



HEL I O S

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*



326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

POTENTIEL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN HAÏTI

VOLET 1 : Survol des technologies d'énergie
renouvelable et des technologies d'appoint

Préparé pour :

Hydro-Québec

29 février 2008

Philip Raphals
Martin Tampier
Nicolas Muszynski
René Michaud
Sandrine Favre
Jonathan Vianou
Yorick Tisseau

SOMMAIRE EXECUTIF

Ce premier volet de l'étude du Centre Hélios sur le potentiel des énergies renouvelables en Haïti, commandité par Hydro Québec, constitue un survol des technologies d'énergies renouvelables et des systèmes d'accumulation (stockage) d'énergie électrique pouvant être mises à contribution dans le contexte du réseau du sud-est d'Haïti.

Les objectifs ultimes de la démarche dont ce survol fait partie, sont de réduire la dépendance énergétique du réseau du sud-est vis-à-vis des énergies fossiles et d'accroître l'offre de l'électricité pour accommoder la demande croissante, tout en évitant les impacts économiques et environnementaux qui accompagnent le recours aux énergies fossiles.

Localisé dans la mer des Caraïbes, Haïti bénéficie d'un climat tropical chaud et humide, d'un fort ensoleillement et des vents des alizés. Le potentiel pour les énergies renouvelables est donc a priori intéressant. Toutefois, les contraintes d'ordre économique et technologique sont de taille.

Soulignons que les estimations de coût en capital et de coût de revient présentées dans ce document, reflètent entre autres les estimations présentées à titre indicatif. Les coûts réels varieront en fonction de nombreux paramètres en relation avec chaque installation.

Technologies des énergies renouvelables

Eolien

Une turbine éolienne permet d'extraire l'énergie cinétique du vent et de la transformer en énergie électrique. La quantité d'énergie pouvant être extraite du vent par le rotor dépend principalement de trois facteurs : la surface balayée par le rotor de l'éolienne, la vitesse du vent (qui augmente généralement avec l'altitude) et la densité de l'air.

Ses principaux constituants sont : la tour, structure servant à supporter la nacelle à une élévation adéquate ; les pales du rotor, qui captent l'énergie du vent; le multiplicateur qui accélère la vitesse et abaisse le couple exercé par le rotor; la génératrice qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique ; et finalement le système de contrôle électrique. Notons que l'énergie éolienne est intermittente.

La région de Jacmel se situe au sud de l'île. De toute évidence, cette localisation semble être un site d'excellence pour une implantation d'éoliennes. Les vents dominants proviennent du sud-est et ne rencontre aucun obstacle perturbant l'écoulement. Ceci a pour effet d'augmenter la puissance de production, mais en contrepartie, le fâcheux désavantage de ne fournir aucune protection en cas de tempêtes tropicales.

Toutefois, des technologies existent pour palier à cette problématique. L'entreprise française Vergnet commercialise des éoliennes spécialement conçues pour les réseaux isolés en milieu difficile qui sont capables de résister aux vents extrêmes. L'installation ne requiert aucune grue et le mât haubané permet à l'éolienne de se coucher lors d'éventuelles tempêtes.

L'éolien reste très compétitif en terme économique. Le coût en capital d'une telle configuration est estimé à 2 900 \$/kW, le coût de revient est estimé, à titre indicatif, à 15,9 ¢/kWh — en fonction bien sûr de la qualité des vents — se classant ainsi parmi les énergies renouvelables les moins chères disponible.

Solaire photovoltaïque

La technologie photovoltaïque (PV) permet de convertir l'énergie solaire directement en électricité grâce aux propriétés du silicium. Le courant produit est cependant continu et non alternatif comme le requiert bon nombre d'appareils domestiques. Pour l'utiliser à ces fins ou pour réinjecter cette énergie sur le réseau, il faut utiliser un onduleur pour transformer le courant continu en courant alternatif. Tout comme l'éolien, le photovoltaïque est une énergie intermittente dont la production dépend, naturellement, du degré d'ensoleillement.

A l'heure actuelle, le rendement des cellules photovoltaïques est très faible _ seulement 15% pour les panneaux standards. Toutefois, cette technologie subit un développement important, avec plus de 30% de croissance mondiale annuelle. Des efforts de R&D en cours permettent d'obtenir des rendements de conversion de l'ordre de 40 % en laboratoire. La maintenance et l'opération du système sont très simples et ne requièrent pas de personnel qualifié.

Bien qu'Haïti soit sous les tropiques, le coût en capital est estimé à 6 600\$/kW, le coût de revient du photovoltaïque demeure très élevé, estimé ici à 34,3 ¢/kWh.

Solaire thermodynamique

La technologie solaire thermodynamique utilise un fluide ou gaz caloporteur pour convertir l'énergie solaire en énergie motrice, puis électrique. Pour atteindre des températures élevées, les rayons solaires sont concentrés par des miroirs. Cette technologie permet, de plus, le stockage de l'énergie solaire sous forme de chaleur.

La filière solaire thermodynamique est relativement nouvelle mais plusieurs technologies sont présentes sur le marché. Certaines sont destinées à une production à grande échelle (plusieurs MW), comme la centrale à tour, le miroir cylindro-parabolique et la cheminée solaire. Ces technologies sont complexes et peut envisageable dans un réseau de la taille de celui de Jacmel. D'autres, pour des petites et moyennes productions, tel que le moteur Stirling couplé à un concentrateur solaire, permettant une production décentralisée. Cependant, cette technologie est encore au stade pré commercial.

Le coût en capital d'une telle configuration est estimé à 3 750 \$/kW, le coût de revient estimé étant de 28,1 ¢/kWh. Ces coûts, qui tiennent compte d'un abaissement de 50 % des coûts de production, une fois en production commerciale, par rapport aux prototypes existants.

Biomasse

Par biomasse, nous entendons la conversion thermique de résidus agricoles et de matière ligneuse en électricité. Pour les puissances envisagées, inférieur à 1 MW, une installation sans vapeur est préférable pour éviter le besoin de personnel d'exploitation qualifié. Plusieurs technologies se prêtent à une installation dans des réseaux de petite envergure en Haïti, mais la plus appropriée semble être celle de l'anglais Talbott's. Ce système permet également de produire, en cogénération, de la chaleur et de l'électricité.

Le système fournit de l'électricité avec une puissance plus ou moins constante et pourra donc assister les groupes électrogènes au diesel. Notons cependant que ces machines ne permettent pas de répondre efficacement aux fluctuations rapides de la demande. En termes d'intrant, la biomasse pourrait provenir de plantations de vétiver, une herbe robuste qui pousse abondamment en Haïti, ou de toute autre déchet végétal.

Le coût en capital est estimé à 6 500 \$/kW, et le coût de revient estimé est de 18,2 ¢/kWh.

Biodiesel

Le biodiesel peut être produit à partir d'huiles végétales et de graisses animales, ou encore par la gazéification de biomasse, liée à une transformation chimique Fischer-Tropsch. Le biodiesel pourrait remplacer le diesel conventionnel dans les groupes électrogènes, bien que son contenu calorifique soit légèrement moins élevé. À des concentrations de plus de 20 %, des modifications légères aux groupes diesel seraient requises.

La disponibilité de graisses animales usées étant limitée en Haïti, il serait envisageable de produire du biodiesel en utilisant les ressources agricoles locales. La plante de choix à cette fin serait le *Jatropha curcas*. Cet arbuste pousse facilement dans les terres arides et semi-arides ; avec irrigation, la production augmente de 400 à 1 500 l/ha/an. Une autre possibilité est de cultiver le jatropha en combinaison avec d'autres plantes. Une période de 7 à 10 ans serait nécessaire avant que ces plantes arrivent à maturités et fournissent un rendement maximal.

Le coût de production est estimé à environ 1 \$ le litre de biodiesel.

Biogaz

Le terme « biogaz » fait référence au méthane produit par des bactéries de source biologique. Il existe deux façon de le capter : à partir des sites d'enfouissement ou par fermentation des déchets ménagers, fumiers et autres boues de station d'épuration.

Le biogaz peut être capté directement des sites d'enfouissement au moyen d'une tuyauterie enfouie. L'autre option consiste à utiliser un bioréacteur (ou digesteur) qui fait appel aux bactéries pour transformer la biomasse en méthane. Cette biomasse pourrait être issue de déchets ménagers, de fumier ou d'une station d'épuration. La technologie des bioréacteurs est bien établie et plusieurs conceptions de différentes dimensions existent.

Le digesteur doit être thermiquement isolé pour garder une température adéquate nécessaire à la prolifération des bactéries méthanogènes. Une fois la fermentation terminée, le résidu peut servir comme compost, s'il n'est pas contaminé par des substances toxiques ou des sels (lorsqu'alimenté par des algues marines). Après purification, le méthane est alors brûlé pour produire de l'électricité et, très souvent, de l'eau chaude.

Bien qu'il y ait des contraintes technique à résoudre, son coût en capital est estimé à 6 250 \$/kW, et son coût de revient à 20,0 ¢/kWh.

Hydrolienne

Une hydrolienne exploite l'énergie cinétique des marées et des courants. Il s'agit de turbines généralement fixées au fond du cours d'eau, sans barrage ou autre modification du débit. Les deux facteurs importants à prendre en compte sont la vitesse du courant, dont dépend l'énergie cinétique, et la hauteur d'eau pour s'assurer que la turbine soit totalement immergée.

Contrairement à l'hydraulique conventionnelle, les hydroliennes sont encore dans une phase d'exploration technologique. On retrouve deux catégories de turbines en fonction des fabricants, celles à axe horizontal et celles à axe vertical. Une fois installé, un tel système ne requiert pas de personnel formé pour son fonctionnement. Ses impacts sur les ressources halieutiques sont probablement limités, quoique ceux-ci doivent faire l'objet de plus amples recherches.

Certains organismes identifient des sites propices aux hydroliennes et la base de données est régulièrement mise à jour. Le coût en capital est estimé à 6 500 \$/kW, et le coût de revient estimé de 16,1 ¢/kWh.

Répondre à la demande en puissance et systèmes d'accumulations

Des formes de production énergétiques considérées pour l'intégration au réseau de Jacmel, une des plus prometteuses est l'éolien. La plage des vitesses de vents sur laquelle une éolienne produit de l'électricité se situe environ entre 11 km/h et 90 km/h. Il peut donc arriver que, pendant plusieurs heures, les éoliennes ne tournent pas, faute de vents. De plus, il peut survenir que la production éolienne dépasse la demande en puissance. Pour maintenir l'équilibre du réseau, le gestionnaire doit donc dissiper le surplus de puissance à l'aide de résistance de lissage, et donc perdre de l'énergie produite, à moins de pouvoir le stocker.

Il est cependant possible de palier à l'aspect aléatoire de cette production et d'éviter les pertes de lissage en intégrant un système d'accumulation d'énergie. Un tel système permet de stocker l'énergie produite par l'éolien et de la redistribuer en fonction de la demande ce qui permet d'augmenter la capacité globale du réseau à répondre à la pointe

en puissance et d'éviter de perdre de l'énergie produite par l'utilisation de résistances de lissage.

Les systèmes de stockage sont de diverses natures : colonnes d'eau, air comprimé, volant d'inertie et batteries. Ces dernières, ayant chacune des caractéristiques techniques particulières, sont les plus intéressantes dans le contexte de Jacmel.

Batterie plomb-acide

L'accumulateur plomb-acide est largement utilisé comme système de stockage d'énergie solaire dans des installations domestiques. Il existe sous différents types et tailles, et possède une assez longue durée de vie. Sa disponibilité, sa fiabilité et son prix en font un choix intéressant pour cette fin. Toutefois, sa durée de vie diminue beaucoup si opérée à plus de 25°C, et elle ne résiste pas aux décharges complètes.

Les batteries contiennent du plomb et de l'acide sulfurique, lesquelles sont très dommageables pour la santé et l'environnement. Un réseau de recyclage doit être mis en place pour éviter leur déversement dans la nature.

Batterie nickel-cadmium

Premières batteries rechargeables, les batteries nickel-cadmium (Ni-Cd) ont été largement commercialisées et ont dominé le marché jusqu'aux années 1990. Elles ont une longue durée de vie, en termes de cycles (charge/décharge). Elles ont l'avantage de bien performer dans des conditions de températures extrêmes, faibles ou élevées, et de se charger facilement.

En revanche, elle s'autodécharge assez rapidement, perdant environ 20% de leur charge en un mois. Le désavantage principal est la sensibilité à l'effet mémoire, c'est-à-dire que si la batterie est rechargée sans avoir été complètement déchargée, à la longue, sa tension chute drastiquement. Finalement, il faut mentionner que ce type de batterie n'est pas sans risques pour l'environnement et la santé.

Batterie au lithium-ion

Les technologies de batteries à base de lithium varient selon l'électrolyte et le matériau utilisé. Les batteries lithium-ion sont celles qui sont actuellement commercialisées, les autres se trouvant encore au stade de développement.

La batterie lithium-ion a connu des avancées technologiques permettant d'entrevoir un futur prometteur en tant que système de stockage pour les énergies intermittentes, bien qu'elle ne soit pas encore prête pour être utilisée dans ce domaine. Sa grande densité énergétique, sa bonne durée de vie et sa fiabilité expliquent sa popularité. De plus, elle ne s'autodécharge pas et n'est que très peu sensible à l'effet mémoire.

A l'heure actuelle, cette technologie est encore très coûteuse et pose quelque problème d'un point de vue environnemental et sécuritaire. En effet, le chauffage du lithium peut provoquer une explosion ou un feu qui dégage des fumées irritantes et toxiques pour la santé.

Batterie au vanadium à redox

La batterie au vanadium à redox est une nouvelle technologie d'emménagement de l'énergie électrique pour applications de grande taille, dans la gamme de 10 kW à 100 MW. Son temps de réponse, sa capacité de surcharge, sa très grande capacité de stockage et son excellent ratio charge/décharge sont les principales caractéristiques qui font de ce système une option à considérer pour des réseaux autonomes.

Sa faible densité énergétique et sa complexité plus élevée, comparativement à des systèmes d'emménagement à l'aide de batteries conventionnelles ainsi que le fait que la température d'opération qui doit impérativement se situer entre 0° C et 40° C constituent les principaux désavantages de la batterie au vanadium. En termes d'entretien, la batterie au vanadium requiert du personnel qualifié dans la maintenance et la réparation d'équipements électriques de puissance.

Volant inertiel

Le volant inertiel emmagasine l'énergie sous forme d'énergie cinétique dans un cylindre par le biais d'un moteur/générateur électrique. Une fois en rotation, l'énergie cinétique stockée dans le système d'accumulation peut être transformée en puissance électrique pour répondre à la demande.

Par ses caractéristiques, le volant inertiel est particulièrement bien adapté aux applications de maintien de la qualité de l'onde. Sa caractéristique distinctive première est sa très rapide capacité d'absorption et de réinjection de l'énergie dans le réseau

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

Toutefois, la quantité d'énergie qu'ils peuvent stocker n'est pas suffisamment grande pour leur permettre d'absorber la production excédentaire d'un parc éolien et la fournir au réseau aux moments où la production du parc tombe.

Conclusion

Dans ce premier volet, nous avons passé en revue les différents systèmes de production d'énergie renouvelable et d'accumulation d'énergie qui peuvent trouver application dans le réseau du sud-est de l'Haïti (Jacmel). Ce survol a permis de connaître les principaux avantages et inconvénients de chacun qui peuvent venir limiter leur utilisation.

Dans le volet 2 de cette étude, nous examinerons l'intérêt concret de ces différentes technologies pour le réseau du sud-est de l'Haïti, ainsi que les défis liés à leur intégration.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION

- 1. ÉOLIENNES**
- 2. SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE**
- 3. SOLAIRE THERMODYNAMIQUE**
- 4. BIOMASSE**
- 5. BIODIESEL**
- 6. BIOGAZ**
- 7. HYDROLIENNES**
- 8. BATTERIE PLOMB-ACIDE**
- 9. BATTERIE NICKEL-CADMIUM**
- 10. BATTERIE AU LITHIUM**
- 11. BATTERIE AU VANADIUM REDOX**
- 12. VOLANT INERTIEL**

BIBLIOGRAPHIE

Introduction

Ce premier volet de l'étude du Centre Hélios sur le potentiel des énergies renouvelables en Haïti, commandité par Hydro Québec, constitue un survol des technologies d'énergies renouvelables et des systèmes d'accumulation (stockage) d'énergie électrique pouvant être mises à contribution dans le contexte du réseau du sud-est d'Haïti.

Les objectifs ultimes de la démarche dont ce survol fait partie, sont de réduire la dépendance énergétique du réseau du sud-est vis à vis des énergies fossiles et d'accroître l'offre de l'électricité pour accommoder la demande croissante, tout en évitant les impacts économiques et environnementaux qui accompagnent le recours aux énergies fossiles.

Localisé dans la mer des Caraïbes, Haïti bénéficie d'un climat tropical chaud et humide, d'un fort ensoleillement et des vents des alizés. Le potentiel pour les énergies renouvelables est donc a priori intéressant. Toutefois, les contraintes d'ordre économique et technologique sont de taille.

Ce premier volet présente un survol des technologies de production d'énergie renouvelable, ainsi que les systèmes d'accumulation permettant de palier à l'intermittence de certaines énergies, notamment l'éolien. L'étude présente succinctement le fonctionnement de ces énergies avant d'aborder les questions de disponibilité des ressources et le problème de leur intégration dans le réseau du sud-est de l'Haïti. Ces questions seront abordées dans le volet 2 de cette étude, *Options pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de Jacmel*.

Soulignons que les estimations de coût en capital et de coût de revient présentées dans ce document, reflètent entre autres les estimations présentées à titre indicatif. Les coûts réels varieront en fonction de nombreux paramètres en relation avec chaque installation.

FICHE 1 — ÉOLIENNES

Description

Une éolienne permet d'extraire l'énergie cinétique du vent et de la transformer en énergie électrique. Pour des applications sur réseau autonome de grande taille il existe des turbines de taille moyenne, entre 200 et 1000 kW, atteignant 30 à 50 mètres de hauteur.

- **Coût en capital 2 900 \$/kW***
- **Coût de revient estimé 15,9 ¢/kWh***
- **Déplacement diesel : 920 l/kW.an**
- **Simple à opérer une fois le système de contrôle en place et fonctionnel**

*à titre indicatif

Ces turbines peuvent être utilisées soit de manière autonome, soit à plusieurs dans un parc afin d'augmenter la capacité. Sur un réseau alimenté par des génératrices au diesel, on peut potentiellement atteindre un taux de pénétration d'environ 20% de la capacité installée sans y inclure de système de stockage d'énergie, et ce, tout en maintenant la stabilité du réseau et de l'approvisionnement.

Ces principaux constituants sont : la tour, structure servant à supporter la nacelle à une élévation adéquate ; les pales du rotor, qui captent l'énergie du vent; le multiplicateur qui accélère la vitesse et abaisse le couple exercé par le rotor; la génératrice qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique ; et finalement le système de contrôle électrique.

Dans tout projet éolien, l'objectif principal est d'obtenir le meilleur rendement en termes de \$/kWh. Il importe donc, dans la phase de planification, de tenir compte de tous les facteurs qui influencent le coût du kWh et ainsi, trouver l'optimal en fonction du coût de la machine envisagée et de son efficacité à transformer l'énergie dans l'environnement dans lequel elle sera utilisée. Deux des principaux paramètres à considérer sont le rapport entre la taille du rotor et celle de la génératrice sur un site donné, et la hauteur de la tour.

Soulignons d'abord que la quantité d'énergie pouvant être extraite du vent par le rotor dépend principalement de trois facteurs : la surface balayée par le rotor de l'éolienne, la vitesse du vent et la densité de l'air. L'énergie récupérable par une éolienne dépend en effet de la surface balayée par son rotor. Étant donné que la surface balayée par le rotor s'accroît avec le carré du diamètre du rotor, un doublement de celui-ci produira quatre fois plus d'énergie.

Similairement, l'énergie transportée par le vent varie avec le cube de la vitesse moyenne du vent. Ainsi, un doublement de la vitesse du vent correspond à une augmentation de sa capacité énergétique par un facteur de 8.

La densité de l'air a aussi son importance, car l'énergie cinétique contenue dans l'air en déplacement est proportionnelle à son poids. Autrement dit, plus l'air est dense (et froid), plus la quantité d'énergie récupérable par l'éolienne est importante.

L'optimisation de l'éolienne est donc intimement liée aux conditions locales. Dans une région de faible vent, il est souvent possible de maximiser la production annuelle de l'éolienne en utilisant une génératrice relativement plus petite pour un diamètre de rotor donné (ou bien un plus grand diamètre de rotor pour une génératrice donnée). Dans le cas d'une éolienne de 600 kW, qui possède typiquement un diamètre de rotor de 43 m, le diamètre de rotor pourrait atteindre 48 m. Cette solution permet alors à l'éolienne de fonctionner pendant plus d'heures au cours de l'année, bien qu'elle ne captera qu'une moindre partie de l'énergie contenue dans le vent à des vitesses de vent élevées. Une grande génératrice, en revanche, sera très efficace à des vitesses de vent élevées, alors qu'elle ne sera pas en mesure de fonctionner lorsque le vent est faible.

L'autre paramètre à considérer est la hauteur de la tour. En effet, à des altitudes élevées, (à plus d'environ un km au-dessus du sol) l'influence de la surface de la terre sur l'écoulement du vent est négligeable. Par contre, dans les couches d'air plus basses, la friction contre la surface du terrain influe beaucoup sur la vitesse du vent et la turbulence. Ainsi, les forêts et les grandes villes freinent évidemment beaucoup le vent, tandis qu'une piste d'atterrissage en béton n'influe que légèrement sur la vitesse du vent. On parle ici de rugosité de surface. La surface de la mer a une rugosité encore plus faible que les pistes d'atterrissage et donc perturbe encore moins l'écoulement de l'air. Une rugosité élevée entraîne aussi de la turbulence qui peut s'avérer dommageable pour l'éolienne. Lors de la rotation, les pales situées près du sol et celles en altitude subissent un effort mécanique non symétrique vu les vitesses de vent différentes, ce qui entraîne une fatigue prématurée sur la structure de l'éolienne et sur ses composants.

État de technologie et projets de référence

La technologie des éoliennes est bien établie : on compte plus de 74 000 MW installé dans le monde. Le Danemark produit plus de 20% de son électricité à partir d'éoliennes.

La production d'électricité éolienne en mer est une approche en forte croissance. Évitant les problèmes de paysage et de bruit, cette solution permet l'installation d'éoliennes de très grande puissance puisque le vent est beaucoup plus fort et constant que sur terre. La production, en termes de facteur d'utilisation, est généralement plus élevée en mer comparativement à sur la terre ferme. Plusieurs projets de ce type sont en développement en France, en Angleterre et aux États-Unis.

L'éolien s'implante aussi dans les Caraïbes. La première phase de 1,7 MW à Cuba, d'un projet en totalisant 20 MW, a été mise en service à l'hiver 2007. On retrouve également 20 MW éolien en Jamaïque, 11 MW en Guadeloupe et 1 MW en la Martinique. De plus, la compagnie française Vergnet, avec sa filiale Vergnet CARAIBES basée en Guadeloupe, offre des éoliennes spécialement conçues pour les climats cycloniques.

La nouvelle éolienne anticyclonique de 1 MW de Vergnet, commercialisée en 2008, requiert un surcoût de 10% à 15% et présente plusieurs innovations technologiques :

- Une hélice bipale à moyeu oscillant plutôt qu'une hélice tripale à moyeu fixe. Grâce à des pales plus larges et à une rotation de l'hélice un peu plus rapide, le recours à une hélice bipale est sans impact sur la puissance délivrée par l'éolienne.
- La technologie du moyeu oscillant est dérivée de celle utilisée pour les hélicoptères et permet de réduire de 35 % les contraintes aérodynamiques pesant sur l'éolienne. La combinaison de ces deux technologies permettent d'optimiser le poids de la machine et rendent plus aisé son transport ainsi que son installation.
- Les pales sont offertes dans 4 diamètres différents afin de s'adapter aux caractéristiques du site.
- Le mât haubané est plus haut que les mâts des éoliennes conventionnelles pour une puissance équivalente, ce qui donne accès à des vents plus puissants.
- Un système d'abaissement de la nacelle en moins d'une heure permet d'éviter les dégâts en cas d'alerte cyclonique et d'en faciliter la maintenance tout au long de l'année.
- L'éolienne peut être montée par deux techniciens sans avoir recours à des engins de levage lourd.

COÛT DE REVIENT		
	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)	300	1
investissement requis (\$/système)		
coût d'acquisition	600 000 \$	2 000 \$
coût d'installation	270 000 \$	900 \$
Total investissement requis	870 000 \$	2 900 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	30%	30%
MWh annuelle par système	788,4	2,6
durée de vie	20	20
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts	9% 95 305 \$	318 \$
- O&M fixe	30 000 \$	100 \$
- total Frais fixes	125 305 \$	418 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables	- \$	- \$
Total Coûts annuels	125 305 \$	418 \$
Coût unitaire (¢/kWh)	15,9	15,9

Éoliennes	
<p>Description</p> <p>Une éolienne permet d'extraire l'énergie cinétique comprise dans le vent pour la transformer en énergie électrique, à l'aide d'un alternateur. La quantité d'énergie pouvant être extraite dépend grandement de la surface balayée par le rotor de l'éolienne, de la vitesse du vent et de la densité de l'air.</p>	
	
Coût type (\$/kW)	2 900
Taille du système type (kW)	300
Coût total par système (\$)	870 000 \$
Déplacement de diesel (litres par kW installé, par an)	920
Coût de revient (¢/kWh)	15,9
Durée de vie (années)	20 à 25
<p>Qualité du service</p> <p>Les éoliennes ne produisent de l'électricité que lorsque la vitesse du vent est supérieure à 4 m/s, et à pleine capacité pour des vitesses de vent se situant entre environ 11 m/s et 20 m/s ou 25 m/s en fonction du modèle de machine.</p>	
<p>Statut de la technologie Établie</p>	
<p>Contraintes en contexte tropical</p> <p>Dépendant des conditions locales, des turbines anticycloniques pouvant survivre à des vents extrêmes pourraient s'avérer nécessaire.</p>	
<p>Qualification du personnel</p> <p>Les éoliennes requièrent très peu de maintenance. Un opérateur devra descendre les turbines anticycloniques en cas d'ouragan.</p>	
<p>Ressources requises</p> <p>Pour que l'éolien soit rentable il faut généralement des vents moyens annuels minimaux de 7 m/s à la hauteur du moyeu de l'éolienne. Ceci équivaut à un facteur d'utilisation d'environ 30%.</p>	
<p>Enjeux environnementaux</p> <p>Les deux enjeux environnementaux majeurs de l'éolien sont l'impact sur la faune aviaire et le bruit. Toutefois, plusieurs études ont démontré que ces impacts, quoique présents, sont mineurs.</p>	
<p>Fournisseurs</p> <p>Plusieurs fournisseurs, mais seulement Vergnet offre des turbines anticycloniques. http://www.vergnet.fr/</p>	
<p>Note</p> <p>Le coût des éoliennes monte du à l'augmentation du prix des métaux et à la demande croissante pour des turbines.</p>	

FICHE 2 — SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Description

La technologie photovoltaïque (PV) convertit l'énergie solaire en électricité. Ceci se passe électroniquement, de sorte qu'il n'y a aucun composant mobile. Les panneaux PV ne connaissent donc pas

- **Coût en capital de 5000 \$ à 6 600 \$/kW***
- **Coût de revient estimé : 34,3 ¢/kWh***
- **Déplacement diesel : 510l/kW.an**
- **Simple à opérer**

* à titre indicatif

d'usure mécanique et offrent une durée de vie très longue. La technologie ne demande pas d'entretien, mis à part un nettoyage annuel des panneaux pour enlever la poussière.

Le photovoltaïque délivre un courant continu qui peut être utilisé tel quel dans un nombre limité d'applications, comme par exemple des lampes prévues pour ce type de courant. Pour s'en servir dans une maison ou pour connecter un panneau PV au réseau électrique, il faut d'abord convertir le courant continu en courant alternatif à l'aide d'un onduleur.

En combinaison avec une batterie, les panneaux PV sont capables de fournir toute l'électricité requise pour un bâtiment qui n'est pas connecté à un réseau. Par contre, dans la plupart des cas, on connecte des panneaux plus petits au réseau de manière à ce que les panneaux ne fournissent qu'une partie de l'électricité requise et qu'ils stabilisent en même temps le réseau en réduisant la demande pendant les heures de pointe.

État de technologie et projets de référence

Le solaire photovoltaïque (PV) est une technologie disponible depuis longtemps. Sa fiabilité est reconnue et son marché mondial croît de plus de 30% par an. L'obstacle principal à une utilisation plus étendue du PV est son prix élevé. Aujourd'hui, les panneaux PV coûtent environ 4\$ par Watt. Au Canada, on rajoute un autre 4\$ pour l'installation, ce qui devrait être beaucoup moins en Haïti.

Le silicium sert de base à cette technologie. En laboratoire, les cellules de type « monocristallin » ont atteint une efficacité de conversion de la lumière en électricité de 40%. Les panneaux en vente libre n'atteignent cependant qu'une efficacité d'environ 15%. Cette technologie est aussi la plus coûteuse, notamment à cause du coût de fabrication des cellules en silicium. Avec un facteur d'utilisation de 15% et un prix élevé, le PV est une option facilement déployable techniquement, mais coûteuse parmi les

énergies renouvelables. Par contre, des avancées technologiques ont constamment lieu, ce qui réduit le prix des panneaux. Le Département de l'Énergie des États-Unis s'attend à ce que le prix du PV soit comparable aux autres sources d'électricité d'ici 2020. À travers le monde, des groupes essayent d'accomplir des réductions de coût comparables, dans le but de produire à un coût inférieur à 1\$ par Watt. Les stratégies de réduction de coût sont donc ciblées sur la réduction de l'usage de silicium, ainsi que sur l'augmentation de l'efficacité de conversion. Le type « poly-cristallin » se sert d'un silicium de moindre qualité, ce qui réduit le prix mais aussi le rendement des cellules.

La technologie du film mince pourrait parvenir à réduire le coût des panneaux. Malgré son efficacité de conversion réduite (moins de 10%), le film mince est produit avec une couche très mince de silicium, ou même entièrement sans silicium, et peut être manufacturé à l'aide d'un certain type de presse d'impression. Cela augmente la vitesse du processus et réduit grandement les coûts. AVA Solar, aux États-Unis, a annoncé la production de panneaux coûtant la moitié du prix actuel, soit 2 \$ par Watt, à partir de 2008.¹ Le processus se base sur le film mince de tellure de cadmium.

Au lieu de réduire ou éliminer le silicium, une autre stratégie est la concentration de la lumière sur une petite cellule de silicium. On s'attend à des efficacités de 25-40%, lorsque la lumière est concentrée de 50 à 200 fois, avec des économies de fabrication importantes. La compagnie Spectrolab, entre autres, travaille sur cette technologie et s'attend à un coût de 3\$ par Watt, avec une efficacité de 35% ou plus, une fois la technologie commercialisée.

Fournisseurs locaux

Le PV est déjà offert en Haïti par des entreprises de vente et d'installation. De plus, ENERSOL (www.enersol.org), une association américaine sans but lucratif, est active dans l'électrification rurale au moyen du PV. Ils ont déjà accompli des projets de formation et d'installation du PV en République Dominicaine et en Haïti. Enersol prône la formation de techniciens locaux, la création de petites entreprises et le financement par des prêts gérés par des entreprises locales. La compagnie SOLUZ (www.soluzusa.com), active en République Dominicaine, loue ou vend des petits systèmes solaires qui permettent d'alimenter des appareils électriques de petites puissances tels que télé, radio et éclairage à des maisons qui ne sont pas connectées au réseau électrique.

¹ Voir <http://www.avasolar.com/>

Paramètres économiques

Un système de base typique est composé d'un panneau de 2 ou 3 kW monté sur le toit d'un bâtiment. Il dispose d'un onduleur, mais est installé sans batterie. Dans le cas d'un système autonome ou lorsque des interruptions de service sont fréquentes, il est possible d'installer un système de stockage d'énergie. Ces systèmes seront traités dans les fiches techniques 8 à 12.

Puisqu'il existe déjà des installateurs en Haïti, le coût présumé d'installation est de 25% du coût au Canada. Il n'y a pas de maintenance prévue pour ces systèmes, bien qu'un nettoyage annuel est recommandé. Le rendement électrique a été calculé pour Haïti à l'aide du logiciel RETSCREEN.

Paramètre économique	Valeur
Coût d'investissement, panneaux	4\$ par Watt (2\$ en 2009 pour le film mince)
Coût d'installation	1\$ par Watt
Production d'électricité annuelle	2,2 kWh par Watt, par an
Durée de vie (panneaux)	25 ans
Durée de vie (onduleurs)	10 ans

Étant donné que l'inclinaison du soleil varie au cours de la journée, il peut être avantageux d'installer un système de repérage qui oriente les panneaux pour maximiser la production d'électricité. Les systèmes de repérage augmentent la production annuelle d'environ 25%. Les systèmes d'«Array Technologies» aux États-Unis se vendent à un prix de 1100 \$ par kW. Le coût d'installation serait réduit par rapport aux systèmes installés sur le toit car il y a moins de câblage et les systèmes seront tous au même endroit, permettant ainsi une production décentralisée. Une maintenance annuelle est prévue, laquelle présume de façon très conservatrice la moitié du coût d'installation du système. Les



Le système de base d'Array Technologies peut porter jusqu'à 3 kW de panneaux.

systèmes d'Array Technologies peuvent être fournis pour des panneaux allant de 2 à 15 kW.

Paramètre économique	Valeur
Système de repérage	1,10\$ par Watt
Coût d'installation	0,50\$ par Watt
Coût de maintenance	0,25\$ par Watt, par an
Production d'électricité annuelle (net)	2,2 kWh par Watt, par an
Durée de vie (système de repérage)	25 ans

Le coût de revient d'une installation typique avec système de repérage est illustré dans le prochain tableau.

COÛT DE REVIENT		
	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)	15	1
investissement requis (\$/système)		
panneaux	60 000 \$	4 000 \$
coût d'installation	15 000 \$	1 000 \$
système de repérage	16 500 \$	1 100 \$
coût d'installation	7 500 \$	500 \$
Total investissement requis	99 000 \$	6 600 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	24,5%	24,5%
MWh annuelle par système	32,2	2,1
durée de vie	25	25
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts	9%	10 079 \$
- O&M fixe		672 \$
- O&M fixe		990 \$
- total Frais fixes		738 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables		- \$
Total Coûts annuels		11 069 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	34,3	34,3

*Noter que le facteur d'utilisation est calculé considérant l'efficacité des panneaux PV étant constante en fonction de l'ensoleillement et d'un ensoleillement maximal de 1kW/m² au zénith.

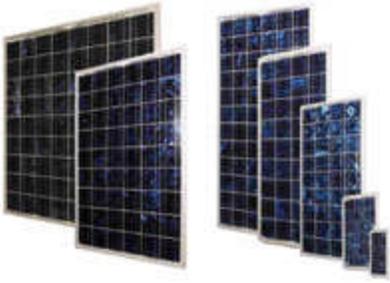
Contraintes

Il n'y a pas de contraintes par rapport à l'utilisation du solaire PV, à l'exception de son coût élevé. Les avantages d'un entretien très facile et d'une technologie robuste sont intéressants, particulièrement dans la situation d'un pays en voie de développement. L'abondance de soleil en Haïti rend le coût de revient des panneaux solaires plus attrayant que dans les pays nordiques, comme le Canada.

Les systèmes de repérage augmentent le rendement d'un panneau solaire, mais pourraient également être plus vulnérables aux tempêtes. Il est donc nécessaire de bien vérifier avec le manufacturier que les systèmes peuvent résister aux vents auxquels ils seraient exposés s'ils sont frappés par un ouragan. On peut soit construire des systèmes plus rigides, soit préparer les panneaux à une éventuelle tempête avec des attaches d'arrimage. Ces systèmes demandent un maintien annuel, ainsi qu'un remplacement de certains éléments, comme les moteurs électriques, tous les dix ans.

A la fin de leur vie, les panneaux devraient être recyclés. Ils contiennent souvent du tellure de cadmium, une substance toxique qui peut s'accumuler dans la chaîne alimentaire. Aussi, la production des modules PV consomme de larges quantités d'énergie, plus communément appelé énergie grise, de sorte qu'il prend environ deux ans avant que l'énergie consommée soit reproduite par un panneau.

Comme alternative à une installation de PV à grande échelle, des petits systèmes sont utilisés dans plusieurs pays en voie de développement pour fournir un minimum d'électricité aux ménages. Cette option pourrait être considérée pour les bâtiments qui ne sont pas raccordés au réseau autonome ou bien pour fournir un service de base lors des interruptions de service.

Solaire photovoltaïque	
<p>Description</p> <p><i>Le solaire PV utilise la lumière du soleil pour générer de l'électricité. Il consiste généralement en panneaux solaires montés sur le toit d'une maison. Un onduleur est nécessaire pour transformer le courant continu produit par les panneaux en courant alternatif. Un système de repérage permet d'accroître la production.</i></p>	
	
Coût (\$/kW)	6600
Taille du système type (kW)	15
Coût total par système (\$)	84 000
Déplacement de diesel (litres par kW installé, par an)	510
Coût de revient (¢/kWh)	34,3
Durée de vie (années)	
Panneaux, repérage	25
Onduleur	10
<p>Qualité du service</p> <p><i>Le solaire PV est intermittent et ne fonctionne que durant le jour. Il ne fournit normalement pas assez d'électricité pour répondre aux besoins d'électroménagers, mais peut réduire la demande du réseau ou, avec batteries, fournir de la lumière lors des interruptions de service.</i></p>	
<p>Statut de la technologie <i>Établie</i></p>	
<p>Contraintes en contexte tropical</p> <p><i>Aucune</i></p>	
<p>Qualification du personnel</p> <p><i>Pas de personnel requis pour l'opération.</i></p>	
<p>Ressources requises</p> <p><i>Aucune</i></p>	
<p>Enjeux environnementaux</p> <p><i>Les technologies courantes utilisent des métaux rares et de larges quantités d'énergie pour la production des panneaux.</i></p>	
<p>Fournisseurs</p> <p><i>Plusieurs fournisseurs</i></p>	
<p>Note</p> <p><i>Aucune</i></p>	

FICHE 3 — SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

Description

Le solaire thermodynamique se sert d'un fluide ou gaz caloporteur pour convertir de l'énergie solaire en énergie motrice, puis en électricité. Pour atteindre des températures élevées, les rayons du soleil sont concentrés en un point à l'aide de miroir. Le fluide caloporteur peut être de l'air ou de l'eau, ou bien encore sous forme de saumure, d'huile, de sel ou même de métal fondu.

- **Coût en capital 3 750 \$/kW***
- **Coût de revient estimé : 28,1 ¢/kWh***
- **Déplacement diesel : 657 l/kW.an**
- **Simple à opérer**
- **Entretien périodique complexe**

* à titre indicatif

On inclut plusieurs technologies distinctes sous le terme « solaire thermique ».

Grande échelle

Centrale à tour : la centrale solaire de Nevada Power est composée de 184 000 miroirs disposés sur une surface de 300 acres. Les miroirs suivent la course du soleil et



La centrale solaire à tour de Nevada Power

concentrent les rayons en un point de la tour, située au centre de l'installation, pour chauffer de l'huile à 400°C. Cette huile chaude est ensuite utilisée pour évaporer de l'eau à l'aide d'un échangeur de chaleur dont la vapeur peut être utilisée dans une turbine pour produire de l'électricité. Au lieu de l'huile, on peut également utiliser une saumure ou un métal liquide (p.ex. le sodium) comme fluide caloporteur. Un réservoir calorifugé permet de stocker le liquide chauffé en vue d'alimenter la turbine à vapeur pendant les heures sans soleil.

Le miroir cylindro-parabolique : ces miroirs sont une version plus simple de la tour solaire qui concentrent les rayons sur un tuyau dans leur focale. Constitués de panneaux en verre, cintrés et argentés, ils sont largement autoportants, ce qui



Les miroirs cylindro-paraboliques

permet de les assembler sur une charpente relativement légère. Celle-ci est supportée par des pylônes en charpente métallique pris au sol. Ces miroirs sont assemblés par éléments d'environ 100 m de long et de 6 m d'ouverture, présentant une surface frontale de réflexion de 545 m². Ce « bloc » est mis en mouvement par des motorisations hydrauliques réparties sous le contrôle d'un capteur solaire unique. Le coût d'une telle installation est moins élevé que celui d'une centrale à tour, mais le rendement s'en trouve réduit car les miroirs suivent le soleil selon un seul axe et le niveau de concentration est moins élevé, réduisant ainsi la température du fluide et donc l'efficacité de conversion en électricité.

La cheminée solaire : L'air, sous une serre gigantesque (le collecteur), placée tout autour de la cheminée centrale, est chauffé par le soleil et se dirige vers le haut par convection naturelle, le déplacement de l'air permettant à des turbines situées à la base de la cheminée de produire de l'électricité. Son fonctionnement repose sur un principe simple : l'air chaud étant plus léger que l'air froid, il s'élève. Comme le sol sous le collecteur, truffé de conduites d'eau, emmagasine de la chaleur le jour pour la redonner la nuit, le système est opérationnel quasiment 24 heures sur 24, bien que la puissance baisse au cours de la nuit. La cheminée d'un système commercial de 200 MW peut avoir une hauteur de 1 000 m.

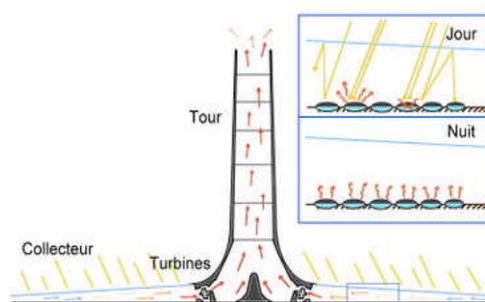


Schéma d'une cheminée solaire

Petite et moyenne échelle

Les moteurs Stirling : Au lieu d'une installation centrale, on peut utiliser l'énergie solaire pour opérer des moteurs Stirling à petite puissance. Plusieurs moteurs peuvent être combinés pour obtenir la capacité totale désirée. Le Stirling est un moteur à pistons remplis d'air et fonctionne par expansion de cet air quand les pistons sont chauffés de l'extérieur. Il n'est donc pas un moteur à combustion interne, mais à combustion (ou chauffage) externe. Le miroir parabolique concentre la lumière sur le foyer



Le moteur Stirling solaire (Projet de recherche à Font-Romeu-Odeillo, France)

du moteur Stirling. Le moteur même n'est pas plus grand qu'un baril.

Nouvelles approches :

Promethean Power : Cette nouvelle entreprise du Massachusetts et mise sur pied par l'ONG Solar Turbine Group International, suit le même concept que SES, mais sous une approche de « technologie recyclée » spécifiquement adaptée aux pays en développement. Cette technologie utilise des pièces recyclées d'automobiles — solution antigel, turbocompresseur, alternateur, pompe de servo-direction — afin de convertir la chaleur en électricité. L'objectif est de réduire le plus possible les coûts liés aux équipements, tout en acceptant que ce système soit moins efficace que les autres.

D'autres nouvelles approches sont également en développement par des compagnies américaines et canadiennes.

État de technologie et projets de référence

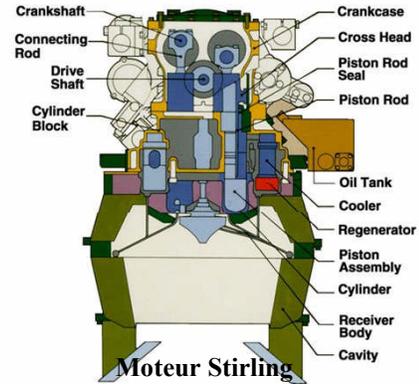
Tour solaire : Des projets utilisant une technologie similaire que celle de Nevada Power sont en cours en Espagne, en Grèce, au Mexique, en Iran, en Algérie et dans d'autres coins des États-Unis. Cette technologie est une technologie de grande échelle et les projets contemporains sont d'une puissance de 50 à 60 MW. L'échelle et la complexité technique ne suggèrent donc pas son utilisation pour les réseaux autonomes en Haïti.

Miroirs cylindro-paraboliques : Cette technologie est utilisée dans plusieurs endroits, dont à Kramer Junction en Californie (33 MW). La centrale de *Nevada Solar One* envisage également d'utiliser cette technologie, avec une puissance totale de 64 MW. Un fluide (généralement de l'huile) est utilisé pour chauffer de l'eau et ainsi opérer un cycle à vapeur. Les futures centrales sont en général conçues pour une puissance de 100 à 200 MW. L'échelle d'une telle installation, ainsi que les implications de maintenance et de surveillance importants liés à un cycle à vapeur ne suggèrent pas son utilisation dans un réseau autonome en Haïti.

Cheminée solaire : Aucun projet commercial n'a été construit à ce jour. Une installation pilote existe en Espagne, et un premier projet commercial est envisagé pour 2010 en Australie. L'échelle de cette technologie est de 50 à 200 MW. La centrale prévue en Australie demandera un terrain de 40 km² pour le collecteur d'un diamètre de 7 km. Cette technologie ne paraît pas résistante aux ouragans à cause de la très grande hauteur de la

tour. Bien que simple et facile à maintenir, la cheminée semble donc être plus utile pour un projet de grande envergure, et est exclue de cette analyse pour un projet en Haïti.

Moteur Stirling : Cette technologie n'est pas encore commercialisée, mais un projet majeur, composé éventuellement de 32 000 unités de 25 kW (800 MW) fait l'objet d'un contrat entre Stirling Energy Systems et la Southern California Edison. Les premières machines devraient être en service en 2009, avec 500 MW prévue d'ici 2012. Déjà en 2005, des prototypes avaient fonctionné pendant plus de 26 000 heures dans les Laboratoires Sandia, au Nouveau-Mexique.



Le moteur Stirling utilise directement l'énergie solaire et n'offre donc pas la possibilité de stocker le fluide caloporteur pour un usage continu. En revanche, il s'insère parfaitement dans le contexte des réseaux autonomes. Disponible pour des petites puissances et moins complexe que les autres technologies solaires thermodynamiques, il sera donc l'objet de l'analyse économique.

Paramètres économiques

L'analyse économique se base sur le modèle *SunCatcher*TM de Stirling Energy Systems (SES), de Phoenix, AZ (www.stirlingenergy.com). Ces systèmes sont une combinaison d'un miroir avec un système de repérage développé par WGAssociates au Texas (maintenant faisant partie de SES), et du moteur Stirling originalement développé par la compagnie suédoise Kockums, adapté aux besoins d'un système solaire par SES et les Laboratoires Sandia. Ce moteur d'une puissance de 25 kW fonctionne avec de l'hydrogène au lieu de l'air. L'hydrogène est utilisé pour sa conductivité thermique élevée qui augmente l'efficacité du processus mais aussi car l'oxygène de l'air chaud a tendance à réagir avec les lubrifiants du moteur.

Le calcul est donc fait pour un ensemble de 20 systèmes, avec une puissance combinée de 800 kW. D'après le producteur, le rendement de ces unités serait deux fois plus grand que celui des modules PV. On présume un facteur d'utilisation de 25%, qui reflète le ratio entre l'ensoleillement maximal d'environ 1 kW par m² et l'ensoleillement moyen en Haïti selon RETSCREEN. Le prototype de 25 kW coûte 150 000\$ (6000\$/kW), mais SES estime que la production en masse va éventuellement abaisser ce coût à environ 2000 \$ par kW. Pour les fins de ce document, nous considérerons un coût de 2500\$ par kW.

Paramètre économique	Valeur
Coût d'investissement	2500\$/kW
Surcoût de transport et d'installation	25%
Service annuel (externe)	30\$/kW, an
Production d'électricité annuelle	2 190 kWh/kW
Durée de vie	20 ans

COÛT DE REVIENT		
	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)	500	1
investissement requis (\$/système)		
Coût d'acquisition	1 500 000 \$	3 000 \$
coût d'installation	375 000 \$	750 \$
Total investissement requis	1 875 000 \$	3 750 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	25%	25%
MWh annuelle par système	1095,0	2,2
durée de vie	15	15
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 9%	232 610 \$	465 \$
- O&M fixe	75 000 \$	150 \$
- total Frais fixes	307 610 \$	615 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables	- \$	- \$
Total Coûts annuels	307 610 \$	615 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	28,1	28,1

**Note : les coûts d'acquisition utilisés ici sont mi-chemin entre les coûts des prototypes et ceux estimés par SES une fois en production de masse.

Contraintes

Une installation de 1 MW demanderait une surface de 1,6 hectares. Les unités installées en Haïti devraient être capables de résister à un ouragan, ce qui peut demander soit une installation plus robuste, soit des précautions à prendre lors d'un risque d'ouragan. Le moteur produit 68 dB(A) de bruit à une distance d'un mètre. Il devrait donc être installé à une distance suffisante des résidences.

Le fonctionnement des moteurs Stirling est très différent des moteurs à combustion interne. Quoique le fabricant indique que la maintenance est très facile, il faudrait former du personnel sur le site pour s'assurer d'une capacité technique locale. Généralement, un moteur Stirling devrait réquerir moins d'entretien qu'un moteur à combustion interne car il comporte moitié moins de composants, donc moins d'usure. La compagnie STM Power estime que la maintenance préventive une fois par an et une maintenance plus intensive tous les 50 000 heures (environ 5 ans) sera suffisante pour assurer un fonctionnement en continu. Toutefois, nous utilisons une estimation conservatrice de 15 ans pour la durée de vie.

L'hydrogène dans les pistons s'échappe graduellement et les pertes doivent donc être remplacées. La compagnie STM Power Inc. est en train de développer un petit électrolyseur permettant de produire directement sur place cet hydrogène. Un lavage régulier des miroirs est nécessaire pour maintenir un rendement optimal des systèmes.

Le moteur Stirling peut être adapté à la cogénération, mais est actuellement seulement envisagé pour la génération d'électricité. Pendant la nuit, le fonctionnement continu des moteurs serait théoriquement possible en utilisant d'autres sources de chaleur, comme par exemple le diesel ou le gaz naturel.

Solaire thermodynamique – moteurs Stirling solaire			
Description			
<p><i>La technologie des moteurs Stirling solaires concentre les rayons du soleil sur le moteur, qui fonctionne par expansion d'hydrogène chauffé dans des pistons. Le moteur actionne un générateur électrique.</i></p> <p>Photo : Le SunCatcher™ (25 kW) de Stirling Energy Systems</p>			
Coût (\$/kW)	3 750	Qualité du service	
Taille du système type (kW)	500	<p><i>Le moteur Stirling solaire ne fonctionne qu'en journée. Le rendement sera influencé par l'intensité du soleil.</i></p>	
Coût total par système (\$)	1 875 000 \$		
Déplacement de diesel (litres par kW installé, par an)	657		
Coût de revient (¢/kWh)	28,1		
Durée de vie (années)	15		
		Statut de la technologie	<i>Début de commercialisation</i>
Contraintes en contexte tropical		Qualification du personnel	
<p><i>Doit être installé de façon à ce que les unités puissent résister à un ouragan.</i></p>		<p><i>Ces moteurs sont plus faciles à opérer que les unités au diesel, mais ils nécessitent que le personnel reçoive une formation. Requier l'ajout d'hydrogène à cause d'une perte constante.</i></p>	
Ressources requises		Enjeux environnementaux	
<i>Aucune</i>		<i>Aucun</i>	
Fournisseurs		Note	
<p><i>Stirling Energy Systems, Phoenix, AZ</i> www.stirlingenergy.com</p>		<i>Aucune</i>	

FICHE 4 — BIOMASSE

Description

Par biomasse, nous entendons la conversion thermique de résidus agricoles et de bois en électricité. À l'échelle envisagé (inférieur à 1 MW), on s'intéresse seulement aux systèmes sans vapeur, qui ne requièrent pas

- **Coût en capital 6 500 \$/kW***
- **Coût de revient estimé : 18,2 ¢/kWh***
- **Déplacement diesel : 2 100 l/kW.an**
- **Simple à opérer**

* à titre indicatif

d'ingénieurs qualifiés pour les opérer. Les technologies qui se prêtent à une installation dans des réseaux de petite envergure en Haïti sont :

Le système Turboden (www.turboden.it), qui utilise le cycle organique Rankine. Au lieu de la vapeur, ce cycle fonctionne avec de l'huile, ce qui élimine le besoin d'avoir un ingénieur ou opérateur certifié sur place, puisqu'il n'y pas de réservoirs à vapeur sous pression qui poseraient un danger. Avec plusieurs installations en Europe, cette technologie est bien établie et a fait ses preuves, (malgré une explosion dans une installation en Hollande). Le cycle fonctionne sans supervision constante et nécessite seulement une alimentation continue en carburant, ainsi que quelques heures par semaine de régulation et d'entretien. Cependant, la compagnie n'exporte pas en Amérique latine pour le moment. Dans son état actuel, le système doit être lié à un réseau électrique pour démarrer.

Le système Entropic (<http://entropicenergy.com>) utilise également un cycle sans vapeur. Ce système canadien est conçu pour des applications comprises entre 250 kW et 2 MW et serait idéal pour une application rurale, offrant les mêmes bénéfices d'opération facile que le système Turboden, pour la moitié du prix de celui-ci. Par contre, aucune application de cette technologie n'a été réalisée à ce jour.

Un moteur Sterling. Plusieurs compagnies (p.ex. www.stirling.dk) travaillent sur la réalisation d'un moteur Sterling fonctionnant avec de la biomasse. Le moteur Sterling n'est pas un moteur à combustion interne, mais fonctionne à pistons d'air chauffés de l'extérieur. Les applications qui s'approchent d'une commercialisation sont de petites puissances - entre 3 kW et 75 kW. La plus puissante application commercialisée est de 35 kW. Tel que mentionné à la fiche #2 (page 13), un projet solaire de 500 à 850 MW fait

l'objet d'un contrat avec la Southern California Edison. Toutefois, l'utilisation de cette technologie pour la biomasse ne semble pas très prometteuse.

Une turbine à air. Une firme anglaise (www.talbotts.co.uk) offre une petite turbine à air qui est relativement facile à opérer. Avec un coût d'environ 600 000 \$CAN (300 000 £) pour un système de 100 kW, cette turbine est dispendieuse mais offre une bonne fiabilité, car elle a fait ses preuves dans plusieurs installations.

La gazéification à haute température de la biomasse permet d'utiliser des turbines ou des moteurs à gaz. Une firme allemande offre un tel système avec une puissance minimale de 15 MW (www.choren.de); ce qui paraît trop élevé pour les besoins d'un réseau de petite envergure. De plus, vu la complexité de cette technologie, du personnel qualifié est nécessaire pour l'opérer. Un autre fabricant utilise cette technologie pour le traitement des déchets (www.plascoenergygroup.com), mais le coût est élevé et l'application semble également trop puissante et trop complexe pour une utilisation en Haïti. Une troisième compagnie, Biomass Canada Ltd. d'Alberta, travaille sur une application plus petite de 2,5 MW, mais cette technologie se trouve au stade de pré commercialisation.

La bio-huile. Cette technologie soumet la biomasse à un processus pyrolytique, c'est-à-dire elle est chauffée à environ 300°C pour séparer les composants condensables du carbone. Le produit est un mélange liquide de composés organiques et d'eau, qui contient la plupart de l'énergie de la biomasse originale et peut servir de combustible dans des turbines ou engins spéciaux. L'avantage majeur de cette technologie est la concentration de l'énergie dans une masse sept fois plus petite que la biomasse originale. Plusieurs compagnies européennes et canadiennes travaillent sur ce concept, mais aucune application rentable n'est connue à ce jour. Cette technologie est toujours en développement et ne semble donc pas appropriée en Haïti.

Recommandations

Le système Talbott's (n° 4), qui utilise une turbine à air, semble le plus approprié pour une utilisation de la biomasse en Haïti. Préfabriqué, il est livré dans des conteneurs pour être remonté et installé facilement sur les lieux. Pour l'instant, l'unité BG100, d'une puissance de 100 kW, est la plus grande turbine offerte, mais un effort de R&D est actuellement en cours pour en sortir une de 250 kW sur le marché.

Le système peut être alimenté par des copeaux de bois ou des herbes cultivées. Il est prévu pour fonctionner en cogénération, mais il peut aussi fonctionner seulement comme génératrice, avec un dissipateur de chaleur. Dans les deux cas, le coût du système est sensiblement le même, environ 600 000 \$. Talbott's travaille aussi sur un système qui augmenterait le rendement par cycle combiné avec un système d'huile similaire au système Turboden, et atteindrait une puissance de 130 kW.

État de technologie et projets de référence

Talbott's a installé cinq systèmes au Royaume Uni sur une base commerciale. Ces systèmes peuvent être installés soit en mode cogénération, livrant de l'eau chaude à 90°C, soit en mode électricité seulement, où un dissipateur de chaleur est alors requis. Le système requiert un carburant de petite taille (30 mm³) ce qui demande un déchiqueteur pour préparer la biomasse à la combustion.

Paramètres économiques

Les paramètres économiques d'une telle installation sont donnés dans le tableau ci-dessous. La biomasse pourrait provenir, entre autres, de plantations de vétiver, une herbe robuste qui pousse abondamment en Haïti, prônée pour le contrôle de l'érosion. Haïti est le deuxième plus grand producteur au monde d'huile de vétiver, un produit de haute valeur ajoutée utilisé dans la production de parfums.



Le vétiver à Jacmel (photo de P. Raphals)

Les racines de cette même production de vétiver ayant une valeur marchande importante, les feuilles auraient, pour un producteur commercial de vétiver, un coût presque nul. Le système requiert un opérateur (trois ou quatre s'il est opéré 24/24).

Paramètres économiques	Valeur
Coût d'investissement	6,5 millions \$/MW
Coût d'opération*	3,50\$/MWh
Électricité produite par tonne (nette)	0,67 MWh
Coût du vétiver (livré)	10\$ par tonne ou 15\$/MWh
Durée de vie	10 ans

* 20 000 \$ d'entretien par an, 3 personnel à 2500 \$/an

COÛT DE REVIENT		
	par unité 100	par kW 1
puissance installée, kW (système type)		
investissement requis (\$/système)		
Coût d'acquisition (tout compris)	650 000 \$	6 500 \$
Total investissement requis	650 000 \$	6 500 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	80%	80%
MWh/an	700	7
durée de vie	10	10
Efficacité (MWh/tonne)	0,67	0,67
combustible requis (tonnes/MWh)	1,5	1,5
coût du combustible (\$/tonne)	10 \$	10 \$
coût du combustible (\$/MWh)	15 \$	15 \$
O&M (\$/MWh)	3,50 \$	3,50 \$
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts	9%	
	101 283 \$	1 013 \$
- O&M fixe	13 000 \$	130 \$
- total Frais fixes	114 283 \$	1 143 \$
Frais variables		
- Carburant	10 448 \$	104 \$
- O&M variable	2 450 \$	25 \$
- total Frais variables	12 898 \$	129 \$
Total Coûts annuels	127 181 \$	1 272 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	18,2	18,2

Contraintes

Outre le prix élevé d'achat et le fait que la plus grande unité disponible n'est que de 100 kW, il n'y a pas de contraintes importantes à l'utilisation de cette technologie. Toutefois, vu le déboisement excessif en Haïti, l'approvisionnement en biomasse peut poser problème. Il serait donc nécessaire de cultiver des herbes ou des arbres à croissance rapide pour alimenter la génératrice. Pour chaque unité de 100 kW, il faudrait environ 1 300 tonnes de vétiver par an, soit 25 tonnes par semaine. Étant donné la faible densité du vétiver, cela nécessiterait quelques 65 camions de 20 tonnes (50 m³) par an, ou environ cinq par mois. Avec un contenu en cendres d'environ 10%, il faudra également disposer de 130 tonnes de cendres par an.

La biomasse devrait être stocké afin de garantir un fonctionnement annuel. Bien que les quantités de paille à stocker puissent être très importantes, le stockage pourrait être accompli par des constructions simples, mais ceci poserait un danger de feu et serait également vulnérable aux tempêtes tropicales.

Biomasse – système Talbott's	
Description	
<p><i>Le système Talbott's est une turbine à air qui fonctionne facilement et ne requiert pas de personnel très qualifié. Conçu pour le fonctionnement en mode cogénération, il peut également être utilisé seulement pour la génération d'électricité. Limité pour l'instant à 100 kW, un système de deuxième génération pourrait fournir 30 kW additionnel à l'aide d'un cycle combiné Rankine.</i></p>	
Coût (\$/kW)	6 500
Taille du système type (kW)	100
Coût total par système (\$)	650 000 \$
Déplacement de diesel (litres par kW installé, par an)	2 100
Coût de revient (¢/kWh)	18,2
Durée de vie (années)	10
Qualité du service	
<p><i>Le système fournira de l'électricité avec une puissance plus ou moins constante et pourra donc assister les groupes électrogènes au diesel, mais ne peut pas les remplacer complètement, car ils sont nécessaires pour répondre aux fluctuations rapides de la demande.</i></p>	
Statut de la technologie	
Établie	
Contraintes en contexte tropical	
Qualification du personnel	
Aucune	
Simple à opérer.	
Ressources requises	
Enjeux environnementaux	
Biomasse d'une taille de 30 mm ³ ou moins. Stockage de biomasse.	
Émissions de poussière (50 mg/m ³)	
Fournisseurs	
Note	
Talbot's Ltd, Stafford, U.K. (www.talbotts.co.uk)	
Aucune	



FICHE 5 — BIODIESEL

Description

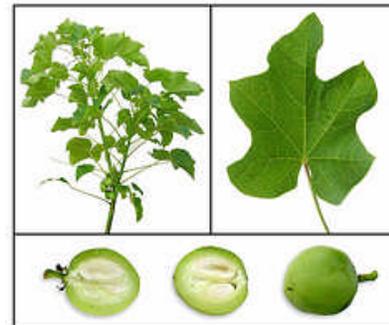
Le biodiesel pourrait remplacer le diesel conventionnel dans les groupes électrogènes, bien que son contenu calorifique soit légèrement inférieur. Il peut être produit à partir d'huiles

- Remplacement direct du diesel
- PCI plus faible que celui du diesel
- Grande surfaces de culture
- Système d'irrigation requis

végétales et de graisses animales, ou encore par la gazéification de biomasse, liée à une transformation chimique Fischer-Tropsch. Cette dernière voie, cependant, est pré commerciale et n'est pas disponible pour les applications à petite échelle. Cette fiche ne traite donc que du premier procédé.

Lorsque le biodiesel est produit à partir d'huiles végétales, usées et purifiées ou encore vierges, du méthanol y est ajouté afin d'en réduire la viscosité (le procédé se nomme la transestérification). Un mélange de 100 kg d'huile végétale avec 10 kg de méthanol donne une production de 100 kg de biodiesel et 10 kg de glycérine. Le procédé est simple, mais demande de chauffer l'huile à 130 °C, de rajouter du méthanol et lessive de soude, de mélanger les ingrédients dans un réacteur, puis de filtrer le mélange pour enlever la glycérine qui se forme. On y ajoute parfois un lavage à eau et une étape de séchage.¹

Puisque la disponibilité d'huiles végétales ou de graisses animales usées pourrait s'avérer insuffisante, il serait envisageable de produire du biodiesel en utilisant les ressources agricoles locales. La plante de choix pour produire de l'huile végétale en Haïti serait le jatropha. Cette plante ne requiert qu'une petite quantité d'engrais et d'eau, et ne sert pas à l'alimentation humaine. La presse nécessaire pour extraire l'huile des semences peut être d'une conception mécanique très simple.



Jatropha

¹ Voir p.e.x. le site <http://www.biodieselcommunity.org/howitsmade/> pour un schéma de la production de biodiesel.

État de technologie et projets de référence

Le jatropha est déjà cultivé en Haïti par des organisations comme l'APMKL (Association Plante Mango Komin Leogane) et la Société haïtienne de ressources renouvelables (SHARE, www.share-sa.com). D'après SHARE, la récolte de jatropha, lorsque aucune irrigation n'est effectuée, est limitée à environ 400 litres d'huile par hectare. Avec un coût d'environ 400\$/ha selon www.jatrophaworld.org, on obtient donc un coût de 1,00\$ par litre d'huile.



Deux options sont possibles pour diminuer le coût de production. Une récolte de 1500 litres par hectare serait possible avec de l'irrigation, mais cela demanderait un investissement initial important. Une autre possibilité est de cultiver le jatropha en combinaison avec

d'autres plantes. Une période de 7 à 10 ans serait nécessaire avant que ces plantes arrivent à maturité et fournissent un rendement maximal. À ce point, basé sur un coût de 0,50\$ par litre de méthanol, lequel est importé et mélangé à 10% avec l'huile, le coût serait alors de 0,95\$ par litre de biodiesel – légèrement plus que le coût du diesel conventionnel (env. 0,85\$ par litre). Notons que le biodiesel n'est pas taxé.

Paramètres économiques

Cette analyse considère que la majorité de l'huile proviendrait de la culture de jatropha, ce qui en ferait une huile vierge. Il est peu probable que l'huile usée ou les graisses animales soient disponibles en quantités suffisantes, bien qu'il soit possible qu'il y ait des exceptions. Les paramètres utilisés pour le calcul du coût d'électricité sont résumés dans le tableau ci-dessous. Le coût d'extraction de l'huile par une presse, ainsi que celui du mixage avec du méthanol peuvent être considérés comme marginaux par litre de

biodiesel produit. Seuls le coût de production agricole et le coût du méthanol sont donc considérés.

Paramètre économique	Valeur
Huile végétale	0,90\$/litre de biodiesel
Méthanol	0,50\$/litre de méthanol (de methanex.com) ou 0,05\$/litre de biodiesel
Matériel de production de biodiesel	6 000\$
Coût de production du jatropha	400\$/ha
Production d'huile	400 litres/ha/an
Durée de vie (matériel)	10 ans

Contraintes

Il y a des contraintes concernant l'utilisation du biodiesel sous des climats froids, mais ce problème ne se pose pas en Haïti. L'autre problème du biodiesel est sa durée limitée de stockage. Il est important de s'assurer que le carburant produit soit utilisé dans l'année. De plus, il est possible que des températures élevées réduisent cette période. Dans tous les cas, des réservoirs (pour le biodiesel ou les huiles végétales) doivent être installés pour tenir compte de la disponibilité saisonnière du jatropha. La culture avec irrigation peut s'effectuer toute l'année.

Une autre contrainte du biodiesel est son taux d'acidité. Cela peut nécessiter de petites modifications des groupes électrogènes, comme le remplacement des joints existants par des joints qui tolèrent un pH plus bas. Le biodiesel est aussi connu pour augmenter les émissions en NOx d'environ 20% par rapport au diesel conventionnel. Comme alternative, l'usage direct de l'huile végétale comme carburant pour des groupes diesel peut être possible, surtout dans un climat chaud, sans performer la transestérification. Ceci compliquerait cependant son utilisation pour d'autres applications, par exemple le remplacement du diesel conventionnel comme carburant de transport. Bien que cette variante n'ait pas été évaluée pour cette fiche, elle pourrait être intéressante pour les réseaux de petite envergure.

La transestérification produit un résidu, la glycérine. Ce résidu peut soit être mis en décharge, soit brûlé dans une chaudière pour en récupérer l'énergie. Par contre, si la glycérine est brûlée sans être mélangée avec d'autres combustibles, la combustion se fait

à basse température et engendre des émissions importantes. La glycérine peut également être utilisée pour fabriquer du savon.

Environ un million de litres de biodiesel par année seraient nécessaires pour alimenter une génératrice de 1 MW, avec un facteur d'utilisation de 50%. Pour produire tant de biodiesel, une surface de mille hectares de jatropha devrait être cultivée. JatrophaWorld indique un coût de seulement 400\$ par hectare pour une opération si grande, mais le coût unitaire d'une petite plantation pourrait s'avérer plus élevé.

Biodiesel	
Description	
<p><i>Le biodiesel produit à partir de graisses végétales et de déchets d'abattoirs peut remplacer le diesel conventionnel dans les groupes électrogènes. La culture de jatropha est nécessaire pour la production d'une quantité suffisante d'huile végétale afin d'alimenter les groupes électrogènes.</i></p>	
Qualité du service	
<p><i>Égale aux groupes électrogènes diesels conventionnelles. Le biodiesel peut aussi être mélangé avec le diesel conventionnel. La consommation en biodiesel sera légèrement augmentée par rapport aux carburants conventionnels à cause de sa teneur plus basse en énergie.</i></p>	
Statut de la technologie	Établie
Contraintes en contexte tropical	Qualification du personnel
Aucune	<i>Mêmes compétences que pour un groupe électrogène avec diesel conventionnel.</i>
Ressources requises	Enjeux environnementaux
<i>Grande surface requise pour la culture de jatropha.</i>	<i>Augmentation des émissions en NOx. Production de glycérine.</i>
Fournisseurs	Note
<i>Plusieurs fournisseurs</i>	<i>Pour alimenter une génératrice de 1 MW pendant une année, environ un million de litres de biodiesel seraient nécessaires, ce qui équivaut à 1000 hectares de culture de jatropha.</i>

FICHE 6 — BIOGAZ

Description

Le terme « biogaz » fait référence au gaz produit à partir de bactéries provenant de sources biologiques. La proportion des différents composants lors de la biodégradation dépend de trois paramètres. La composition initiale des matières organiques, le milieu dans lequel est réalisée la méthanisation, ainsi que le temps de séjour sont les facteurs influant sur la qualité du biogaz produit. Généralement, le biogaz ne peut pas être utilisé tel quel, seul le méthane est valorisable.

- **Coût en capital 6 250 \$/kW***
- **Coût de revient estimé : 20,0 ¢/kWh***
- **Déplacement diesel : 2100 l/kW.an**
- **Simple à opérer**

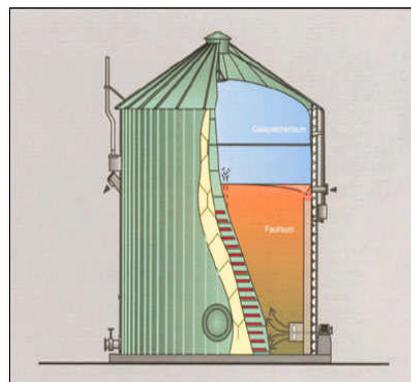
Il est essentiel d'effectuer une opération de purification étant donné qu'il contient des composés nuisibles au bon fonctionnement. Par exemple, pour la valorisation en électricité, le (H₂S) et la vapeur d'eau (H₂O) sont générateurs de corrosion et posent des problèmes dans les canalisations de transport et les moteurs ou turbines. Dans ce cas, on peut se contenter d'une déshydratation à l'aide d'un dévésiculateur pour traiter la vapeur d'eau. Le sulfure d'hydrogène, quant à lui, peut être enlevé par un simple passage sur de l'oxyde de fer ou du charbon actif, mais on peut aussi effectuer un lavage sous pression qui par la même occasion absorbera le CO₂. Ce dernier est un gaz inerte et il n'est donc pas nécessaire de l'enlever pour la valorisation thermique ou électrique. Il en résulte simplement une baisse du pouvoir calorifique.

Il existe essentiellement deux approches pour capter le biogaz : capter le méthane formé dans les sites d'enfouissement ou le produire par fermentation de déchet ménager, de fumier et/ou de boue de station d'épuration.

Le biogaz est capté des sites d'enfouissement au moyen d'une tuyauterie enfouie. Typiquement, pour alimenter une production constante de 1 MW, le site d'enfouissement doit avoir été alimenté durant au moins dix ans par une ville de 300 000 habitants ou plus.

L'autre option consiste à utiliser un bioréacteur (ou digesteur) qui fait appel aux bactéries pour transformer la biomasse en méthane, par le biais d'un processus anaérobie. Le méthane est alors brûlé pour produire de l'électricité et, très souvent, de l'eau chaude. Pour ce faire, la biomasse doit être sous forme liquide pour permettre une action

bactériologique efficace. Dans le cas des déchets ménagers, ils devront être ramassés séparément, moulus et mélangés avec de l'eau. Dans le cas du fumier et des boues de station d'épuration, l'ajout d'eau pourrait aussi être nécessaire. La biomasse est introduite dans un bioréacteur thermiquement isolé en présence de bactéries méthanogènes, où elle fermente pendant trois semaines à une température de 30°C à 55°C, selon la technologie. Une fois la fermentation terminée, le résidu peut servir comme compost, s'il n'est pas contaminé par des substances toxiques ou des sels. Le bassin du réacteur peut être construit en acier au lieu du béton, ce qui est plus coûteux, mais qui double sa durée de vie, de 15 ans à 30 ans.



Petit digesteur pour les déchets organiques domestiques (Lipp Systems)

Les plus petits bioréacteurs disponibles pour la génération d'électricité ont une capacité de 100 m³ et consomment 12 m³ de matière sèche par mois, soit environ 330 tonnes de déchets organiques par an – ceci équivaut à la quantité produite par une communauté de mille personnes. À plein régime, ces bioréacteurs produisent environ 17,5 m³ de méthane à l'heure, ce qui représente une production électrique de 35 kW.

Afin d'augmenter la capacité d'une telle installation, on pourrait utiliser la biomasse provenant d'opérations agricoles voisines, ou spécialement produite à cette fin. La puissance d'une telle installation peut aller jusqu'à 1 ou 2 mégawatts. La biomasse additionnelle pourrait provenir de différentes sources, soit des résidus agricoles, des plantes spécialement cultivées à cette fin, des résidus organiques séparés des déchets domestiques, de la bagasse issue de l'industrie sucrière, ou encore des algues cultivées. Il serait également possible d'utiliser des résidus de plantations de jatropha, car seules les semences sont utilisées pour la production d'huile (voir fiche BIODIESEL). Les types de bioréacteurs offerts sur le marché sont :

Le réacteur à écoulement-tampon : Un réservoir en béton rectangulaire couvert d'une membrane; c'est une conception très simple et généralement sans mixage. La biomasse (le substrat) entre d'un côté et sort de l'autre. La biomasse doit être assez épaisse, d'un contenu en matière sèche de 8 à 12 %. Ce type de bioréacteur est donc facile à opérer, mais produit moins de gaz et digère moins efficacement que d'autres types plus complexes. Ce système n'est donc pas recommandé dans des situations où la production d'énergie est importante. Les conceptions de GHD (Wisconsin) et de RCM Digesters

(Californie) sont disponibles à un prix de 2 000 à 3 500 \$ par kW. Un système encore plus simple se sert d'un étang couvert au lieu d'un réservoir en béton. Ceci réduit le coût, mais demande plus d'espace, un substrat plus dilué (max. 3% de matière sèche), est peu efficace et peut causer des problèmes d'odeur.

Digesteur à mixage homogène : Ces digesteurs, de forme cylindrique contiennent un dispositif de mixage pour assurer une meilleure digestion. Le substrat reste dans le réacteur entre 20 et 60 jours. Ces systèmes sont les plus communs et coûtent entre 3 500 et 6 000 \$ par kW. Ce type de réacteur inclut, entre autres, les systèmes Lipp, Highmark (AB), Genesys (ON) ou encore Schmack America.

Digesteur à culture microbienne fixée : Un réservoir contient des supports en plastique sur lesquels se trouvent des cultures microbiennes. Le substrat passe à travers le plastique et est ainsi digéré. Ces systèmes conservent bien leur flore bactérienne et sont très efficaces. Ils ne sont pas capables de bien digérer un substrat contenant trop de matières en suspension. Fabriqué par des compagnies comme ADI (NB), leurs coûts varient de 3 500 à 6 000 \$ par kW, et leurs coûts annuels d'opération s'élève à environ 20% de cette somme.

Digesteur de matière solide vertical et horizontal : La version verticale mélange un peu de substrat digéré avec du substrat frais haché qui traverse le réacteur de haut en bas. Cette technologie est techniquement complexe et a un coût élevé (4 500 \$ par kW ou plus). La version horizontale se sert d'un cylindre et rajoute un mixage mécanique. Conçus pour la gestion de déchets, ces réacteurs sont plus complexes que les réacteurs pour substrats liquides. Bien que le fait de ne pas avoir besoin d'eau offre l'avantage de produire moins d'engrais liquide à transporter et à diffuser après la digestion, leur prix est élevé (le système suisse de Kompogas coûtera entre 4 000 et 8 000 \$ par kW) et leur coût d'opération élevé (20 à 30 % du coût d'investissement par an) font qu'ils ne sont pas des candidats appropriés pour une installation en Haïti.

État de technologie et projets de référence

La technologie des bioréacteurs est bien établie. Il existe plusieurs conceptions de différentes dimensions, certaines à très petite échelle, pour l'alimentation des maisons en biogaz, et d'autres à échelle industrielle, de 2 MW. Le choix d'un bioréacteur dépend de l'échelle d'opération, des produits souhaités et du type de biomasse à digérer. Les

bioréacteurs de plus de 100 kW sont généralement conçus pour la cogénération afin d'obtenir un meilleur rendement énergétique et économique.

De petits projets sur des fermes ont été réalisés en République Dominicaine.¹ Les bioréacteurs sont également populaires en Chine et en Inde, où ils sont utilisés pour réduire les besoins en gaz propane ou en gaz naturel liquéfié. On retrouve en Europe, aux États-Unis, ainsi qu'au Canada, quelques installations qui utilisent des bioréacteurs dans le secteur agricole et pour le traitement des boues de station d'épuration des eaux. En Haïti, il ne semble pas exister de tels projets.

Paramètres économiques

Le coût d'investissement d'un bioréacteur muni d'un moteur ou d'une microturbine et une génératrice serait autour de 5M\$ par MW. Les paramètres ci-dessous se basent sur un approvisionnement en biomasse de 5\$ la tonne, en plus du coût de transport par camion, lequel est estimé à 10\$ la tonne (comprenant l'enlèvement du compost produit). La technologie choisie est le réacteur à mixage homogène car il est facile à opérer et offre une production de biogaz suffisante pour alimenter un groupe électrogène. L'installation produira environ 0,2 MWh d'électricité par tonne de biomasse, déduction faite des besoins pour son fonctionnement. Le coût du système est présumé être de 5 000 \$ par kW, basé sur un prix plus élevé pour les systèmes à mixage homogène, mais réduit car la composante de cogénération est omise. Ceci présume un système assez petit de 35 à 50 kW. Par contre, une unité plus grande pourrait réduire le coût par kW.

Pour opérer une installation d'un mégawatt, plus de 17 000 tonnes de biomasse par an seront nécessaires. Cela équivaut à 425 camions de 40 tonnes, soit plus d'un camion par jour. D'autre part, il est possible d'améliorer le rendement économique en vendant le compost en tant qu'engrais, ou encore en l'échangeant contre des résidus agricoles. De plus, une installation de cogénération permettrait aussi d'accélérer la récupération de l'investissement. Certains manufacturiers offrent également une installation de purification du biogaz (séparation du CO₂), permettant de produire du méthane utilisable dans des camions et voitures modifiés. La vente du CO₂ dans des serres est pratiquée dans quelques pays comme la Hollande.

¹ Voir p.ex. <http://www.dominicantoday.com/dr/local/2007/12/4/26282/USAID-funds-environment-project-in-Dominican-town-La-Yaguiza> pour un exemple récent

Paramètre économique	Valeur
Coût d'investissement	5,0 millions \$/MW
Coût d'opération*	13\$/MWh
Électricité produite par tonne (net)	0,2 MWh
Transport de biomasse & compost	10\$ par tonne
Coût de biomasse	5\$ ou plus par tonne
Durée de vie (réservoirs)	30 ans
Durée de vie (génératrice)	10 ans

* 3% maintenance annuelle par rapport au coût d'investissement, 5 personnes à 3000 \$/an

COÛT DE REVIENT		
	par unité 35	par kW 1
puissance installée, kW (système type)		
investissement requis (\$/système)		
Coût d'acquisition	175 000 \$	5 000 \$
coût d'installation	43 750 \$	1 250 \$
Total investissement requis	218 750 \$	6 250 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	80%	80%
MWh/an	245	7
durée de vie	20	20
Efficacité (MWh/tonne)	0,2	0,2
combustible requis (tonnes/MWh)	5,0	5,0
coût du combustible, y compris transport (\$/tonne)	15 \$	15 \$
coût du combustible (\$/MWh)	75 \$	75 \$
O&M (\$/MWh)	13,00 \$	13,00 \$
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts	9%	23 963 \$
- O&M fixe		3 500 \$
- total Frais fixes		27 463 \$
Frais variables		
- Carburant		18 375 \$
- O&M variable		3 185 \$
- total Frais variables		21 560 \$
Total Coûts annuels		49 023 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	20,0	20,0

Contraintes

Une installation à grande échelle (1 à 2 MW) requiert des montants importants de biomasse et produira des montants importants de compost. Il pourrait être difficile d'utiliser tout ce compost localement, surtout si des algues ont servi de biomasse, ce qui introduirait du sel dans le compost et en limiterait l'utilisation dans l'agriculture.

Le transport de la biomasse et du compost pourrait nécessiter des quantités considérables de diesel, ce qui a un effet peu désirable pour un projet visant à réduire la dépendance aux carburants fossiles dans les réseaux autonomes. Cela pourrait être évité par l'utilisation de véhicule fonctionnant au biogaz, mais réduirait la quantité de biogaz disponible pour la production d'électricité. Il est important de remarquer que l'utilisation du biogaz comme carburant demande une purification plus poussée, afin d'obtenir un biogaz contenant un minimum de 95% de méthane. D'un autre côté, le compost pourrait être utile pour la réhabilitation des terres agricoles érodées en Haïti.

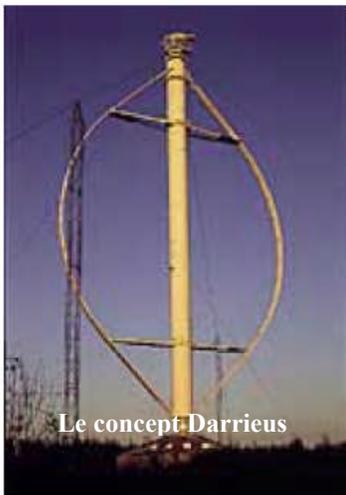
Biogaz – système Lipp			
Description <p><i>Les bioréacteurs utilisent la biomasse transformée en méthane, qui peut ainsi être brûlé pour produire de l'électricité et de la chaleur. Pour produire des quantités importantes d'électricité, un système à échelle semi-industrielle est nécessaire.</i></p> <p><i>Photo : Un système Lipp avec un conteneur de préparation, un digesteur, un réservoir de gaz et un réservoir des boues.</i></p>			
			
Coût (\$/kW)	6250	Qualité du service	
Taille du système type (kW)	35	<p><i>Un bioréacteur peut fournir les besoins de base en électricité à une communauté autonome. Un réservoir de gaz sous pression permet de moduler le montant d'électricité produite, si nécessaire.</i></p>	
Coût total par système (\$)	175 000 \$		
Déplacement de diesel (litres par kW installé, par an)	2 100		
Coût de revient (¢/kWh)	20,0		
Durée de vie (années)	20	Statut de la technologie	Établie
Génératrice	10		
Réservoirs	30		
Contraintes en contexte tropical		Qualification du personnel	
Aucune		Simple à opérer, mais requiert du personnel formé.	
Ressources requises		Enjeux environnementaux	
Aucune		Production d'un compost qui peut être utilisé dans l'agriculture. Combustion de carburant pour le transport de la biomasse et du compost.	
Fournisseurs		Note	
Plusieurs fournisseurs		Aucune	

FICHE 7 — HYDROLIENNES

Description

Les énergies potentielles et cinétiques contenues dans les marées et les courants qu'elles provoquent peuvent être exploitées par une grande variété d'appareils.

Au cours de ces dernières années, de grands efforts ont été faits pour développer des systèmes permettant d'extraire l'énergie cinétique des courants d'eau, sans barrage ni autre ouvrage de génie civil. Ces systèmes sont connus en anglais sous les termes de « *in-stream* » ou « *free-flow* » *hydropower* et en français, de plus en plus, comme des « hydroliennes ». Un peu comme des turbines éoliennes, ces systèmes convertissent l'énergie d'un courant d'eau en électricité, sans accumulation ni dénivèlement.



Le concept Darrieus

Contrairement à l'hydraulique conventionnelle, les hydroliennes sont encore dans une phase d'exploration technologique, marquée par une explosion d'approches distinctes, dont les plus intéressantes sont décrites ci-dessous.

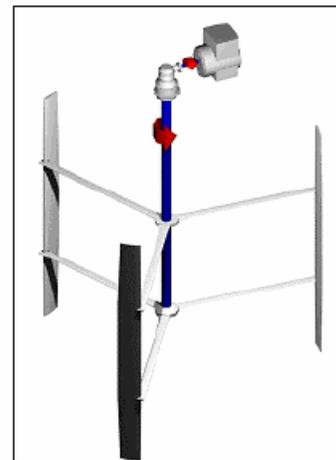
Les technologies d'hydroliennes se divisent d'abord entre les turbines à axe horizontal et celles à axe vertical. Les turbines à axe vertical sont de plusieurs types :

- le concept Darrieus, avec des pales parallèles à l'axe, comme l'éolienne « Éole » à Cap Chat,

- **Coût en capital 6 500 \$/kW***
- **Coût de revient 16,1 ¢/kWh***
- **Déplacement diesel : 2100 l/kW.an**
- **Simple à opérer**

* à titre indicatif

L'application est sensiblement la même pour capter l'énergie d'un cours d'eau, celle des marées ou celle des aqueducs et des canaux d'irrigation. Il s'agit de turbines qui sont fixées au fond de la rivière, sans barrage ou autre modification du débit de la rivière.



Le concept Kobold

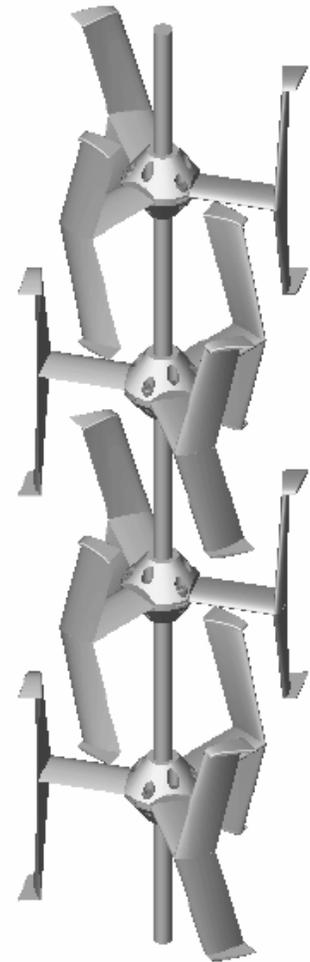
Québec.

- le concept Davis, avec quatre pales droites dans un caisson (Blue Energy Canada inc.; cf. image à la page 4).
- le concept Kobold, utilisé dans le projet ENERMAR de la société Ponte di Archimède S.p.A. (Italie), avec des pales mobiles.
- le concept Gorlov, de GCK Technology Inc. (Texas).
- le concept Achard, développé à Grenoble.



Le concept Gorlov

En Amérique du nord, la compagnie la plus avancée est Verdant Power (É.-U.). Verdant exploite un projet pilote sur la East River à New-York, qui s'appelle le Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) Project. (Étant donné que le débit de l'East River change de direction avec les marées, ses courants sont techniquement des courants de marée.) Une première série de six turbines de ce projet a été installée en décembre 2006; à terme, Verdant entend installer jusqu'à 300 turbines pour une puissance totale installée de 10 MW.



Le concept Achard

Les turbines à axe horizontal sont d'une hauteur de 16 pieds et sont fixées au fond de la rivière à une trentaine de pieds de profondeur. Avec un diamètre de 5 m, ils tournent à 32

rpm (rotation par minute). L'emplacement étant assujéti aux marées, les turbines sont bidirectionnelles et produisent de l'énergie environ 10 heures par jour (f.u. de 27%).¹

Les coûts de la technologie sont de 4000 US\$ par kW installé pour un système de 5 MW. La compagnie estime qu'en 2010 les coûts baisseront à 2500 US\$ le kW.² Enfin, les coûts d'entretien et d'opération devraient être très bas, mais la compagnie ne spécifie rien à ce sujet.³

Comparée à la compagnie britannique *Marine Current Turbines* qui concentre ses activités dans la grande production centralisée au large des côtes, *Verdant Power* se concentre plus sur des applications de production distribuée. À titre d'exemple, l'entreprise fait actuellement des évaluations dans le Bassin de l'Amazone afin de voir si sa technologie ne pourrait pas remplacer les générateurs au diesel qui sont actuellement utilisés pour recharger les batteries dans les petits villages le long du fleuve.⁴

Perspectives

Une étude de l'Université de New-York a identifié 120 sites aux États-unis qui seraient propices aux hydroliennes, avec un potentiel de 12 500 MW. L'EPRI en a publié une étude en 2002, qui est mise à jour régulièrement.

Verdant Power a créé une filiale canadienne, avec l'ambition de faire du Canada le leader mondial de recherche sur les hydroliennes. Il travaille avec la ville de Cornwall en Ontario, visant l'installation dans le fleuve St-Laurent de projets pilotes de trois technologies distinctes. Ces concepts utiliseront entre autres des turbines cycloïdales et d'axe vertical pour des applications peu profondes, entre autres pour éviter les coûts d'installation sur le fond de la rivière.

Le projet est présentement conçu en deux phases, échelonné sur 4 ans, pour mener ultimement à l'installation d'hydroliennes d'une puissance de 15 MW.

¹ <http://enr.construction.com/news/powerIndus/archives/050124.asp>.

²

http://hydropower.id.doe.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/hydro_workshop_proceedings_13feb06.pdf
p. 11.

³ http://www.nrel.gov/technologytransfer/entrepreneurs/pdfs/16_verdant_power_final.pdf.

⁴

http://hydropower.id.doe.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/hydro_workshop_proceedings_13feb06.pdf
p. 11.

Coût de revient

Comme avec n'importe quel projet hydroélectrique, la faisabilité d'un projet et ses coûts réels varient grandement selon les caractéristiques du site. Il importe également de souligner que la production énergétique peut varier sur une base saisonnière, selon les caractéristiques du cours d'eau.

COÛT DE REVIENT		
puissance installée, kW (système type)	par unité 100	par kW 1
investissement requis (\$/système)		
Coût d'acquisition	400 000 \$	4 000 \$
coût d'installation	250 000 \$	2 500 \$
Total investissement requis	650 000 \$	6 500 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	65%	65%
MWh annuelle par système	567,5	5,7
durée de vie	20	20
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts	9%	71 205 \$
- O&M fixe		20 000 \$
- total Frais fixes		91 205 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables		- \$
Total Coûts annuels	91 205 \$	912 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	16,1	16,1

Contraintes et particularités

Quoiqu'il y a raison d'être optimiste, les études environnementales de ces turbines ne sont pas encore terminées. Même si les pales ne tournent qu'à 32 rpm, on ne peut écarter la possibilité d'effets néfastes sur la ressource halieutique. Il y a aussi des effets possibles sur la morphologie de la rivière, si les turbines sont suffisamment grandes pour extraire une proportion importante de l'énergie cinétique du cours d'eau. Cela dit, il importe de souligner que la technologie est modulaire et serait donc facile à enlever ou déplacer si les études prouvaient qu'elle est néfaste pour l'environnement.

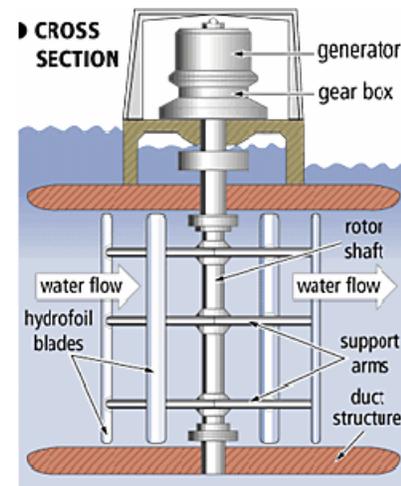
D'autres projets

- La compagnie britannique *Marine Current Turbines* (MCT) développe un projet dans la mer de Lynmouth, au large de Devon (Angleterre). La première phase de

développement, complétée en 2003 à un coût de 6,7 millions \$CAN (3,4 million £), consiste à installer une turbine à hélice unique de 300 kW. Cette turbine ne fonctionne qu'en marée montante et n'est pas connectée au réseau. La deuxième phase (2004-2007) permettra de tester un système à deux hélices (1 MW au total), à un coût de 16,8 M \$CAN (8,5 M £⁵). Enfin, la troisième phase consiste à ériger un parc de dix unités (10 MW) à partir de 2006.⁶

- Un appareil similaire a été développé par la compagnie norvégienne Hammerfest Storm AS. Des turbines de 300 kW ont été installées dans le fjord Kvalsundet dans le nord du pays en 2002-2003. Connectées au réseau national norvégien, ces turbines marines ont été les premières à alimenter un réseau électrique. La compagnie prévoit un parc de 10 MW connecté au réseau d'ici fin 2008.

- Au Canada, la compagnie *Blue Energy* mise sur un prototype à axe vertical. Fixé dans un caisson de béton au fond de la mer, le générateur et la machinerie sont au-dessus de l'eau. Blue Energy essaye de développer un projet de démonstration composé de deux turbines de 250 kW chacune, au large de la Colombie-Britannique. Elle explore également un projet beaucoup plus vaste aux Philippines, dont la première phase comporterait 274 turbines de 7 à 14 MW chacune, avec un pont construit au-dessus des machines. Toutefois, ce projet de 2,8 milliards \$US est loin d'être confirmé.



Blue Energy Ocean Turbine

- Clean Current, aussi de la Colombie-Britannique, a développé une turbine à axe horizontal avec des aimants permanents fixés sur les pales. Un projet de démonstration est en voie d'implantation aux Race Rocks dans le détroit de Juan de Fuca, à 16 km de Victoria. Financé par le Fond d'innovation environnementale d'Encana, le projet a pour but de remplacer les groupes diesels utilisés pour fournir de l'énergie à un phare marin et un centre écologique.

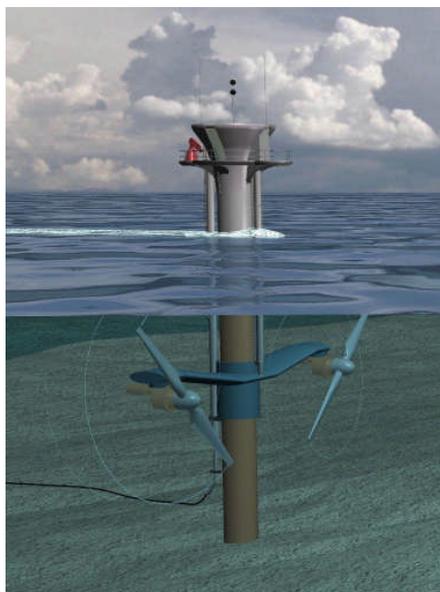
⁵ Voir la section sur le coût de revient ci-dessous.

⁶ <http://www.marineturbines.com/projects.htm>.

Hydroliennes

Description

Appareils pour extraire l'énergie des courants d'eau. Plusieurs approches technologiques en développement, incluant des turbines à axe vertical ou horizontal.



Coût (\$/kW)

6 500

Qualité du service

Taille du système type (kW)

100

Production prévisible, suivant une courbe sinusoïdale. Deux cycles par jour, pour des appareils ne fonctionnant que dans une direction, ou quatre, pour ceux qui fonctionnent à marée montante et descendante.

Coût total par système (\$)

500 000

Déplacement de diesel (litres par kW installée, par an)

2 100

Coût de revient (¢/kWh)

16,1

Durée de vie (années)

20

Statut de la technologie

Pré commerciale

Contraintes connues

Qualification du personnel

Requiert des sites particuliers caractérisés par de forts courants de marée.

Pas de personnel requis pour l'opération.

Ressources requises

Enjeux environnementaux

Fournisseurs

Marine Current Turbines Ltd.

Clean Current Power Systems Inc.
1025 Belmont Ave.
North Vancouver, BC, V7R 1K3

Bristol, Royaume-Unis
Tel: 011 44 117 979 1888
www.marineturbines.com

Blue Energy Canada Inc.
Box 29068, 1950 West Broadway
Vancouver, BC, V6J 1Z0
Phone: 1-604-682-2583
mjb@blueenergy.com

<http://www.wavedragon.net/>
<http://aquaenergygroup.com/projects/index.php>
<http://www.oceanpowertechnologies.com>
<http://www.energetech.com.au/>
<http://www.wavegen.co.uk/>

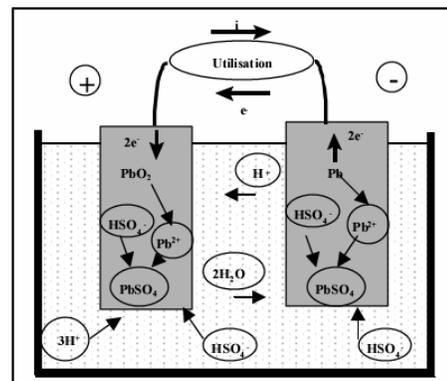
FICHE 8 — BATTERIE PLOMB-ACIDE

Description

La batterie au plomb est le plus ancien type de batterie. Les batteries de la plupart des voitures sont encore constituées d'un accumulateur plomb-acide. Malgré sa très mauvaise puissance massique (env. 35 Wh/kg), elle est encore très utile puisqu'elle peut délivrer un grand courant, requis lors du démarrage d'une voiture. Ses applications sont variées, même si elles se concentrent particulièrement autour des voitures, et elle peut aussi agir pour stocker de l'énergie intermittente. D'ailleurs, cette batterie est largement choisie comme système de stockage pour des installations domestiques d'énergie solaire, vu son prix avantageux, sa disponibilité, sa fiabilité et sa grande durée de vie (dans des conditions d'utilisation optimales). Cette technologie a fait ses preuves, elle existe sous différents types et plusieurs tailles, et ne nécessite pas d'entretien.

- **Coût : faible**
- **Bonne durée de vie**
- **Pas d'entretien**
- **Fiabilité**
- **Risque sanitaire**
- **Risque environnementaux**
- **Durée de vie réduite pour des températures > 25°C**

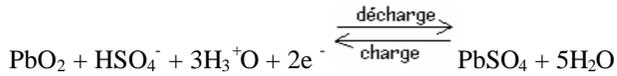
La batterie est constituée de deux électrodes : une en plomb et l'autre est une couche poreuse d'oxyde de plomb supportée par un alliage de plomb. Ces électrodes sont plongées dans l'électrolyte, qui est de l'acide sulfurique. Lors de l'utilisation de la batterie, donc lors de sa décharge, l'électrode en oxyde de plomb – qui agit dans ce cas comme cathode - réagit avec l'électrolyte pour former du sulfate de plomb et de l'eau, et libère deux électrons, qui créeront le courant délivré par la pile. L'électrode de plomb - qui agit alors comme anode - réagit avec l'eau et l'électrolyte pour former aussi du sulfate de plomb. Lors de la charge de la batterie, les réactions inverses se produisent et l'anode et la cathode sont inversées. Les équations suivantes résument les réactions qui se produisent aux électrodes, et la figure ci-contre illustre les réactions qui se produisent lors de la décharge.



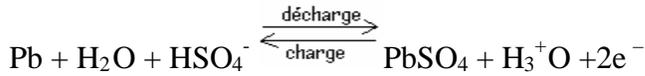
Fonctionnement de la batterie Plomb-acide lors de la décharge

Image tirée d'un document produit par Pascal Izzo, intitulé «Notions sur les accumulateurs plomb-acide»

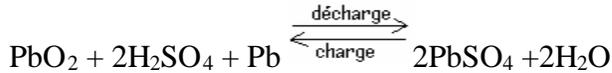
Réactions à l'électrode d'oxyde de plomb :



Réactions à l'électrode en plomb :



Réaction globale dans l'accumulateur :



Plusieurs technologies ont été développées depuis l'invention de l'accumulateur plomb-acide. Par exemple, on peut saupoudrer de l'antimoine aux électrodes, pour diminuer le dégagement gazeux de la réaction. En effet, l'ion H_3^+O n'est pas stable et il produira un dégagement sensible d'hydrogène, qui pourrait par contre être réduit par une réaction avec l'antimoine. Sinon, pour les applications à décharges régulières, les électrodes peuvent être un alliage de calcium et d'étain, qui améliore leurs propriétés mécaniques. La disposition des électrodes, aussi appelées plaques, varie : on peut trouver des batterie dites « à plaques tubulaires » ou « à plaques planes ».

Toutefois, la batterie présente quelques inconvénients, à part sa faible densité massique. Quelques situations peuvent engendrer une dégradation de la batterie et ainsi diminuer sa durée de vie, comme par exemple une décharge complète. En effet, la création du sulfate de plomb, non soluble, la diffusion des ions HSO_4^- et la variation de la conductance de l'électrolyte engendre des baisses de tension de la batterie. De plus, comme de l'eau est consommée lors des réactions électrochimiques, la quantité d'électrolyte diminue et les électrodes se trouvent ainsi en contact avec l'oxygène contenu dans l'air, ce qui entraîne leur corrosion. Pour éviter la corrosion, les batteries étanches ont été développées, afin éviter d'avoir à rajouter de l'électrolyte régulièrement.

Le type de batterie plomb-acide qui répond le mieux aux besoins d'un système de stockage d'énergie intermittente est le type VRLA (Valve Regulated Lead Acid) : il supporte les décharges profondes et ne nécessite pas d'entretien durant toute sa durée de vie. Dans ce type de batterie, l'électrolyte est imbibé dans une membrane poreuse ou se

trouve un gel (AGM), donc l'électrolyte ne se trouve plus sous forme liquide et le dégagement d'oxygène et d'hydrogène est capté dans cette membrane ou dans ce gel. La valve remplace le bouchon et elle ne s'ouvrira que lorsqu'il y aura des surtensions. En effet, pour que les réactions espérées se produisent, comme l'électrolyte n'est plus liquide, il faudra mettre l'accumulateur sous pression.

D'un autre côté, ce type de batterie est plus cher, vu sa technologie avancée. De plus, il faudra respecter quelques conditions d'utilisation, telles que des valeurs de courant pas trop élevées et une température ne dépassant pas 25°C. Chaque augmentation de température de 8°C diminue de moitié la durée de vie de la batterie, évaluée à 10 ans à une température de 25°C, ou 15 ans pour les plus sophistiquées.

Sur le plan écologique, nous connaissons les méfaits du plomb pour l'environnement et la santé (toxicité). De plus, l'acide sulfurique contenu dans la batterie est hautement corrosif. Heureusement, dans la plupart des pays industrialisés, il existe un système de recyclage qui évite le déversement du plomb dans l'environnement. Il faut noter aussi que la batterie ne dispersera pas de plomb lors de son fonctionnement.

Fournisseurs

Batteries Expert est une compagnie montréalaise qui œuvre depuis une dizaine d'années dans la vente et l'installation de systèmes d'énergies renouvelables. Ils sont distributeurs des batteries fabriquées par Trans Canada Énergie, de panneaux solaires et d'éoliennes, ainsi que des composantes nécessaires à l'assemblage du système.

<http://www.batteriesexpert.com/SiteInternet/BatteriesExpert/Navigation/PAGEHTML/Batterie.htm>

Panasonic offre aussi des batteries plomb-acide avec régulation par soupape (VRLA) dédiées au stockage d'énergie intermittente. Ces batteries sont fabriquées par Matsushita Battery Industrial Co., Ltd. (MBI), qui est à la fine pointe de la technologie de plusieurs types d'accumulateurs.

<http://www.panasonic.ca/french/accumulateurs/accumulateurs/vrla.asp>

Stored Energy Solutions, une division de *Battery Direct International*, une compagnie canadienne qui représente les fabricants de systèmes de stockage Discover EV Batteries, Xantrex Technology Inc., Sure Power Industries Inc. et Kissling Electrotec Inc.. Le

fabricant Discover est celui qui semble le mieux adapté aux systèmes autonomes à énergie renouvelable.

www.discover-energy.com/

Application dans les réseaux de petite envergure

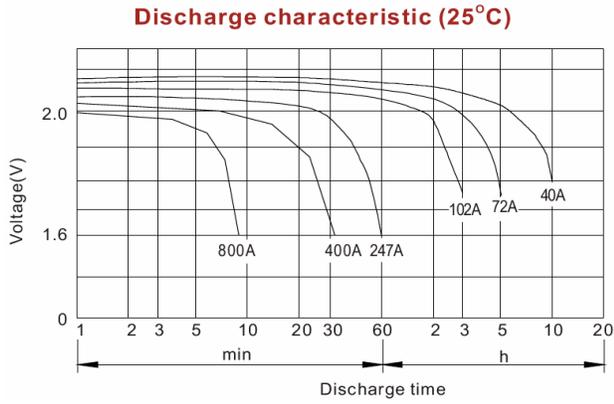
L'accumulateur plomb-acide est largement utilisé comme système de stockage d'énergie renouvelable pour l'usage domestique. Généralement, les installateurs ont opté pour l'agencement de plusieurs batteries de 2 V, pour atteindre le voltage désiré.

Afin de caractériser les batteries agissant comme système de stockage d'énergie intermittente et pour donner un exemple des caractéristiques à évaluer, la fiche technique de l'accumulateur plomb-acide de 400Ah (10h), nommé EV2400 et fabriqué par Discover¹ est détaillée ci-dessous.

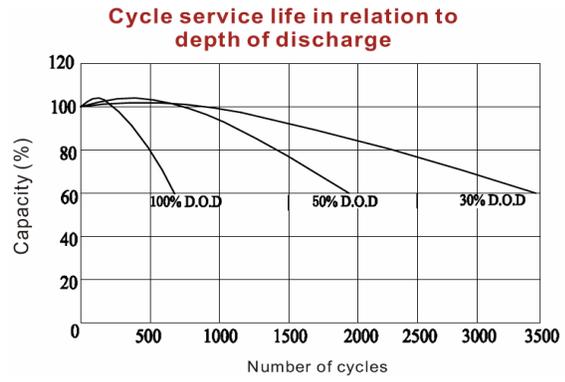
Cette batterie a un voltage nominal de 2V. Dans le graphique de gauche, le comportement du voltage de sortie de la batterie, selon le courant demandé et le temps de décharge, est illustré. Donc, si le courant à fournir est de 800 A, le voltage de la batterie va rapidement diminuer et la batterie sera déchargée après environ 5 minutes. Il faut savoir que la décharge de la batterie doit se faire dans la partie plane de la courbe. Si la décharge continue après que la courbe de décharge ait entamé sa descente, cette décharge profonde endommagera la batterie.

On peut voir dans la figure de droite que le nombre de cycle et la profondeur de la décharge influencent aussi la durée de vie de la batterie. Chaque cycle de charge et décharge de la batterie affecte la capacité qu'elle peut fournir, selon la profondeur de décharge qu'elle aura subi. Ainsi, si la batterie est déchargée à 30% avant d'être chargée, elle pourra effectuer plus de 3000 cycles avant que sa capacité atteigne un niveau qui annonce sa fin de vie. Cette batterie coûte 472\$US.

¹<http://www.discover-energy.com/productsearch?sort=asc&order=Volts&filter0=46&filter1=27&filter2=28&filter3=>



Voltage selon le courant et le temps de décharge



Durée de vie en nombre de cycles selon la profondeur de décharge

Batterie Plomb-acide	
Description	 Batterie EV2400, 400Ah(10h) de Discover
<p><i>Les accumulateurs plomb-acide produisent de l'énergie grâce aux réactions chimiques internes entre les électrodes en plomb et oxyde de plomb et l'électrolyte (acide sulfurique). Plusieurs technologies de batteries sont disponibles. Les batteries 'étanches' avec valves régulatrices (VRLA) seraient les plus appropriées comme système de stockage d'une énergie intermittente. Plusieurs batteries de 2V sont généralement couplées pour générer le voltage désiré dans le réseau.</i></p>	
Qualité du service	<p><i>Batteries fiables, sécuritaires et adaptées à des sources d'énergies intermittentes. Le rendement dépend grandement de l'utilisation qui en est faite : courant demandé, temps de décharge et profondeurs de décharge.</i></p>
Statut de la technologie	Établie
Contraintes en contexte tropical	Qualification du personnel
<p><i>Leur durée de vie diminue drastiquement lorsque la température s'élève à plus de 25°C.</i></p>	<p><i>Les batteries VRLA ne nécessitent aucun entretien, mais requiert une surveillance par du personnel formé.</i></p>
Ressources requises	Enjeux environnementaux
<p><i>Assurer une climatisation et une ventilation de la pièce de stockage.</i></p>	<p><i>Contient du plomb et de l'acide sulfurique, lesquels sont très dommageables pour la santé et l'environnement. Un réseau de recyclage permet d'éviter leur déversement dans la nature.</i></p>
Fournisseurs	Note
<p><i>Plusieurs fournisseurs</i></p>	<p><i>En moyenne la durée de vie est de 10 ans, soit 3000 cycles décharge/charge, mais elle peut varier entre 2 et 15 ans, de 2000 à 4000 cycles.</i></p>

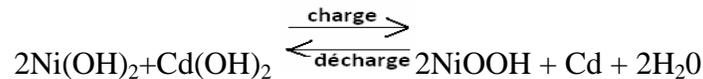
FICHE 9 — BATTERIE AU NICKEL-CADMIUM (Ni-Cd)

Description

Les batteries au nickel-cadmium ont été les premières batteries rechargeables largement commercialisées et ont dominé le marché des accumulateurs jusque dans les années 1990. Dans une batterie au nickel-cadmium, l'anode est constituée d'un mélange d'hydroxyde de nickel et de graphite (carbone), alors que la cathode est faite de cadmium avec 20% à 25% de fer. L'électrolyte, l'hydroxyde de potassium, ne réagit pas avec les électrodes. Il ne fait qu'assurer le transfert de charge.

- **Stockage facile**
- **Peu d'entretien**
- **Températures extrêmes**
- **Effet mémoire**
- **Auto décharge**
- **Risque sanitaire**
- **Risque environnementaux**
- **Personnel qualifié**

Les réactions qui se produisent à l'intérieur de l'accumulateur lors de la charge et la décharge, au niveau des deux électrodes, sont les suivantes. Elles produisent une tension nominale de 1,2 Volt.



Les batteries Ni-Cd ont une longue durée de vie, en termes de cycles (charge/décharge). Celle-ci se chiffre à environ 2 000 cycles, ce qui correspond à l'une des meilleures durées de vie parmi les batteries sur le marché. Comme la résistance interne du système est assez faible, la batterie pourra délivrer de grands courants lorsque ce sera requis. Le transport des accumulateurs nickel cadmium est aisé, tout comme leur stockage. Elle a aussi l'avantage de bien performer dans des conditions de températures extrêmes, faibles ou élevées, et de se charger facilement.

Toutefois, les batteries au Ni-Cd ont une faible densité énergétique (40-60 Wh/kg). De plus, elles s'autodéchargent assez rapidement. Ceci signifie que même si elles ne délivrent pas de courant, elles perdent environ 20% de leur charge en un mois. Mais ce problème est relatif dans le cas d'un réseau électrique autonome, puisque la batterie est constamment rechargée par la source d'énergie renouvelable.

Le désavantage principal est la sensibilité à l'effet mémoire, c'est-à-dire que si la batterie est rechargée sans avoir été complètement déchargée, à la longue, sa tension chutera drastiquement. Cette chute de la tension s'explique par l'augmentation indésirable de la taille des cristaux dans l'électrode de cadmium ou bien par la formation d'un composé nickel-cadmium non réversible qui utilise une partie du cadmium nécessaire à la réaction

électrochimique. Ceci a pour effet de diminuer la surface de transfert et augmenter la résistance interne, pour enfin diminuer la tension de la pile. Les phénomènes sont liés au fait que seulement une partie des matériaux actifs des électrodes participent à un cycle, et les propriétés physiques des cristaux non sollicités vont changer. Afin de remédier à l'effet mémoire, il est important de décharger complètement la batterie au moins une fois par mois. Sinon, au bout d'un certain temps, sa capacité aura fortement diminué (environ un tiers). Toutefois, certains fabricants ont réussi à modifier le système afin de minimiser l'effet mémoire.

Finalement, il faut mentionner que ce type de batterie n'est pas sans risques pour l'environnement et la santé. Le cadmium est un élément très toxique qui peut provoquer des troubles rénaux et une augmentation de la tension, en plus d'affecter les poumons, jusqu'à causer la mort. À cet effet, l'Union Européenne compte bannir d'ici 2008 l'utilisation du cadmium dans les accumulateurs portables, mais cette interdiction ne s'appliquera pas aux usages industriels ou professionnels, puisqu'un système de recyclage efficace existe chez les producteurs. Il faudra donc s'assurer qu'en fin de vie, la batterie ne sera mise aux ordures régulières, ni incinérée, mais bien retournée à son fabricant pour la recycler.

Cette technologie étant déjà bien établie sur le marché, le coût d'un accumulateur Ni-Cd est plutôt faible, mais le prix augmente avec les accumulateurs de haute gamme.

Fournisseurs

Saft, premier fabricant mondial de batteries Ni-Cd pour applications industrielles, propose les batteries *Sunica.plus* spécialement adaptée pour les réseaux électriques autonomes alimentés en énergie solaire ou éolienne. Son siège social se situe en France et la compagnie a une trentaine de bureaux à l'étranger. www.saftbatteries.com

ABB, dont le siège social est en Suisse, est présente dans une centaine de pays, dont le Canada et quelques pays d'Amérique centrale et du Sud et a aussi une expertise mondialement reconnue. Entre autres, elle a gagné le prix *Platts 2003 Global Energy Award* pour sa participation à la conception du plus grand système de stockage au monde, en Alaska (décrit plus loin). La compagnie offre des batteries nickel-cadmium adaptées aux besoins des installations et offre aussi de la formation. www.abb.com

Application dans les réseaux de petite envergure

Les batteries *Sunica.plus*¹ ont été commercialisées en 2004 et ont été utilisées dans quelques applications de réseaux électriques autonomes. En Australie, on les utilise dans

¹ [http://www.saftbatteries.com/130-Catalogue/PDF/com_sun+ fr.pdf](http://www.saftbatteries.com/130-Catalogue/PDF/com_sun+_fr.pdf)

un système hybride générateur diesel et panneaux solaires photovoltaïques qui alimente le système de télécommunications Spencer Gulf Telecasters. En Écosse, elles agissent comme système de stockage pour des phares alimentés à l'énergie solaire.

Les batteries Sunica.plus ont été conçues pour performer dans une gamme de température très étendue, de -20°C à 50°C , mais elles supportent une plage de température allant de -50°C à 70°C . Ceci est un net avantage par rapport aux batteries plomb-acide qui se dégradent substantiellement à une température dépassant les 25°C . Il faut cependant préciser qu'au-delà de 30°C , la durée de vie de la batterie Ni-Cd diminuera de 5% par tranche de 10°C .

De plus, Saft est conscient de l'empreinte écologique des batteries Ni-Cd et valorise le recyclage. C'est pourquoi la compagnie s'assure que 99% des métaux contenus dans la batterie sont recyclés. Donc, à la fin de la vie de la batterie, Saft recommande de retourner la batterie usée au point de collecte le plus près.

À 20°C , la batterie Sunica.plus aura une durée de vie de 8 000 cycles, à une profondeur de décharge de 15%, ce qui correspondrait typiquement à 20 ans. De plus, cette technologie offrirait d'excellentes performances en cyclage, dans des conditions variables. Cependant, ces données sont optimistes et elles doivent être bien comprises : une décharge de 15% est très vite atteinte et la durée de vie diminue avec l'augmentation de la profondeur de décharge. Donc, on peut conclure que cette durée de vie est très optimiste.

Finalement, la batterie Ni-Cd présente de nombreux avantages qui ont leur importance dans le choix d'une batterie adaptée à un climat chaud et dont l'entretien doit être minimal et sécuritaire. Elle offre aussi une longue durée de vie, une technologie fiable et une installation facile. *Saft* affirme qu'aucun remplissage n'est requis avant 4 ans d'utilisation, dépendant de la tension à laquelle est soumise la batterie. De plus, elle est compatible avec les régulateurs de charge standards et, si nécessaire, il est possible de la stocker pendant 12 mois sans qu'elle se décharge, ce qui n'est pas le cas pour d'autres types de batteries où des réactions intrinsèques vont endommager les électrodes ou consommer l'électrolyte.

Plusieurs installations de réseaux électriques autonomes utilisent les batteries Ni-Cd comme système de stockage. Par exemple, en 2003, la compagnie ABB, en partenariat avec Saft, a érigé le plus grand système de stockage au monde, à Golden Valley, en Alaska. Ce dernier comprend quatre modules en parallèle de chacun 3 440 cellules, à un voltage de 5 200 V. La durée de vie est évaluée à 20 ans et a coûté 35M\$. Cette installation peut fournir 27 MW pendant 15 minutes, ou 40 MW pendant 7 minutes. Elle a pour but de faire partir les génératrices du réseau électrique en cas de panne électrique ou de défaillance des systèmes d'alimentation ou de transmission d'électricité.

Batterie Nickel-cadmium	
Description	 <p>Cache-bornes pour éviter les courts-circuits externes</p> <p>Bouchon antidéflagrant avec bouchon étanche pour le transport</p> <p>Poignées</p> <p>Conception monobloc jusqu'à 10 éléments</p> <p>Bac en polypropylène haute résistance</p> <p>Système de remplissage centralisé</p> <p>Le système de remplissage centralisé Saft est disponible en option pour les éléments Sunica.plus de 185 à 1110 Ah.</p> <p>Principaux avantages du système :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Surveillance centralisée des niveaux • Remplissage précis et efficace • Possibilité de collecter les gaz produits et de les évacuer hors du lieu de stockage des batteries <p style="text-align: center;">Batterie Sunica.plus de Saft Batteries</p>
Qualité du service	
<p>Batteries fiables, adaptées à des sources d'énergies intermittentes et aux températures extrêmes. Le rendement dépend grandement de l'utilisation qui en est faite : courant demandé, temps de décharge et profondeurs de décharge. L'effet mémoire est un effet réversible si un entretien est effectué chaque mois. La densité d'énergie est légèrement plus élevée que celle de l'accumulateur au plomb.</p>	
Statut de la technologie	Établie
Contraintes en contexte tropical	Qualification du personnel
Aucune	Simple à opérer, mais requiert du personnel formé.
Ressources requises	Enjeux environnementaux
Ces batteries nécessitent un remplissage d'électrolyte occasionnel et une décharge complète au moins une fois par mois.	Contient du cadmium, lequel est un métal extrêmement toxique.
Fournisseurs	Note
Plusieurs fournisseurs	En moyenne la durée de vie est de 5 ans, soit 2000 cycles décharge/charge. La batterie Sunica.plus de Saft, conçue pour les systèmes d'énergie renouvelable, aurait une durée de vie de 8000 cycles (20 ans), à une profondeur de décharge de 15%.

FICHE 10 — BATTERIE AU LITHIUM-ION

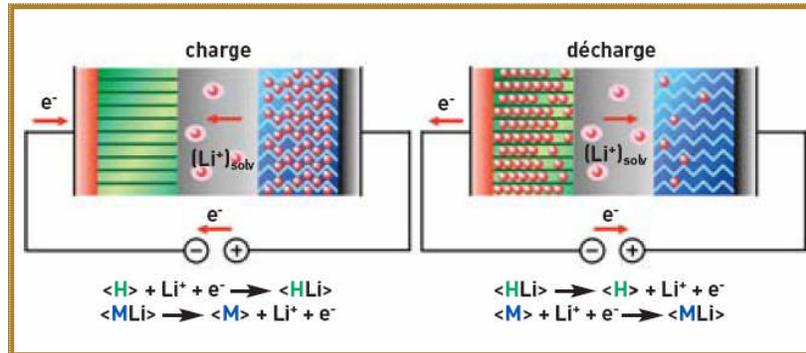
Description

Les technologies de batteries à base de lithium varient selon l'électrolyte et le matériau avec lequel réagit le lithium pour produire de l'énergie. Il existe donc des batteries lithium-ion, lithium-ion polymère, lithium métal polymère (LMP), lithium-air et lithium-phosphate. Les batteries lithium-ion sont celles qui sont actuellement commercialisées, les autres se trouvant encore à l'état de développement et étant principalement dédiées

- **Bonne durée de vie**
- **Fiabilité**
- **Grande densité énergétique**
- **Peu d'effet mémoire**
- **Pas d'auto décharge**
- **Risque incendie**
- **Risque d'explosion**
- **Technologie coûteuse**

au véhicule électrique. La batterie lithium-ion a connu des avancées technologiques permettant d'entrevoir un futur prometteur en tant que système de stockage pour les énergies intermittentes. Sa grande densité énergétique, sa bonne durée de vie et sa fiabilité expliquent sa popularité. Cependant, elle est encore à l'état de recherche pour cette application. De plus, son coût de production élevé restreint ses applications, bien qu'elle soit très prisée en ce moment auprès des industries des ordinateurs portables et téléphones cellulaires, qui peuvent se fabriquer à grande échelle, donc à moindre coût.

Comme l'illustre la figure ci-dessous, la production de courant est le résultat de l'échange réversible d'un ion de lithium entre les deux électrodes de l'accumulateur. L'une est un matériau d'insertion, souvent du dioxyde de cobalt ou de manganèse, formé en couches entre lesquelles s'insèrent les ions lithium, et l'autre est en graphite. L'électrolyte est un sel de lithium (LiPF₆) dans lequel s'effectue le transfert de l'ion et qui évite la dégradation des électrodes. Comme le lithium est un matériau très léger et très réducteur, sa densité d'énergie massique sera très élevée (110 à 160 Wh/kg). Un accumulateur au lithium peut atteindre une tension nominale de 3,6V.



Principe de fonctionnement de l'accumulateur au Lithium ¹

Les électrodes étant très réactives, il est nécessaire d'installer un système électronique de protection afin s'assurer la sécurité d'utilisation de la batterie lithium-ion. En effet, les décharges profondes et les surcharges peuvent causer une explosion. Comme aucun métal n'est formé lors des réactions électrochimiques, la batterie peut produire un grand nombre de cycles sans s'altérer. Les systèmes industriels de grande puissance, destinés à l'aéronautique ou le véhicule électrique, sont conçus pour une durée de vie d'environ 15 ans. Ils possèdent une électronique plus sophistiquée que les plus petits systèmes qui eux, si non utilisés, voient leur durée de vie se réduire à environ 3-4 ans, à cause de la dégradation des électrodes.

À part les avantages de sa forte densité d'énergie massique et volumique, elle n'est pas soumise à une autodécharge importante : même si on ne l'utilise pas pendant un an, elle va conserver la majeure partie (>90%) de sa charge, alors que la plupart des batteries s'autodéchargent. De plus, elle n'est pas sensible à l'effet mémoire, comme la batterie nickel-cadmium, et ne nécessite pas d'entretien mise à part la vérification des conditions d'utilisation sécuritaires.

Cependant, les courants délivrés par les batteries lithium-ion sont plutôt faibles. De plus, leur durée de vie est plus élevée lorsqu'elles sont rechargées après une décharge d'environ 10%, ce qui est vite atteint. D'ailleurs, il faut éviter les décharges en dessous de

¹ Figure tirée du document pdf : *Le stockage des énergies intermittentes*, CLEFS CEA, No 50-51, Hiver 2004-2005, France, p131 disponible en ligne

http://www.cea.fr/energie/l_hydrogene_les_nouvelles_technologies_de_l_ene

2,5 V. Les dangers d'explosion sont moins inquiétants dans les systèmes industriels avec une protection accrue, mais la croissance dendritique du lithium peut provoquer un court-circuit dans la batterie. De plus, il faudra toujours manipuler avec une extrême précaution la batterie, pour éviter les fuites et les réactions explosives de ses composants internes.

Sur le plan environnemental, le lithium réagit avec l'azote, l'oxygène et la vapeur d'eau dans l'air et il est extrêmement corrosif. De plus, le chauffage du lithium peut causer une explosion ou un feu et dégager des fumées irritantes et toxiques pour la santé. Sous forme de gaz, il est très dangereux pour la peau, les yeux et le système respiratoire et une concentration dangereuse est vite atteinte.

Fournisseurs

Beaucoup de fabricants de batteries se sont lancés dans la conception de batteries lithium-ion, surtout pour atteindre le marché potentiel du véhicule électrique. Certains d'entre eux font actuellement de la recherche pour produire des batteries de plus grande puissance, pour des applications industrielles telles que des systèmes de stockage d'énergie renouvelable.

Thunder Sky Energy Group Limited est une compagnie chinoise en plein essor. Elle vend des batteries Lithium-ion de haute qualité et de plusieurs capacités, allant de 40 Ah à 9 000 Ah, avec une tension de décharge de 2,5 V et de charge de 4,5V.

www.thunder-sky.com

Altairnano, une compagnie américaine, a mis sur le marché en septembre 2006 une batterie Lithium-ion en remplaçant l'électrode en graphite par un nano-composite (nanotitanate), ce qui lui confère des meilleures caractéristiques énergétiques et des applications très variées, incluant le stockage des énergies intermittentes. Elle a nommé sa technologie Nano-Safe.

www.altairnano.com/

Ultralife Batteries est une compagnie américaine relativement jeune (1992), mais ses fondateurs font partie des pionniers du développement de la technologie au lithium. Ils se spécialisent dans la conception, la fabrication et la vente de batteries de première qualité, à des fins industrielles, militaires ou de détail.

www.ultralifebatteries.com

Mitsubishi et *Yuasa*, deux compagnies japonaises, ont annoncé leur collaboration pour concevoir des accumulateurs lithium-ion de grande puissance. Ils fourniront des batteries lithium-ion de 50 Ah, pesant 1,7kg et fournissant une tension nominale de 3,7 V à partir de 2009.

Saft, le groupe français de renom pour les batteries, a présenté en octobre 2007 une seconde génération de batteries lithium-ion destinées aux télécoms. Elle fournit une puissance de 4kW en 24V et sa durée de vie est passée à 20 ans, au lieu de 10 ans pour l'ancienne génération.

Application dans les réseaux de petite envergure

Pour l'instant, ce type de batterie n'existe pas comme système de stockage dans des réseaux autonomes. Les batteries lithium-ion pour les systèmes industriels à grande puissance, de plusieurs centaines de watts, sont en développement et sont encore très coûteux à cause des matériaux utilisés et des systèmes électroniques de protection nécessaires pour assurer la sécurité et le maintien de la durée de vie d'une quinzaine d'années.

Batterie lithium-ion	
Description	
<p><i>La batterie lithium-ion est très utilisée dans l'électronique de petite puissance. Cependant, des efforts de R&D sont actuellement en cours, pour développer des batteries à usage industriel. En effet, les caractéristiques de cette batterie laisse envisager leur utilisation dans le stockage d'énergie intermittente.</i></p>	
	
Qualité du service	
<p><i>Sa bonne durée de vie, sa grande densité énergétique et ses caractéristiques intéressantes concernant l'effet mémoire et l'auto décharge sont les principaux atouts de cette technologie. A l'heure actuelle, elle est principalement utilisée pour l'électronique portable. Mais leur développement en tant que système de stockage pour les énergies renouvelables est très prometteur.</i></p>	
Statut de la technologie	<i>Expérimental</i>
Contraintes en contexte tropical	Qualification du personnel
<i>Aucune</i>	<i>Pas de personnel qualifié</i>
Ressources requises	Enjeux environnementaux
<i>Aucune</i>	<i>Nocif en cas d'explosion</i>
Fournisseurs	Note
<i>Plusieurs fournisseurs</i>	<i>aucune</i>

FICHE 11 — BATTERIE AU VANADIUM REDOX

Description

La batterie au vanadium redox (réduction – oxydation) est une technologie d'emmagasinage de l'énergie électrique pour applications de grande taille, dans la gamme de 10kW à 100MW. Elle fût brevetée en 1986 par l'Université de New South Wales, en Australie. Cette batterie stocke l'énergie électrique sous forme chimique par l'entremise d'un électrolyte à base d'acide sulfurique et de vanadium. La particularité du vanadium est d'exister dans 4 états d'oxydation, ce qui permet de produire les électrolytes positif et négatif à partir de la même recette de base.

- Temps de réponse très rapide
- Grande capacité de stockage
- Excellent ratio charge/décharge
- Faible densité énergétique
- Technologie complexe
- Température d'opération < 40°C

L'électrolyte positif contient des ions VO^{2+} et VO_2^+ , l'électrolyte négatif, des ions V^{3+} et V^{2+} . Lorsqu'on charge la batterie, les ions de l'électrolyte positif changent de VO^{2+} à VO_2^+ avec le retrait d'électrons. Dans l'électrolyte négatif, les ions V^{3+} changent en V^{2+} avec l'ajout d'électrons. Lors de la décharge ce processus s'inverse et développe une tension de 1,41V/cellule à 25° C.

La cellule voltaïque est séparée en deux par une membrane d'échange ionique sur laquelle circule d'un côté l'électrolyte positif, de l'autre, l'électrolyte négatif. Les deux demi cellules sont connectées à un réservoir contenant leur électrolyte respectif, réservoir dont le volume est fonction de la capacité de stockage requise de la batterie. La circulation d'un électrolyte entre son réservoir et la demi cellule est assurée par une pompe et une canalisation de retour. La figure suivante illustre le fonctionnement de ce type de système.

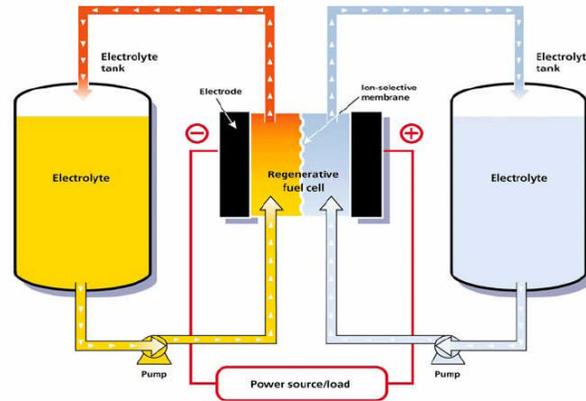


Figure 19.1 - Fonctionnement de la batterie au vanadium redox.¹

Sa faible densité énergétique et sa complexité plus élevée, comparativement à des systèmes d'emmaganage à l'aide de batteries conventionnelles, constituent les principaux désavantages de la batterie au vanadium. Cependant, pour les applications de la gamme dont il est question ici, ces caractéristiques ne constituent pas un inconvénient majeur.

L'avantage principal en est la capacité d'emmaganage limitée uniquement par le volume des réservoirs d'électrolytes. Cette batterie peut être déchargée et laissée dans cet état pour de longues périodes sans effets néfastes. La recharge peut se faire par l'entremise d'énergie électrique ou encore en remplaçant les électrolytes. Un autre avantage de ce type de système c'est qu'en cas de mélange des électrolytes, la batterie ne subit aucun dommage permanent. Son temps de réponse très rapide aux variations de charge, sa grande capacité de surcharge et sa capacité presque illimitée d'emmaganage en font une option intéressante pour le lissage de production électrique de sources variables ou encore comme système de sécurité UPS de grande puissance.

¹<http://www.vrbpower.com/docs/casestudies/VRB-ESS%20-%20Case%20Study%20Rural%20Feeder.pdf>

Principaux acteurs

Sumitomo Electric Industries Ltd. (SEI) détient les droits d'exploitation au Japon où elle a déjà mis 16 unités en service. L'entreprise participe au développement de cette technologie depuis 1985 et construit des unités à destinée commerciale depuis 2001.

VRB Power Systems Inc. (VPS), dont le siège social se trouve à Richmond en Colombie-Britannique, détient les droits en regard au brevet de la technologie *Vanadium Redox Battery Energy Storage system* (VBR-ESS) qu'elle a acquis de SEI en mai 2005. Ses droits d'exploitation sont mondiaux mais excluent le territoire japonais.

Cellenium company ltd. a procédé au développement d'une nouvelle cellule. La différenciation porte sur deux points majeurs : sa structure et l'écoulement s'y fait en série au lieu d'en parallèle ce qui, selon l'entreprise, réduit significativement la consommation d'énergie du système de pompage.

V-Fuel PTY ltd. d'Australie développe présentement la deuxième génération de batterie au vanadium. Cette approche devrait, entre autre, permettre de doubler la densité énergétique du système.

Application dans les réseaux de petite envergure

Comme mentionné ci-dessus, SEI a déjà 16 unités en service au Japon dont l'application première est le lissage de la demande ou la répartition de la production en fonction de la charge. Un système VBR a aussi été mis en fonction en Utah pour remplir les mêmes fonctions de lissage et redistribution. La capacité de cette unité est de 250 kW pendant 8 heures pour un total de 2MWh.

Les caractéristiques de la batterie au vanadium sont, comme mentionné plus haut, très bien adaptées aux applications dans les réseaux autonomes :

- Taux de disponibilité >98%
- Durée de vie (20% - 80% SoC*) 10,000+ cycles
- Efficacité totale du système 65% - 75%
- Ratio de charge/décharge 1,8 :1
- L'électrolyte est réutilisable indéfiniment

* Réfère à l'état de charge de la batterie, en anglais, « State of Charge ».

Depuis novembre 2003, une batterie au vanadium complète un système hybride éolien-diesel à King's Island en Tasmanie, au sud de l'Australie. Le système de production est composé de turbines diesel pour 6 MW (4 fois 1500 kW) et d'une centrale éolienne de 2,45 MW (2 éoliennes de 850 kW et 3 de 250 kW) pour une capacité nominale totale de 8,45 MW. Les caractéristiques du système d'accumulation sont les suivantes :

- Capacité d'emmagasinage : 1100 kWh
- Puissance nominale (continue) : 200 kW
- Puissance de pointe : 400 kW pour 10 secondes / 300kW pour 5 minutes

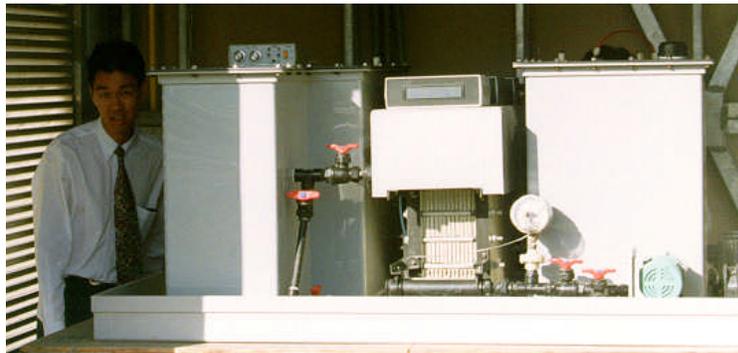
L'utilisation de ce système d'emmagasinage d'énergie contribue à l'augmentation du crédit en capacité des installations éoliennes en réduisant la variabilité de leur production énergétique. Le résultat global évalué par la firme VPS se traduit comme suit :

- Réduction des réserves tournantes : 8hrs/jour soit 440ℓ de carburant/jour
- Augmentation de l'efficacité globale : 400ℓ de carburant/jour
- Récupération d'énergie éolienne : 1100kWh/jour soit 246ℓ de carburant/jour

Notons également que la réduction des réserves utilisées pour compenser la variabilité de la production éolienne entraîne une réduction de la fréquence des arrêts et redémarrages des unités diesel, ce qui réduirait les coûts liés à leur maintenance.

En termes d'entretien la batterie au vanadium requiert du personnel qualifié dans la maintenance et la réparation d'équipements électriques de puissance. En fait, la batterie n'est conçue que de trois parties : les réservoirs et l'électrolyte, l'électronique de puissance (onduleur/redresseur) et la plomberie du système de pompage pour la circulation des électrolytes. Notons cependant que les cellules de la batterie doivent être remplacées à tous les quinze ans, ce qui représente environ 35% du coût initial du système. Le gestionnaire de réseau a, grâce à un système SCADA, le plein contrôle de l'onde de sortie de la batterie.

Les photos suivantes illustrent la variété de dimensions que le système peut prendre en fonction de sa capacité d'emmagasinement. La première montre une unité servant dans un système de production résidentiel constitué de panneaux solaires ; la seconde, une unité d'une capacité de 1,5 MW utilisée pour le lissage de la production d'éoliennes.



Système de production pour le secteur résidentiel



Battery boxes

Electrolyte Tanks

Système de production pour le secteur industriel

Batterie vanadium redox	
Description	
<p><i>La batterie au vanadium redox emmagasine l'énergie électrique sous forme chimique dans deux électrolytes de même nature. La capacité en puissance d'un tel système varie énormément de 5 kW à 1,5 MW et même plus. En termes de kWh, la capacité de stockage dépend directement du volume des réservoirs d'électrolytes.</i></p>	
Qualité du service	<p><i>Son temps de réponse, sa capacité de surcharge, sa très grande capacité de stockage et son excellent ratio charge/décharge sont les principales caractéristiques qui font de ce système une option à considérer pour des réseaux autonomes.</i></p>
Statut de la technologie	<i>Expérimental / Commercial</i>
Contraintes en contexte tropical	Qualification du personnel
<i>La température doit impérativement se situer à tout moment entre 0° C et 40° C.</i>	<i>Requiert un ingénieur pour la surveillance.</i>
Ressources requises	Enjeux environnementaux
<i>Assurer une climatisation et une ventilation de la pièce de stockage.</i>	<i>Aucun</i>
Fournisseurs	Note
<i>Plusieurs fournisseurs</i>	<i>Le coût varie en fonction de la dimension du système : par exemple, un système de 100MWh coûterait environ 325\$/kWh, mais pour chaque kWh supplémentaire le coût marginal serait d'environ 150\$/kWh.</i>

FICHE 12 — VOLANT INERTIEL

Description

Le volant d'inertie, ou volant inertiel (*flywheel*) est une technologie qui présente plusieurs variantes pour différents besoins. Le volant d'inertie emmagasine l'énergie sous forme d'énergie cinétique dans un cylindre par le biais d'un moteur/générateur électrique. Une fois en rotation, l'énergie cinétique stockée dans le système d'accumulation peut être transformée en puissance électrique lorsque nécessaire. Pour minimiser les pertes de friction, le cylindre est placé dans une chambre sous vide et suspendu par des paliers à sustentation magnétique.

- **Coût : 1 900 \$/kW**
- **Temps de réponse**
- **Grande puissance**
- **Technologie coûteuse**

Dans un premier temps, un volant d'inertie est caractérisé par sa puissance maximale et par la quantité d'énergie qu'il peut stocker. D'autres paramètres importants sont :

- La durée d'opération à la puissance maximale et à puissance intermédiaire.
- La puissance maximale et un taux de charge/décharge de 1 :1.
- Les pertes énergétiques par cycle.
- Les pertes énergétiques par temps d'attente.

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.

La capacité du matériel du cylindre à résister aux forces engendrées par la rotation à grandes vitesses est une limite mécanique du développement de ces composantes. Chez les fabricants à l'avant-scène du marché, un matériau composite à base de carbone et de

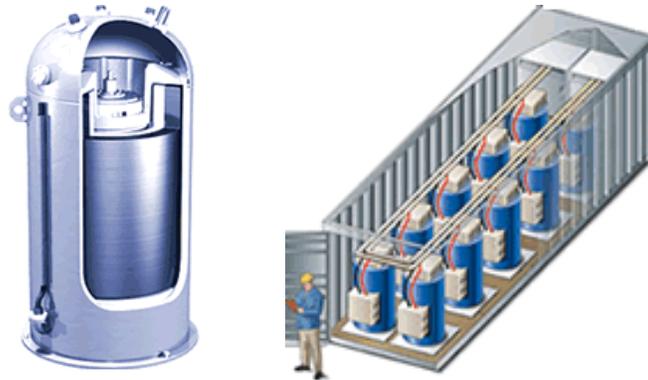
fibres de verre est utilisé. Vu la grande énergie cinétique que posséderait des morceaux de cylindre advenant son démembrement pour survitesse ou défaut de fabrication, la chambre sous vide est aussi considérée comme élément de sécurité et est conçu pour contenir une telle éventualité.

En fonction de son design, le système peut être optimisé pour la décharge lente ou rapide de l'énergie emmagasinée. Optimisé pour une décharge lente, on nomme le système roue d'énergie (« Energy wheel »); optimisé pour la capacité de charge et décharge rapide, on le nomme roue de puissance (« Power wheel »). Cette distinction dépend de la capacité d'emmagasinage d'énergie mécanique du système par rapport à la puissance de la motorisation et de l'électronique utilisée. Il faut noter que pour cause de manque de rentabilité, le développement des roues de puissance a généralement été abandonné en faveur des roues d'énergie.

Par ses caractéristiques, le volant inertiel est particulièrement bien adapté aux applications de maintien de la qualité de l'onde. Sa caractéristique distinctive première est sa très rapide capacité d'absorption et de réinjection de l'énergie dans le réseau lorsque les générateurs surproduisent ou lorsque la demande est plus forte que la puissance fournie. Toutefois, la quantité d'énergie stockable par un tel système n'est pas de l'échelle requise pour faciliter l'intégration d'une ressource intermittente comme l'éolien dans un réseau de petite envergure. En effet, les unités économiquement viables sont conçues pour avoir un temps de décharge de quelques secondes à un peu plus d'une minute.

Principaux acteurs

Beacon Power semble avoir une longueur d'avance, en termes de développement technologique, comparativement aux autres fabricants de ce type de système de stockage. Il commercialise sous le nom *Smart Energy Matrix* (SEM) un système de stockage d'énergie à volants inertiel qui se veut une solution à long terme pour la régulation de la fréquence d'un réseau électrique. Il s'agit d'une matrice en parallèle de 10 volants inertiels de 25 kW chaque qui loge dans un conteneur de transport de 30 pieds. Cette matrice emmagasine assez d'énergie pour fournir 1 MW pendant 15 minutes à 480 VAC « in and out ». Le coût de ce système est de 1,65 million de \$ US. Des matrices peuvent être ajoutées de façon modulaire afin d'augmenter la capacité de stockage.



L'emmagasinement d'énergie sur volant d'inertie se compare avantageusement aux autres technologies de stockage d'énergie à cause des caractéristiques suivantes¹ :

- 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.
- La même matrice peut fournir plus de 1MW temporairement (voir graphique de taux de décharge).
- 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 affectées par les variations de température sur une plage de -45C à 50C.
- Pas d'enjeux environnementaux.
- Durée de vie de 20 ans.

¹Lazarewicz L. Matthew Et Rojas Alex, Grid Frequency Regulation by Recycling Electrical Energy in Freewheels, www.beaconpower.com/products/EnergyStorageSystems/docs/Grid%20Freq%20Reg%20White%20Paper.pdf.

Delivered Power (10-unit Matrix)

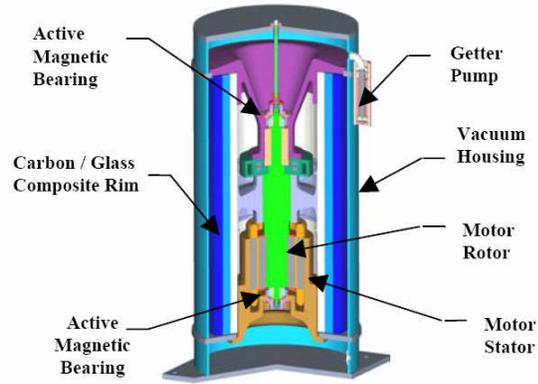
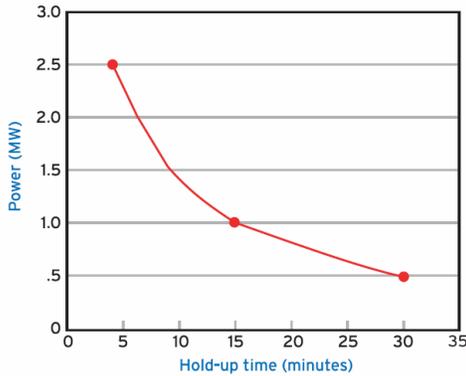


Figure 12. Energy Storage Module Assembly

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 neuf autres unités de la matrice performant sans que l'on doive fermer le système. Le SEM ne requiert qu'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 les composantes étant soudées.

Autres fournisseurs

Le volant inertiel est nouvellement commercialisé pour des applications de gestion de réseaux électriques. La compagnie canadienne *Flywheel Energy System inc.* fait la mise au point d'une unité d'une capacité d'un mégawatt. Du côté américain, *AFS Trinity* est elle aussi en phase expérimentale pour un volant inertiel qui servirait à la gestion du réseau électrique. La compagnie *Active Power* semble aussi être prête, mais *Beacon Power* du Massachusetts semble avoir pris une avance sur ses concurrents.

Application dans les réseaux de petite envergure

Les volants inertiels ont une excellente capacité à absorber des variations rapides de production et de charge. Toutefois, la quantité d'énergie qu'ils peuvent stocker n'est pas suffisamment grande pour leur permettre d'absorber la production excédentaire d'un parc éolien et la fournir au réseau aux moments où la production du parc tombe.

Les bénéfices que des volants inertiels peuvent apporter à un réseau de ce type 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.

Toutefois, le dimensionnement optimal d'un système et l'évaluation de ses bénéfices dépasse le cadre de la présente étude.

Volant d'inertie	
Description	
<p><i>Le volant d'inertie absorbe de l'énergie excédentaire en mettant en rotation un disque lourd, suspendu par des paliers de lévitation magnétique dans une chambre à vide afin de réduire la friction. Une fois en rotation, l'énergie cinétique du disque est transformée en puissance électrique lorsque l'énergie est requise.</i></p>	
Qualité du service	
<p><i>Les volants d'inertie offrent de grandes puissances avec peu d'énergie. Ils sont donc utiles pour absorber des fluctuations rapides de production ou de charge.</i></p>	
Statut de la technologie	<i>Expérimental / Commercial</i>
Contraintes en contexte tropical	Qualification du personnel
<i>Aucune</i>	<i>Pas de personnel requis pour l'opération.</i>
Ressources requises	Enjeux environnementaux
<i>Aucune</i>	<i>Aucun</i>
Fournisseurs	Note
<i>Plusieurs fournisseurs</i>	<i>Aucune</i>

Bibliographie

Table des matières

- 1) Énergies renouvelables
- 2) Éolienne
- 3) Solaire photovoltaïque
- 4) Solaire thermodynamique
- 5) Biomasse, biodiesel et biogaz
- 6) Hydrolienne
- 7) Batterie plomb-acide
- 8) Batterie Nickel-Cadmium
- 9) Batterie lithium
- 10) Batterie Vanadium
- 11) Volants d'inertie
- 12) Autres sites d'intérêt

1) *Énergies renouvelables*

Ressources Naturelles Canada

<http://www.canren.gc.ca/>

Centre Info-Énergie

<http://www.centreinfo-energie.com/silos/ET-CanEn01.asp>

NREL, National Renewable Energy Laboratory

<http://www.nrel.gov/>

RISOE, Danemark

<http://www.risoe.dk/>

RETSSCREEN

<http://www.retscreen.net/>

Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie

<http://www.iepf.org/>

Étape énergie

<http://www.etapenergie.com/>

Énergies Renouvelables

<http://www.energies-renouvelables.org/>

U.S. Department of Energy, Energy efficiency and Renewable Energy

<http://www.eere.energy.gov/>

National Energy Foundation, U.K.

<http://www.nef.org.uk/actonCO2/renewableenergy.htm>

2) *Éolienne*

Hydro-Québec, *Comprendre l'éolien*

<http://www.hydroquebec.com/comprendre/eolienne/index.html>

Association Danoise de l'énergie Éolienne, *La ressource éolienne*
<http://www.windpower.org/fr/tour/wres/index.htm>

Hunter R., Elliot G., *VWind-Diesel Systems*, Cambridge University Press, U.S.A., 1994,
ISBN-13: 978-0-521-02084-8

Heier S., *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, U.S.A., John Wiley &
Sons, U.S.A., 2006, ISBN-13: 978-0-470-86899-7

Manwell J.F., McGowan J.G., Rogers A.L., *Wind Energy Explained*, John Wiley, U.S.A.,
2003, ISBN: 0-471-49972-2

Associations

Association Canadienne de l'énergie Éolienne
<http://www.canwea.ca/>

American Wind Energy Association
<http://www.awea.org/>

The European Wind Energy Association
<http://www.ewea.org/>

Finnish Wind Power Association
http://www.tuulivoimayhdistys.fi/index_en.htm

Sociétés

G.E. Wind Energy
http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/index.htm

AAER Systems
<http://www.aaersystems.com/>

Enercon
<http://www.enercon.de/fr/home.htm>

Vergnet

<http://www.vergnet.fr/>

3) *Solaire Photovoltaïque*

Solar Energy Laboratory, School of Engineering Science, University of Southampton

<http://www.southampton.ac.uk/~solar/>

Wikipédia, anglophone

<http://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaics>

EuroObserver, *Baromètre du Photovoltaïque*, Avril 2005

http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro166.pdf

U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, Solar Energy Technology

<http://www1.eere.energy.gov/solar/photovoltaics.html>

4) *Solaire Thermique*

SES, Sterling Energy Systems

http://www.stirlingenergy.com/solar_overview.htm

Wikipédia, anglophone

http://en.wikipedia.org/wiki/Solar_thermal_energy

Solar Developments

<http://www.solardev.com/SEIA-makingelec.php>

Solarthermal Electric

<http://www.solarthermalelectric.com/>

Associations

European Photovoltaic Industry Association

<http://www.epia.org/>

The Canadian Solar Industries Association

<http://www.cansia.ca/>

Swissolar, Association Suisse des professionnels en énergie solaire

<http://www.solarpro.ch/indexf.php>

American Solar Energy Society

<http://www.ases.org/>

ISES, International Solar Energy Society

<http://www.ises.org/ises.nsf!Open>

Sociétés

Wattsun

<http://www.wattsun.com/>

Soluzusa

<http://www.soluzusa.com/>

Ava Solar

<http://www.avasolar.com/>

5) Biomasse, Biogaz et Biodiesel

Wikipédia, francophone

[http://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse_\(%C3%A9nergie\)](http://fr.wikipedia.org/wiki/Biomasse_(%C3%A9nergie))

Ressources Naturelles Canada, Bioénergies - Publications

http://www.canren.gc.ca/prod_serv/index_f.asp?CaId=130&PgId=730

Encyclopédie Canadienne HISTOR!CA, Énergie de la Biomasse

<http://www.thecanadianencyclopedia.com/index.cfm?PgNm=TCE&Params=f1ARTf0000758>

Centre Info-Énergie, Électricité - Biomasse

<http://www.centreinfo-energie.com/silos/Biomass/ET-B.asp>

Canadian Clean Fuels

<http://www.canadacleanfuels.com/biodiesel.html>

Associations

Gouvernement du Canada, Réseau Canadien d'innovation dans la biomasse

<http://www.cbin.gc.ca/index-f.html>

Conseil Québécois du Biodiesel

<http://www.biodieselquebec.org/>

AEBIOM, European Biomass Association

<http://www.aebiom.org/>

Sociétés

ÖKOBIT, Biogaz

<http://www.oekobit.com/fr/index.html?adwords=biogaz&gclid=CJTz6fa405ECFQEelgodJzfeaA>

Rothsay Biodiesel

<http://www.rothsaybiodiesel.ca/en/>

6) Hydrolienne

Wikipédia, francophone

<http://fr.wikipedia.org/wiki/Hydrolienne>

Génération

<http://generationsfutures.chez-alice.fr/energie/hydrolienne.htm>

CA-OE, Coordinated Action on Ocean Energy

<http://www.ca-oe.net/home.htm>

Sociétés

Marine Turbines

www.marineturbines.com

Wave Dragon

<http://www.wavedragon.net/>

Finavera

<http://finavera.com/>

OPT, Ocean Power Technologies

<http://www.oceanpowertechnologies.com>

Oceanlinx

<http://www.oceanlinx.com/>

Florida Hydro, Hydroliennes

http://www.kolmic.com/Hydrolienne.cfm?dn=floridahydro.com&pid=2PO33WL88&pt=2&sp=1&q=06oENya4ZGJbKUjvGmG6lux1AFc3IkG1eVMLijpd2YEkUK2oM7K2B1fLgTNJX-H3iRIG_t90k62NPeO7GrTenobzNjqvKBr9-7gPwgZTCvUcYfv4xY_s4FlzQpfJf6wsynx1aMNZB7wOQSdggK61SWGvCFNAAoYVznIL3dm9Iz1_mauik-2yoRwxuzLiLT_DSXjuvqxCdMkc8JuUolCaP-kMVSIBPDqnGOH1DscAYU.,YT0z&vid=1203692654_2X03X755836218&rpt=1&kt=4&kp=3

7) Batteries plomb-acide

Wikipédia, anglophone

http://en.wikipedia.org/wiki/Lead-acid_battery

Sociétés

Batteries Expert

<http://www.batteriesexpert.com/SiteInternet/BatteriesExpert/Navigation/PAGEHTML/Batterie.htm>

Panasonic

<http://www.panasonic.ca/french/accumulateurs/accumulateurs/vrla.asp>

Discover-Energy

www.discover-energy.com/

8) Batterie nickel-cadmium

Wikipédia, Anglophone

http://en.wikipedia.org/wiki/Nickel-cadmium_battery

Energy Training for Europe, Hybrid Systems

http://www.energytraining4europe.org/english/training/guide_res/hybrid_02.htm

IBL, Industrial Batteries Ltd

http://www.ibluk.co.uk/application_note_2_renewable_energy.pdf

Sociétés

SAFT

www.saftbatteries.com

ABB

www.abb.com

IBL

<http://www.ibluk.co.uk/>

9) Batterie au lithium

Commissariat à l'énergie Atomique, France

<http://www.cea.fr/var/plain/storage/original/application/a573551b2630f04448c1defcb13285eb.pdf>

Wikipédia, francophone

http://fr.wikipedia.org/wiki/Accumulateur_lithium

Panasonic

http://www.panasonic.com/industrial/battery/oem/images/pdf/Panasonic_LiIon_Overview.pdf

BatScap

<http://www.batscap.com/la-batterie-lithium-metal-polymere/technologie.php>

SAFT

http://www.saftbatteries.com/000-corporate/pdf/21-07_fr.pdf

Argonne National Laboratory

http://www.cmt.anl.gov/science_and_technology/Batteries/Publications/Lithium-Ion_Battery_Research.pdf

Sociétés

Thunder-Sky

<http://www.thunder-sky.com/>

Altairnano

<http://www.altairnano.com/>

Ultralife Batteries

<http://www.ultralifebatteries.com/>

10) Batterie au vanadium

VRB Power, Case studies

<http://www.vrbpower.com/publications/casestudies.html>

University of South Wales, School of Chemical Science and Engineering

<http://www.vrb.unsw.edu.au/>

Bindner H., *Vanadium redox-flow battery – Installation at Risoe for characterisation measurements*, Wind Energy Department, Risoe National Laboratory
<http://www.vrbpower.com/docs/casestudies/VRB%20-%20Installation%20at%20Riso%20for%20characterisation%20measurements.pdf>

Sociétés

VRB Power
<http://www.vrbpower.com/>

Sumitomo Electric
<http://www.sei.co.jp/>

11) Volants d'inertie

Wikipédia, anglophone
http://en.wikipedia.org/wiki/Flywheel_energy_storage

Beacon
<http://www.beaconpower.com/products/EnergyStorageSystems/SmartEnergyMatrix.htm>

Bindner H., *Vanadium redox-flow battery – Installation at Risoe for characterisation measurements*, Wind Energy Department, Risoe National Laboratory
<http://www.vrbpower.com/docs/casestudies/VRB%20-%20Installation%20at%20Riso%20for%20characterisation%20measurements.pdf>

Bernard N., et al., *Flywheel Energy Storage Systems in Hybrid and Distributed Electric Generation*, SATIE – École Supérieure de Cachan, [France], 2003
http://www.bretagne.ens-cachan.fr/pdf/mecatronique/EnergiesRenouv/Flywheel_Bernard_PCIM2003.PDF

AFS Trinity Power Corporation, *Flywheel Energy Storage System – Final report for the California Energy Commission*, [U.S.A.], 2004
http://www.energy.ca.gov/reports/2004-04-07_500-04-014.PDF

Lazarewickz M.L., Rojas A., *Grid Frequency Regulation by Recycling Electrical Energy in Flywheels*, [U.S.A.], IEEE, Vol. 2, p. 2038 – 2042, 2004

<http://www.beaconpower.com/products/EnergyStorageSystems/docs/Grid%20Freq%20Reg%20White%20Paper.pdf>

Sociétés

Beacon Power

<http://www.beaconpower.com/>

Flywheels Systems Inc.

<http://www.magma.ca/~fesi/>

Active Power

<http://www.activepower.com/>

12) Autres sites d'intérêt

Agence Internationale de l'Énergie

<http://www.iea.org/>

Energy Information Administration, U.S.A.

<http://www.eia.doe.gov/>

Ministère de l'économie des finances et de l'emploi, France

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/recherche/ee-stockage-elec.htm>

Ministère de l'Écologie du Développement et de l'Aménagement Durables, France

<http://www.industrie.gouv.fr/energie/sommaire.htm>

Wikipédia, anglophone, Stockage d'énergie

http://en.wikipedia.org/wiki/Grid_energy_storage

Battery University

<http://www.batteryuniversity.com/>

Enersol

<http://www.enersol.org/>