3.3. Comparaison entre les méthodes de suralimentation proposées

Afin de pouvoir évaluer les diverses solutions proposées et dégager la technologie candidate la plus performante et adaptable au système parmi celles citées précédemment, nous avons établi une liste de critères telles que :

1) *Efficacité* : le système choisi doit avoir un bon rendement. Ce critère est relié fortement à la quantité d'énergie apportée au système quelque soit sa forme thermique ou mécanique [IBR HI 2007].

2) *Simplicité* : le système doit être simple et facile à installer. Ce critère est essentiel pour le cas d'entretien et de maintenance sachant que plus la conception est simple plus que la durée de maintenance est moindre et par conséquence les coûts d'exploitations sont faibles [IBR HI 2007].

3) *Adaptabilité* : le système choisi doit pouvoir s'adapter aux moteurs d'Hydro-Québec déjà en place sans qu'on ait besoin de changer l'architecture des moteurs. Ce critère favorisera la commercialisation de la conception chez les producteurs de l'électricité qui utilisent les générateurs diesels surtout dans les sites isolés [IBR HI 2007].

4) *Prix* : les coûts de mise en place du système choisi doivent être aussi bas que possible. Au fait, c'est le capital investi qui est la part la plus marquante pour l'acheteur. Nous avons, donc, l'intérêt que le système soit fiable mais de bas prix.

5) *Système de contrôle* : le système choisi doit permettre un contrôle aisément. Ce critère est important car la complexité du système de contrôle pourra pousser l'acheteur de choisir la conception même s'il est peu cher, car dans ce point là l'exploiteur veut s'assurer que son technicien arrive à bien maîtriser le système utilisé dans le moindre temps sans le faire envoyer pour faire des formations intensives et qui coûtent cher chez le concepteur [IBR HI 2007].

Ces critères appliqués aux technologies proposées donnent les Tab. 17 et Tab. 18. Nous avons attribué une pondération égale (0.2) à chaque critère du fait que nous avons supposé que tous les critères sont au même niveau d'importance. Ceci nous aidera bien à construire notre matrice d'aide à la décision avec plus de précision où les résultats seront beaucoup plus représentatifs par rapport à ceux obtenus à partir d'une matrice de décision construite habituellement à l'aide d'une échelle d'importance, attribuée aux critères de sélection, allant de 1 (mauvais) à 3 (meilleur).

Notre méthode consiste, au fait, de construire une matrice élémentaire attribuée à chaque critère où les systèmes obtiennent de valeurs variant entre 0, 0.5 et 1 selon l'état de préférence, basé sur la performance, du système comparé par rapport aux autres. Par exemple, le tableau 1 montre qu'en ce qui concerne

l'efficacité des 7 systèmes, on trouve que le système 1 est en égalité d'importance avec les systèmes 2, 3, 4, 6 et 7. Pour cette raison on lui a attribué un coefficient de préférence égale à 0.5. Par contre, le même système 1 est meilleur que le système 5, ce qui fait qu'on lui attribué un coefficient de préférence égale à 1. Cette méthode est appliquée sur les autres systèmes pour chacun de 5 critères de sélection. En fin de compte, nous obtenons 5 matrices correspondant aux 5 critères (voir Annexe II).

Tab. 17: Modèle de la matrice de décision correspondant au critère de l'efficacité

Efficacité	Système 1	Système 2	Système 3	Système 4	Système 5	Système 6	Système 7	Total
Système 1		0,5	0,5	0,5	1	0,5	0,5	3,5
Système 2	0,5		0,5	0,5	1	0,5	0,5	3,5
Système 3	0,5	0,5		0,5	1	0,5	0,5	3,5
Système 4	0,5	0,5	0,5		1	0,5	0,5	3,5
Système 5	0	0	0	0		0	0	0
Système 6	0,5	0,5	0,5	0,5	1		0,5	3,5
Système 7	0,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5		3,5

Tab. 18 : Modèle de la matrice globale de décision

	Coefficient de pondération	Système 1	Système 2	Système 3	Système 4	Système 5	Système 6	Système 7
Efficacité	0.2	0.7	0.7	0.7	0.7	0	0.7	0.7
Simplicité	0.2	1	0.3	1	0.3	0.3	0.3	1
Adaptabilité avec le moteur diesel	0.2	1.1	0.5	0.5	0.5	1.1	0.5	0
Coût	0.2	1	0.6	1	0.2	0.2	0.2	1
Système de contrôle	0.2	1	0.3	1	0.3	0.3	0.3	1
Total	1	4.8	2.4	4.2	2	1.9	2	3.7
Rang		1	4	2	5	7	5	3

Enfin, nous construisons la matrice globale de décision à l'aide des coefficients de préférence totaux qui étaient attribués pour chaque système en fonction de

chacun des 5 critères de sélection et obtenus à partir des 5 matrices de décision élémentaire. En tenant en considération les coefficients de pondération de chaque critère dans le calcul, nous obtenons la classification de performance de chaque système utilisé (Tab. 18).

Nous pouvons constater facilement, d'après le Tab. 18, que le système A répond plus aux critères de choix. Les autres systèmes sont aussi plus ou moins efficaces les uns que les autres ; mais c'est au niveau du coût, de l'adaptabilité aux moteurs existants et de système de contrôle qu'il y a une certaine différence. Pour ces raisons, nous allons adopter ce système dans la conception du système de JEDSAC.

3.4. Avantages techniques du système 1 : Turbine en série sur l'axe du turbocompresseur

Nous allons adopter cette méthode en raison de sa simplicité et son efficacité et parce qu'elle ne nécessite pas une intervention intérieure sur le moteur. De plus, nous n'aurons pas besoin d'adapter le système d'amission ainsi que celui de l'injection avec les nouveaux paramètres concernant la température, la pression et le débit d'air comprimé entrant dans les cylindres.

Cette conception permet à la boucle de suralimentation de fonctionner indépendamment du moteur grâce à l'énergie fournie par l'air comprimé détendu dans la turbine à air. Ce système permet en outre d'augmenter la puissance d'un facteur 5 et par conséquent le rendement indiqué du moteur. Il peut représenter l'équivalence d'un système Hyperbar au niveau de l'augmentation du rendement et de la puissance sans avoir besoin de recourir auprès une chambre à combustion supplémentaire et consommer de plus de carburant [IBRHI 2007].

De plus, la conception de ce système permet de répondre à la charge demandée en profitant au maximum de l'hybridation, ce qui revient à utiliser au mieux la puissance disponible au sein des deux turbines à gaz et à air pour améliorer le remplissage du Diesel.

La suralimentation hybride, utilisant cette conception, peut être mise en service dans les conditions suivantes :

- 1) *bas régimes-fortes charges*, pour lesquels l'énergie disponible dans les gaz d'échappement serait sinon trop faible pour atteindre une pression de suralimentation suffisante;
- 2) *bas régimes-faibles charges*, de manière à créer les conditions thermodynamiques (température et pression) nécessaires à l'initiation de la combustion, que le faible rapport volumétrique de compression du moteur ne permet pas d'assurer.
- 3) *démarrage pneumatique*, où l'air comprimé, venant du réservoir de stockage, pourrait être injecté directement dans les cylindres, par by-pass sans passer par la turbine à air, à une pression comprise entre 20 et 30 bar. Cet air comprimé assure la mise en rotation du groupe par action sur les pistons du moteur. L'injection d'air est arrêtée sur détection d'une vitesse de rotation du moteur assez élevée.

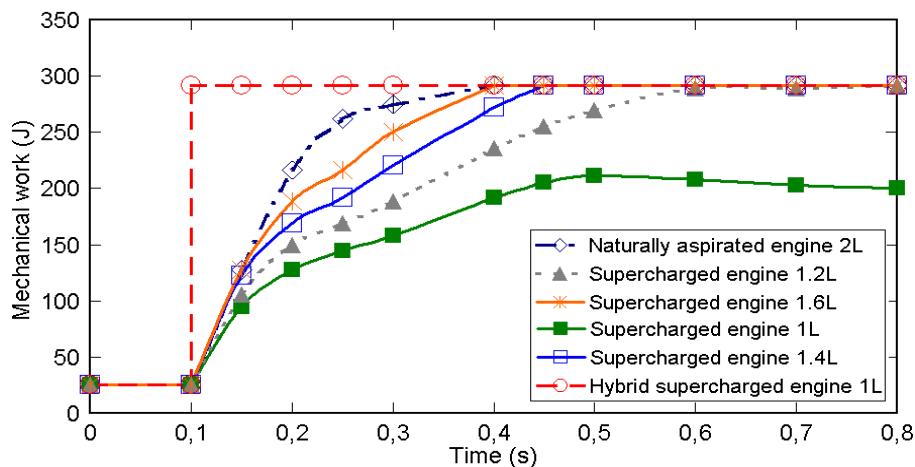


Figure 68 : Variation du travail mécanique d'un moteur diesel suralimenté-non suralimenté [CHAR 2006].

Cette hybridation, combinée à une réduction de cylindrée des moteurs, permet d'assurer un bon remplissage de cylindrée et compenser le retard du couple en transitoire (Figure 68) dans le cas d'une suralimentation ordinaire et diminuer la

consommation spécifique en carburant et par suite les émissions de GES. Elle permet, également, de mettre en disposition instantanément un couple maximum comme le montre la Figure 68, ce qui diminue le temps de réponse du moteur et lui permet de répondre aux besoins plus rapidement.

Le JEDSAC présente un potentiel commercial très important pour les régions isolées du Canada et ailleurs dans le monde puisque la technologie utilise des génératrices diesel déjà en place. Elle est conçue comme l'adaptation des moteurs existants au niveau du système d'admission, l'ajout d'une centrale éolienne et d'un système de compression et stockage d'air. Comme le manque d'informations sur la rentabilité économique, sur les performances et la fiabilité de tels systèmes est actuellement le frein principal à l'acceptation du déploiement éolien dans les régions isolées, ce projet se propose de répondre à ces interrogations.

À l'aide des informations disponibles [HUN 1994], [HOMER], [ROBB 2005], et des analyses de l'augmentation des performances [IBR 2005], nous estimons que sur un site à bon potentiel éolien, le délai de récupération de l'investissement pour une telle installation se situe entre 2 et 5 ans, en fonction des coûts de transport du combustible. Pour des sites accessibles seulement en hélicoptère [ILIN 2005] ce délai peut descendre en dessous d'une année. Cette analyse ne tient pas compte de l'augmentation du prix du carburant, ni des éventuelles crédits pour la réduction des GES qui ne font que réduire le délai de récupération.

CHAPITRE IX

CONCLUSIONS

Dans cette étude, une analyse de des différentes problématiques reliées à l'alimentation en électricité des communautés éloignées du réseau centrale. Cette analyse nous a mené à proposer des solutions basées sur l'exploitation des ressources renouvelables disponibles dans ces sites isolés (éolien, solaire, hydraulique, ...) dans le but de diminuer la dépendance de ces régions aux groupes électrogènes diesel. Afin de pouvoir profiter au maximum des énergies renouvelables abondantes, nous avons proposé de les combiner avec plusieurs sources de production et de stockage d'énergie. Une description détaillée des différents systèmes hybrides d'énergie (SHE) a été réalisée dans cette étude. Dans ce contexte, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les SHE ont été données. Les différents types d'architectures existants ou qui pourraient exister, les outils de dimensionnement, ainsi que les problèmes et les stratégies de commande habituelles des SHE ont également été présentés.

Le dimensionnement et le fonctionnement des composantes du SHE doivent tenir compte des variations de la charge et des ressources renouvelables disponibles pour maximiser l'utilisation des ressources renouvelables.

Les systèmes hybrides traités dans cette étude ont des domaines d'application différents et la méthode de stockage diffère selon l'hybridation et la puissance demandée. Cependant, pour tous ces systèmes (surtout le système hybride éolien-diesel avec haute pénétration) le stockage d'énergie sous forme d'air comprimé présente une solution intéressante au problème des fortes fluctuations

stochastiques de l'énergie éolienne car il permet une conversion à rendement élevé (60 – 70 % sur un cycle charge-décharge complet), permet aussi d'utiliser des matériaux conventionnels faciles à recycler et d'effectuer un nombre de cycles quasi illimité.

Dans cette étude, nous avons démontré aussi que le stockage, point faible du domaine énergétique, est pourtant un point clé pour l'essor des énergies renouvelables. Quand la source d'énergie est intermittente et que son utilisation se trouve dans un site isolé qui ne peut être raccordé à un réseau de distribution, le stockage est bien entendu indispensable. Cette nécessité n'est pas aussi évidente quand la source est reliée au réseau – cas de l'éolien ou du photovoltaïque dans les pays industrialisés – mais le stockage va s'avérer indispensable dans l'avenir. En effet, avec la libéralisation du marché de l'énergie, de nombreuses sources délocalisées, le plus souvent d'origine renouvelable intermittente, seront raccordées au réseau et pourront être source de déséquilibre pour ce dernier. Pour pallier cet inconvénient, le stockage et la gestion intelligente de ces différentes sources sont la meilleure des solutions.

Enfin, le renfort des efforts de recherche et développement sur la possibilité de combiner plusieurs moyens de stockage avec une source d'énergie renouvelable permettra d'optimiser le rendement global du système et diminuer l'émission des gaz à effet de serre qui résultent du dégagement des gaz de combustion venant de centres conventionnels de production de l'électricité.

BIBLIOGRAPHIE

RÉFÉRENCES

[ACK 2003] T. Ackermann, L. Söder, An overview of wind energy-status 2002, Renewable and Sustainable Energy reviews 6 (2002) 67-128.

[ADE 1981] Adelaar & Ass., Communitech & Ass. « Community Specific Energy Supply in the Yukon and Northwest Territories », Gov. of Canada, Dep. of Indian & Northern Aff., Contract No. 81-117, 1981.

[Ah-YOU] Kim Ah-You, Greg Leng, Énergies renouvelables dans les communautés éloignées du Canada, Programme des énergies renouvelables pour les communautés éloignées, Ressources Naturelles Canada.

[AIE] Agence internationale de l'énergie (AIE), <http://www.iea-eces.org>

[ALON 2002] C. Alonso, J. Alzeu, C. Andrieu, S. Adtier, j. Bonal, A.H. Ben, C. Combes, F. Costa, B. Dakyo, R. Desserrières, J. Fonio, O. Gergaud, C. Glazie, J.C. Muller, B. Multon, C. Nichita, X. Roboam, P. Rossetti, L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, ECRIN, ISBN : 2-912154-08-01, Paris, 2002.

[ANA 2007] J. S. Anagnostopoulos D. E. Papantonis, Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant, Energy Conversion & Management, August 2007

[ANZ 1989] J.P. ANZANO, P. JAUD, D. MADET, « Stockage de l'électricité dans le système de production électrique », Techniques de l'ingénieur, traité de Génie Électrique, D4030, 09/1989.

[ARC 2001] Arctic Energy Alliance « Review of Technical and Economic Viability of Wind Energy Systems in the NWT and Nunavut », NWT Power Corporation, Hay River, Northwest Territories, 2001.

[ARQ 1982] Ph. Arquès, Thermodynamic cycle and reciprocating internal combustion engine with compressed air energy storage. Proceedings of the 19th annual meeting, Society of Engineering Science Inc., Rolla, Missouri, 27-29 October 1982.

[ASH 1999] M. Ashari, C. V. Nayar, An optimum dispatch strategy using set point for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system, *Renewable Energy*, vol. 66, N°. 1, pp. 1-9, 1999.

[AST 2003] Stephan ASTIER, « Des machines à aimants permanents aux systèmes énergétiques autonomes. Systémique, électricité et développement durable », HDR INP-ENSEEIHT, 2003.

[BAR 1996] C.D. Barley, C.B. Winn, Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems, *Solar Energy*, vol. 58, N°4-6, pp. 165-179, 1996.

[BATT] Battery operations, Global ressource Options.

[Bel 2002] Belhamed M., Moussa S., et Kaabeche A. , « Production d'électricité au moyen d'un système hybride éolien-photovoltaïque-diesel, *Revue Énergies Renouvelables : Zones Arides* (2002), pp. 49-54.

[BIN 1999] H. Bindner, Power control for wind turbines in weak grids: concepts development, Riso-R-1118(EN), 1999

[BON 1975] J.M. BONNEVILLE, « Stockage cinétique », Rapport interne, Institut de Recherche de l'Hydro-Québec, Varennes, Québec, Canada, février 1975.

[BOU 2001] P. Boulanger, D. Desmettre, Les systèmes photovoltaïques, clefs CEA-N°44, 2000-2001.

[BOY 2006] A. Boyette, Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne, Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy I, France, 2006.

[BOW 2001] Bowen AJ, Cowie M, Zakay N. The performance of a remote wind-diesel power system. *Renew Energy* 2001;22:429–45.

[BRA 2000] D.T. Bradshaw, Pumped Hydroelectryic Storage (PHS) and Compressed Air Energy Storage (CAES), IEEE PES Meeting on Energy Storage, 2000.

[BUCH] I. Buchmann, Choisir une batterie qui aura une longue durée de vie, Cadex Electronics Inc. Canada. <http://www.buchmann.ca>

[CEE 2001] EUROPEAN COMMISSION, Community Research Report, « *Energy storage - A key technology for decentralised power, power quality and clean transport* » Report European Communities EUR 19978, 2001.

[CHAN 1986] M. Chandoul, Cycle thermodynamique de Lenoir-Diesel associé à un stockage pneumatique, *Revue Entropie*, n°132, pp. 11-16, 198.

[CHAP 1986] M.S. Chappell « Wind Energy Research and Development at the National Research Council of Canada 1975-1985 », NRCC No. 27459, 1986.

[CHAR 2006] A. Charlet, L. Vasile, P. Higelin, Relance turbocompresseur et hybridation pneumatique, L.M.E., École Polytechnique de l'Université d'Orléans, 2006.

[CLINT] Clint Johnson, Utama Abdulwahid, James F. Manwell, Anthony Rogers, *Design and Modeling of Dispatchable Heat Storage in Wind/Diesel Systems*, Renewable Energy Research Laboratory, Dept. of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst, MA, 2002.

[CRUZ 2001] I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas, R. P. Fiffe, Assessment of different energy storage systems for wind energy integration, European Wind Energy Conference, 2001.

[DAN] www.danvest.com

[DAVE 1995] T.S. DAVIES, H. NOURI, C.M. JEFFERSON, « *Alternative Approaches to Wind Energy Conversion Systems* », *Wind Engineering*, Vol. 19, N°5, p.p. 265-271, 1995.

[DESH et al. 2006] DESHUMKH M.K., DESHUMUKH S.S., Modeling of hybrid renewable energy systems, Renewable & sustainable energy reviews, July 2006.

[DROU] S. Drouilhet, Wind-Diesel Hybrid System Options for Alaska, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA.

[ECO] <http://www.ecolopop.info>

[ELE] www.electricitystorage.org

[ELH 2002] ELHADIDYI M.A., Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems. Renew Energy 2002;26(3):401–13.

[ELHA 2000] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, Parametric study of hybrid (wind+solar+diesel) power generating systems, renewable Energy, vol. 66, Nº1, pp. 129-139, 1999.

[EMER 2003] Emerging Energy Storage Technologies in Europe. Rapport Frost & Sullivan; 2003.

[EN 1999] EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, CENELEC, Belgium, 1999.

[EURO] Commission Européenne,

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/thermdintro.html

[FAU 2003] F. Faure, Suspension magnétique pour Volant d'inertie, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 20 Juin 2003.

[FOR 2004] FORCIONE A., Système jumelé éolien-diesel aux îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) – Établissement de la VAN optimale, Institut de Recherche, Hydro-Québec, Février 2004.

[GAG 1997] R. Gagnon, A. Nouaili, Y. Jean, P. Viarouge; «Mise à jour des outils de modélisation et de simulation du Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration Sans Stockage et rédaction du devis de fabrication de la charge de lissage», Rapport IREQ-97-124-C, 1997

[GEO] http://www.geothermal-energy.ch/fr/3_geostr_dir/3_geost2_tech.htm.

[GER 2002] O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de l'ENS de Cachan, 9 décembre 2002.

[HAN 2000] L.H. Hansen, P. Lundsgaard, Review of relevant studies of isolated systems, Riso-R-1109(EN), 2000

[HAN 2001] L.H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nilsen, P. Soresen, B. Bak-Jensen, P. Lundsager, Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines, Riso National Laboratory, Roskilde, 2001.

[H.I. 2006] H Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, Solutions de Stockage de l'Énergie Éolienne, Rapport Interne, Laboratoire de Recherche en Énergie Éolienne, UQAR, LREE-01, Janvier 2006.

[HOMER] "HOMER v2.0 – the optimisation model for distributed power", NREL, www.nrel.org

[HUA 1994] M. Huart, Guide des énergies renouvelables, Association pour la Promotion des Énergies Renouvelables, Ministère de la Région Wallonne éditeur, 1994.

[HUN 1994] Hunter R, Elliot G. Wind-diesel systems – A guide to the technology and its implementation. Cambridge (UK): Cambridge University Press; 1994.

[HUNTORF] Klaus-Uwe Mohmeyer et Roland Scharf, Huntorf CAES : More than 20 years of successful operation

[IAN 2004] E. Ian Baring-Gould, L. Flowers, P. Lundsager, Worldwide status of wind-diesel applications, Pre-Workshop Wind-Diesel 101, Anchorage, Alaska, 2004.

[IBR 2005] Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, Jean Perron, Systèmes de stockage de l'énergie pour les éoliennes. Colloque international « Énergie éolienne et sites éloignés », Îles de la Madeleine, Québec, Canada, 19-21 octobre 2005.

[IBR 2007] Hussein IBRAHIM, Adrian ILINCA, Jean PERRON, Investigation des générateurs hybrides d'électricité de type éolien-air comprimé, E5, Colloque International sur les énergies renouvelables, Oujda, Maroc, 04-05 mai 2007.

[IBRH 2007] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, Comparison and Analysis of Different Energy Storage Techniques Based on their Performance Index, IEEE Canada, Electrical Power Conference 2007, "Renewable and Alternative Energy Resources", EPC2007, Montreal, Canada, October 25-26, 2007.

[IBRH 2008] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, Alimentation en électricité d'une station de télécommunication par un système mixte de type éolien-diesel-air comprimé, ACFAS, 09 Mai 2007, Québec, CANADA.

[IBRHI 2007] Hussein Ibrahim, Rafic Younès, Adrian Ilinca, Optimal Conception of a Hybrid Generator of Electricity, Reference Number : CANCAM07-ETS-39, le 21ième congrès canadien de mécanique appliquée, Toronto, Canada, 3-7 juin 2007.

[IBR HI 2007] Ibrahim H., A. Ilinca, R. Younès, J. Perron, T. Basbous, Study of a Hybrid Wind-Diesel System with Compressed Air Energy Storage, IEEE Canada, Electrical Power Conference 2007, "Renewable and Alternative Energy Resources", EPC2007, Montreal, Canada, October 25-26, 2007.

[IFR] <http://www.ifr.ing.tubs.de/forschung/downloads/papers/>

[ILIN 2005] A. Ilinca, J.L. Chaumel, «Implantation d'une centrale éolienne comme source d'énergie d'appoint pour des stations de télécommunications», Colloque international sur l'énergie éolienne et les sites isolées, îles de la Madeleine, 2005

[IREF] [http://www.ferme-énergie.ca/IReF](http://www.ferme-energie.ca/IReF)

[IREQ 2003] Institut de recherche d'Hydro-Québec pour Hydro-Québec Distribution : *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – mise à jour 2004.* IREQ-2003-247C, December 2003.

[JAN 1982] B. Janz, D.G. Howell, A. Serna « Wind Energy in the Northwest Territories », prepared for The Science Advisory Board of the Northwest Territories, Yellowknife, Northwest Territories, 1982.

[JEAN 1992] Y. Jean, P. Viarouge, D. Champagne, R. Reid, B. Saulnier, «Perfectionnement des outils pour l'implantation des éoliennes à Hydro-Québec», rapport IREQ-92-065, 1992

[JEAN 1993] Y. Jean, A. Nouaili, P. Viarouge, D. Champagne, R. Reid, B. Saulnier, «Analyse des essais 1992, validation du modèle dynamique», rapport IREQ-93-103-C, 1993

[JEAN 1994] Y. Jean, A. Nouaili, P. Viarouge, B. Saulnier, R. Reid, «Développement d'un système JEDHPSS représentatif d'un village typique des réseaux non reliés», rapport IREQ-94-169-C, 1994

[JEN 2000] T. L. Jensen, Renewable Energy on Small Islands, Forum for Energy and Development (FED), Second Edition, Denmark, August 2000.

[KAL 2002] Kaldellis JK, Vlachos GTh, Kavadias KA. Optimum sizing basic-principles of a combined photovoltaicwind- diesel hybrid system for isolated consumers. In: Proceedings of EuroSun 2002 International Conference, Paper W141, Bologna, Italy, 2002.

[KELL 1996] W. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataraman, V. Gerez, Optimal unit sizing for a hybrid wind/photovoltaic generating system, Electric Power Systems research, vol. 39, N°1, pp. 35-38, 1996.

[KOU 2001] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, N. C. Voulgaris, A hybrid PV-Wind generator system using a maximum power point tracking technique, renewable energies for islands, Chania, Crete Greece, 2001.

[LAR 1996] A. Larsson, Voltage and frequency variation in autonomous grids: a comparison of two different wind-diesel systems, Proceedings of the European Union Wind Energy Conference, pp. 317-320, Sweden, 1996.

[LAR 2000] A. Larsson, The power quality of wind turbines, Thesis, CHALMERS, ISBN91-7197-970-0, Sweden, 2000.

[LAZAR] Lazarewicz L. M. Alex, R. Alex, Grid Frequency Regulation by Recycling Electrical Energy in Freewheels,

[www.beaconpower.com/products/EnergyStorageSystems/docs/Grid%20Freq%20Reg%20White%20Paper.pdf.](http://www.beaconpower.com/products/EnergyStorageSystems/docs/Grid%20Freq%20Reg%20White%20Paper.pdf)

[LENG 1998] Leng G. & al., RETSCREEN^{MC} – Logiciel d'analyse de préfaisabilité pour les projets d'exploitation des énergies renouvelables, Version 98, Ressources naturelles Canada, Mai 1998.

[LIP 1994] Lipman NH. Overview of wind/diesel systems. Renew Energy 1994;5(1–4):595–617.

[LIU] Liu W, Gu S, Qiu D, Techno-economic assessment for off-grid hybrid generation systems and the application prospects in China, <http://www.worldenergy.org/wecgeis/publications>.

[LOD 1995] M. Lodge, J. Passmore « Wind-Diesel Systems for Remote Communities », report for Mushkegowuk Council, Ontario Energy Co., Ontario Hydro, CANMET, NRC, 1995.

[LUND 2001] P. Lundsager, H. Bindner, N. Clausen, S. Frandsen, L. H. Hansen, J. C. Hansen, Isolated systems with wind power, Risø-R-1256 (EN), 2001.

[MAI 2001] J.F. Maisson « Wind Power Development in Sub-Arctic Conditions with Severe Rime Icing », Presented at the Circumpolar Climate Change Summit and Exposition, Whitehorse, Yukon, 2001

[MAN 1998] J.F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C.T. Avelar, J.G. McGowan, Hybrid2 – A hybrid system simulation model. Theroy manuel, NREL Subcontract XL-11126-1-1, 1998.

[MAN et al. 2001] MANOLAKOS D., PAPADAKIS G., PAPANTONIS D., KYRITSIS S., A simulation-optimization programme for designing hybrid energy systems for supplying electricity and fresh water through desalination to remote areas case study: the Merssini village, Donoussa Island, Aegean Sea, Greece. Energy 2001;26(7):679–704

[MAR 1998] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, Stockage d'électricité dans les systèmes électriques, Techniques de l'Ingénieur, Génie électrique, D4030, 1998.

[MAX] <http://www.maxwell.com/news/release.asp?PRID=194>

[MCG 1999] J. G. McGowan, J.F. Manwell, Hybrid/PV/Diesel system experiences, renewable Energy, Vol. 16, pp. 928-933, 1999.

[McMO 2006] Rob McMonagle, Association canadienne des énergies solaires, février 2006.

[MDI] Présentation officielle du groupe électrogène à air comprimé, MDI (Motor Developpement International) et Université «La Sapienza», Rome, 19 Janvier 2005.

[MES 1999] R. MESSENGER et J. VENTRE, «Photovoltaic systems engineering», CRC Press, 1999.

[MRNF 2006] La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, L'énergie pour construire le Québec de demain, <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/eolien>

[MUL 2002] J. Muller, R. Desserrières, Conversion photovoltaïque, Publié par : Club CRIN, 2002.

[MUL 2004] B. MULTON, G. ROBIN, E. ERAMBERT, H. BEN AHMED, « Stockage de l'énergie dans les applications stationnaires », Colloque Énergie électrique : besoins, enjeux, technologies et applications, Belfort, pp.64-77, 18 juin 2004.

[MULJ 2001] E. Muljadi, McKenna, Power quality issues in a hybrid power system, NREL/CP-500-30412, 2001.

[MULT 2003] B. MULTON, J. RUER, « Stocker l'électricité : Oui, c'est indispensable, et c'est possible ! Pourquoi, où, comment », Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, avril 2003.

[MULT 2007] B. MULTON, Stockage de l'énergie électrique pour la production décentralisée d'électricité (connectée au réseau ou en site isolé), Équipe SETE, École Normale Supérieure de Cachan – SATIE, France, Janvier 2007.

[MUS 1999] M. Muselli, G. Notton, A. Louche, Design of hybrid-potovoltaic power generator with optimization of energy management, Solar Energy, vol. 65, N°3, pp. 143-157, 1999.

[NAK 2004] M. NAKHAMKIN, « New compressed air energy storage concept improves the profitability of existing simple cycle, combined cycle, wind energy, and landfill gas power plants », ASME Turbo Expo, 14 – 17 June 2004, Vienna, Austria.

[NREL] National Renewable Energy Laboratory, www.nrel.gov/

[NREL 2002] Cost/Capacity Analysis for PV Manufacturing R&D Participants. National Renewable Energy Laboratory, 2002.

[NUN] www.nunavutpower.com

[NWT 2003] NWT Energy Secretariat, (2003) “Towards an Energy Strategy for the NWT – A Discussion Paper”, Government of the Northwest Territories, Department of Resources, Wildlife and Economic Development Energy Secretariat, Yellowknife, Canada.

[OS] <http://www.os.is/Apps/WebObjects/Orkustofnun.woa/swdocument/>

[PER 2000] A. Pereira, Modular supervisory controller for hybrid power systems, Riso-R-1202(EN), 2000

[PGE] <http://www.energiepge.com/>

[PIE 2001] J.T.G. Pierik, R.W. Dunlop, W.K. Lee, J. Gabriel, Performance evaluation methods for autonomous applications oriented wind turbine systems, technical Report ECN-C-01-090, 2001

[PIN 2003] J.P. Pinard, T.M. Weis « Pre-Feasibility Analysis of Wind Energy for Inuvialuit Region in Northwest Territories », Aurora Research Institute, 2003.

[PIPA 2004] M. Pipattanasomporn, A study of remote area internet access with embedded power generation, Etd-12272004-141318, Virginia Polytechnic Institute, 2004.

[QUAN] Quantum Fuel Systems Technologies Worldwide Inc., USA,
<http://www.qtww.com>

[RAP 2006] Philip Raphals, Søren Krohn, Martin Tampier, Technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les territoires des réseaux autonomes d'Hydro-Québec, Rapport Préparé pour Hydro-Québec, 15 mai 2006.

[REE 2002] B. Reeves « Kotzebue Electric Association Wind Projects », Proceedings of NREL/AWEA 2002 Wind-Diesel Workshop, Anchorage, Alaska, USA, 2002

[REID 1997] R. REID, Application de l'éolien en réseaux non reliés, LIAISON ÉNERGIE-FRANCOPHONIE, N°35/2^e Trimestre, 1997.

[REN] Renewable energy storage : The missing link, Elsevier Advanced Technology.

[ROB 2005] B. ROBYNS, « Contribution du stockage de l'énergie électrique à la participation au services système des éoliennes », Séminaire SRBE – SEE – L2EP « Éolien et réseaux : enjeux », 22 mars 2005.

[ROBB 2005] D.Robb - «Making a CAES for Wind Energy Storage», North American Wind Power, june 2005.

[ROGEZ 2004] Vincent Rogez, Modélisation simplifiée de sources de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux. Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire. Thèse de doctorat, Université d'Artois, France, Décembre 2004.

[ROUS 2003] Roussy, M.-F., courriel "Données pour l'analyse du jumelage éolien diesel à CAM", 30 décembre 2003.

[RUF] A. Rufer, S. Lemofouet, Stockage d'énergie par air comprimé: un défi pour les circuits d'électronique de puissance, Laboratoire d'électronique industrielle, Station 11, EPFL, Lausanne, Suisse.

[RUIN 2000] S. Ruin, O. Carlson, Wind-hybrid systems with speed and Dc-link, Wind power for the 21 Century, Kassel, Germany, 25-27 September 2000.

[SAI 2004] Rémi Saisset, Contribution à l'étude systémique de dispositifs énergétiques à composants électrochimiques. Formalisme Bond Graph appliqué aux piles à combustible, accumulateurs Lithium-Ion, Véhicule Solaire, Thèse du doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse (INPT), France, 2004.

[SAND] http://www.sandc.com/webzine/011806_1.asp

[SHA 2003] Shaahid SM, Elhadidy MA. Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic+diesel+ battery) power systems in hot climates. Renew Energy 2003;28(11):1741–53.

[SHA 2004] Shaahid SM, Elhadidy MA. Prospects of autonomous/stand-alone hybrid (photo-voltaic+diesel+battery) power systems in commercial applications in hot regions. Renew Energy 2004;29(2):165–77.

[SCHM 2000] J. Schmid, F. Raptis, P. Zacharias, PV Hybrid Plants. State of the Art and Future Trends, V-Hybrid power Systems 2000, Aix-en-Province, frankreich, 2000.

[SHAR 2000] H. Sharma, S. Islam, T. pryor, C.V. Nayar, power quality issues in a wind turbine driven induction generator and diesel hybrid autonomous grid, proceedings AUPEC, 2000.

[SIGMA 1985] Sigma Engineering, Étude générale des questions énergétiques dans les collectivités éloignées du Canada. Préparé pour le programme de démonstration dans les collectivités éloignées. Énergie, Mines et Ressources Canada, Mars 1985.

[SING 2001] V. Singh “Blending Wind and Solar into the Diesel Generator Market”, Renewable Energy Policy Projet (REPP) Research Report, Winter 2001, No. 12, Washington, DC

[SOLAR] <http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejan2000-e.html>

[ST-CEA] « Le stockage des énergies intermittentes », Clefs CEA, N°50/51, hiver 2004-2005.

[STEFF] <http://www.steffes.com.>

[SUN] www.sunlinksolartracker.com

[TOK 2001] M.O. Tokhi, M. Al-Miskiry, M. Brisland, Real-time control of air motors using a pneumatic H-bridge, Control Engineering Practice 9 (2001).

[TUR 2001] D. Turcotte, M. Ross, F. Sheriff, Photovoltaic hybrid system sizing and simulation tools: status and needs, PV Horizon: Workshop on photovoltaic hybrid systems, Montreal, 2001.

[UNIES 1985] Unies Consulting Eng. « Investigation of the Viability of a Remote Wind/Hydroelectric Power Supply in the Northwest Territories », Study No. 1, Energy Mines and Nat. Res. Canada, 1985

[VAU 2002] Vaughn C. Nelson, Ken L. Stracher, Robert E. Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheimer, Wind hybrid systems technology characterization, West Texas AM University – AEI, New Mexico State University – SWTDI, USDA – ARS Bushland, Vista University, May 2002.

[VECHI 2005] Ionel VECHEI, Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome, Thèse de doctorat, Université du Havre, France, Décembre 2005.

[VIKIN] www.vikingpump.com

[WIC 1997] B. Wichert, PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation – A review of current practice and future developments, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 1, N°. 3, pp. 209-228, 1997.

ANNEXES

ANNEXE I : MATRICES DE DÉCISON ÉLEMENTAIRES (STOCKAGE D'ÉNERGIE)

Efficacité	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	0	1	1	1	1	0	0	4,5
Air comprimé	0,5		0	1	1	1	1	0	0	4,5
Cinétique	1	1		1	1	1	1	0,5	0,5	7
Batteries	0	0	0		0,5	0,5	0,5	0	0	1,5
Redox	0	0	0	0,5		0,5	0,5	0	0	1,5
Hydrogène	0	0	0	0,5	0,5		0,5	0	0	1,5
Thermique	0	0	0	0,5	0,5	0,5		0	0	1,5
Condensateur	1	1	0,5	1	1	1	1		0,5	7
Supraconductrice	1	1	0,5	1	1	1	1	0,5		7

Simplicité	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	0	0	0,5	0	0	0	0	0,5
Air comprimé	1		0,5	0	1	1	1	0	0,5	5
Cinétique	1	0,5		0	1	1	1	0,5	0,5	5,5
Batteries	1	1	1		1	1	1	0,5	1	7,5
Redox	0,5	0	0	0		0,5	0,5	0	0	1,5
Hydrogène	1	0	0	0	0,5		0,5	0	0	2
Thermique	1	0	0	0	0,5	0,5		0	0	2
Condensateur	1	1	0,5	0,5	1	1	1		1	7
Supraconductrice	1	0,5	0,5	0	1	1	1	0		5

Adaptabilité avec JED	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	0	0	0,5	0	0	0	0	0,5
Air comprimé	1		1	1	1	1	1	1	1	8
Cinétique	1	0		0,5	1	0,5	0,5	0,5	0,5	4,5
Batteries	1	0	0,5		1	0,5	0,5	0,5	0,5	4,5
Redox	0,5	0	0	0		0,5	0	0,5	0,5	2
Hydrogène	1	0	0,5	0,5	0,5		0	0,5	0,5	3,5
Thermique	1	0	0,5	0,5	1	1		1	1	6
Condensateur	1	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0		0,5	3,5
Supraconductrice	1	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0,5		3,5

Coût	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	1	1	1	1	0,5	1	1	6,5
Air comprimé	1		1	1	1	1	1	1	1	8
Cinétique	0	0		0	1	1	0	0,5	0,5	3
Batteries	0	0	1		1	1	0	1	1	5
Redox	0	0	0	0		0,5	0	1	1	2,5
Hydrogène	0	0	0	0	0,5		0	0,5	0,5	1,5
Thermique	0,5	0	0,5	1	1	1		1	1	6
Condensateur	0	0	0,5	0	0	0,5	0		0,5	1,5
Supraconductrice	0	0	0,5	0	0	0,5	0	0,5		1,5

Capacité de stockage	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	1	1	1	1	1	1	1	7,5
Air comprimé	0,5		1	1	1	1	1	1	1	7,5
Cinétique	0	0		0	0	0	0	0,5	0,5	1
Batteries	0	0	1		0,5	0,5	0	1	1	4
Redox	0	0	1	0,5		0,5	0	1	1	4
Hydrogène	0	0	1	0,5	0,5		0	1	1	4
Thermique	0	0	1	1	1	1		1	1	6
Condensateur	0	0	0,5	0	0	0	0		0,5	1
Supraconductrice	0	0	0,5	0	0	0	0	0,5		1

Autodécharge (plus petit)	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	1	1	1	1	1	1	0	6
Air comprimé	1		1	1	1	0,5	1	1	1	7,5
Cinétique	0	0		1	1	0	1	0,5	0	3,5
Batteries	0	0	0		0,5	0	0,5	0,5	0,5	2
Redox	0	0	0	0,5		0	0,5	1	1	3
Hydrogène	0	0	0	1	1		0,5	1	1	4,5
Thermique	0	0	0	0,5	0,5	0,5		0,5	1	3
Condensateur	0	0	0,5	0,5	0,5	0	0,5		0	2
Supraconductrice	0	0	1	0,5	0,5	0	0	1		3

Cyclabilité	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	1	1	1	1	1	1	0,5	7
Air comprimé	0,5		1	1	1	1	1	1	0,5	7
Cinétique	0	0		1	1	1	1	0,5	0	4,5
Batteries	0	0	0		0	0	0	0	0	0
Redox	0	0	0	1		0,5	0,5	0	0	2
Hydrogène	0	0	0	1	0,5		0,5	0	0	2
Thermique	0	0	0	1	0,5	0,5		0	0	2
Condensateur	0	0	0,5	1	1	1	1		0	4,5
Supraconductrice	0,5	0,5	1	1	1	1	1	1		7

Autonomie	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	1	1	0,5	1	1	1	1	7
Air comprimé	0,5		1	1	0,5	1	1	1	1	7
Cinétique	0	0		0	0	0	0	1	1	2
Batteries	0	0	1		0	0	0,5	1	1	3,5
Redox	0,5	0,5	1	1		0,5	0,5	1	1	6
Hydrogène	0	0	1	1	0,5		0,5	1	1	5
Thermique	0	0	1	1	0,5	0,5		1	1	5
Condensateur	0	0	0	0	0	0	0		0,5	0,5
Supraconductrice	0	0	0	0	0	0	0	0,5		0,5

Sécurité	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	1	1	1	1	1	0,5	1	7
Air comprimé	0,5		1	1	1	1	1	0,5	1	7
Cinétique	0	0		1	1	1	0,5	0	0,5	4
Batteries	0	0	0		0,5	0,5	0,5	0	0,5	2
Redox	0	0	0	0,5		0,5	0,5	0	0,5	2
Hydrogène	0	0	0	0,5	0,5		0,5	0	0,5	2
Thermique	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5		0	0,5	2,5
Condensateur	0,5	0,5	1	1	1	1	1		1	7
Supraconductrice	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0		2,5

Fiabilité-Maturité	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	1	0,5	1	1	0,5	1	1	6,5
Air comprimé	0,5		1	0,5	1	1	0,5	1	1	6,5
Cinétique	0	0		0	1	1	0	0	0	2
Batteries	0,5	0,5	1		1	1	0,5	0,5	0,5	5,5
Redox	0	0	0	0		0,5	0	0	0	0,5
Hydrogène	0	0	0	0	0,5		0	0	0	0,5
Thermique	0,5	0,5	1	0,5	1	1		0,5	0,5	5,5
Condensateur	0	0	1	0,5	1	1	0,5		0,5	4,5
Supraconductrice	0	0	1	0,5	1	1	0,5	0,5		4,5

Aspect écologique	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	0,5	1	1	1	1	0	0	5
Air comprimé	0,5		0,5	1	1	1	1	0	0	5
Cinétique	0,5	0,5		1	1	1	1	0,5	0,5	6
Batteries	0	0	0		0,5	0,5	0,5	0	0	1,5
Redox	0	0	0	0,5		0,5	0,5	0	0	1,5
Hydrogène	0	0	0	0,5	0,5		0,5	0	0	1,5
Thermique	0	0	0	0,5	0,5	0,5		0	0	1,5
Condensateur	1	1	0,5	1	1	1	1		0,5	7
Supraconductrice	1	1	0,5	1	1	1	1	0,5		7

Temps de réponse	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0,5	0	0	0,5	0,5	0,5	0	0	2
Air comprimé	0,5		0	0	0,5	0,5	0,5	0	0	2
Cinétique	1	1		1	1	1	1	0,5	0,5	7
Batteries	1	1	0		1	1	1	0	0	5
Redox	0,5	0,5	0	0		0,5	0,5	0	0	2
Hydrogène	0,5	0,5	0	0	0,5		0,5	0	0	2
Thermique	0,5	0,5	0	0	0,5	0,5		0	0	2
Condensateur	1	1	0,5	1	1	1	1		0,5	7
Supraconductrice	1	1	0,5	1	1	1	1	0,5		7

Souplesse de l'exploitation	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	0	0	0,5	0,5	0	0	0	1
Air comprimé	1		0,5	0,5	1	1	0,5	1	1	6,5
Cinétique	1	0,5		0	1	1	1	0,5	0,5	5,5
Batteries	1	1	1		1	1	1	0,5	0,5	7
Redox	0,5	0	0	0		0,5	0,5	0	0	1,5
Hydrogène	0,5	0	0	0	0,5		0,5	0	0	1,5
Thermique	1	0,5	0	0	0,5	0,5		0,5	0	3
Condensateur	1	0	0,5	0,5	1	1	0,5		1	5,5
Supraconductrice	1	0	0,5	0,5	1	1	1	0		5

Contrôle	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	0,5	0,5	0	0,5	0	0	0	1,5
Air comprimé	1		1	1	0,5	1	0,5	0,5	0,5	6
Cinétique	0,5	0		0,5	0	0,5	0	0	0	1,5
Batteries	0,5	0	0,5		0	0,5	0	0	0	1,5
Redox	1	0,5	1	1		1	0,5	0,5	0,5	6
Hydrogène	0,5	0	0,5	0,5	0		0	0	0	1,5
Thermique	0,5	0,5	1	1	0,5	1		0,5	0,5	5,5
Condensateur	1	0,5	1	1	0,5	1	0,5		0,5	6
Supraconductrice	1	0,5	1	1	0,5	1	0,5	0,5		6

Contribution à la diminution du carburant	Hydraulique	Air comprimé	Cinétique	Batteries	Redox	Hydrogène	Thermique	Condensateur	Supraconductrice	Total
Hydraulique		0	1	0	0,5	0,5	0,5	1	1	4,5
Air comprimé	1		1	1	1	1	1	1	1	8
Cinétique	0,5	0		0	0	0	0	0,5	0,5	1,5
Batteries	1	0	1		0,5	1	1	1	1	6,5
Redox	1	0	1	0,5		1	0,5	1	1	6
Hydrogène	0,5	0	1	0	0		0,5	1	1	4
Thermique	0,5	0	1	0	0,5	0,5		1	1	4,5
Condensateur	0	0	0,5	0	0	0	0		0,5	1
Supraconductrice	0	0	0,5	0	0	0	0	0,5		1

ANNEXES

ANNEXE II : MATRICES DE DÉCISON ÉLEMENTAIRES (SURALIMENTATION)

Simplicity	System 1	System 2	System 3	System 4	System 5	System 6	System 7	Total
System 1		1	0,5	1	1	1	0,5	5
System 2	0		0	0,5	0,5	0,5	0	1,5
System 3	0,5	1		1	1	1	0,5	5
System 4	0	0,5	0		0,5	0,5	0	1,5
System 5	0	0,5	0	0,5		0,5	0	1,5
System 6	0	0,5	0	0,5	0,5		0	1,5
System 7	0,5	1	0,5	1	1	1		5

Simplicity	System 1	System 2	System 3	System 4	System 5	System 6	System 7	Total
System 1		1	0,5	1	1	1	0,5	5
System 2	0		0	0,5	0,5	0,5	0	1,5
System 3	0,5	1		1	1	1	0,5	5
System 4	0	0,5	0		0,5	0,5	0	1,5
System 5	0	0,5	0	0,5		0,5	0	1,5
System 6	0	0,5	0	0,5	0,5		0	1,5
System 7	0,5	1	0,5	1	1	1		5

Adaptability with the diesel engine	System 1	System 2	System 3	System 4	System 5	System 6	System 7	Total
System 1		1	1	1	0,5	1	1	5,5
System 2	0		0,5	0,5	0	0,5	1	2,5
System 3	0	0,5		0,5	0	0,5	1	2,5
System 4	0	0,5	0,5		0	0,5	1	2,5
System 5	0,5	1	1	1		1	1	5,5
System 6	0	0,5	0,5	0,5	0		1	2,5
System 7	0	0	0	0	0	0		0

Cost	System 1	System 2	System 3	System 4	System 5	System 6	System 7	Total
System 1		1	0,5	1	1	1	0,5	5
System 2	0		0	1	1	1	0	3
System 3	0,5	1		1	1	1	0,5	5
System 4	0	0	0		0,5	0,5	0	1
System 5	0	0	0	0,5		0,5	0	1
System 6	0	0	0	0,5	0,5		0	1
System 7	0,5	1	0,5	1	1	1		5

Control system	System 1	System 2	System 3	System 4	System 5	System 6	System 7	Total
System 1		1	0,5	1	1	1	0,5	5
System 2	0		0	0,5	0,5	0,5	0	1,5
System 3	0,5	1		1	1	1	0,5	5
System 4	0	0,5	0		0,5	0,5	0	1,5
System 5	0	0,5	0	0,5		0,5	0	1,5
System 6	0	0,5	0	0,5	0,5		0	1,5
System 7	0,5	1	0,5	1	1	1		5