

ANNEXE 3
RÉPONSE À LA QUESTION 46.1



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

TECHNOLOGIES PERMETTANT DE RÉDUIRE L'UTILISATION DU DIESEL DANS LES TERRITOIRES DES RÉSEAUX AUTONOMES D'HYDRO-QUÉBEC

Préparé par :

Philip Raphals

Søren Krohn

Martin Tampier

Préparé pour :

Hydro Québec

Direction Régionale – Réseaux Autonomes

Planification du Réseau

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

15 mai 2006

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	1
2. CONTEXTE	1
3. REMARQUES GÉNÉRALES	3
4. MÉTHODOLOGIE DE CALCULS ET PARAMÈTRES UTILISÉS	4
5. ORGANISATION DES FICHES	7
6. FICHES TECHNIQUES	10
6.1. Réseau de chauffage urbain	10
Fiche 1 : Chauffage urbain (cogénération)	11
6.2. Électricité thermique	21
Fiche 2 : Cogénération à la biomasse	22
Fiche 3 : Biodiesel	29
Fiche 4 : Biogaz	35
Fiche 5 : Microturbines à gaz	40
6.3. Électricité renouvelable	45
Fiche 6 : Énergie marémotrice	46
Fiche 7 : Énergie hydrocinétique	54
Fiche 8 : énergie des vagues	59
Fiche 9 : Solaire photovoltaïque	65
Fiche 10: Petites éoliennes	70
6.4. Énergie thermique	76
Fiche 11 : Thermopompes	77

Fiche 12 : Solaire thermique	83
Fiche 13 : Fournaies plus efficaces	87
Fiche 14 : Fournaies à granules de bois	92
Fiche 15 : Stockage de chaleur	99
6.5. Stockage d'énergie	104
Fiche 16 : Hydrogène avec piles à combustibles	105
Fiche 17 : Stockage par air comprimé	115
Fiche 18 : Pompage hydraulique	120
Fiche 19 : Volant d'inertie	125
Fiche 20 : Hyper condensateurs	129
Fiche 21 : Demande d'électricité différable ou optionnelle	134
7. CONCLUSIONS	138
7.1. Production d'électricité et cogénération	142
7.2. Stockage d'électricité	143
7.3. Chaleur	144
7.4. Comparaisons	145
7.5. Technologies prometteuses	146
7.6. Prochaines étapes	147
ANNEXE I – GRAPHIQUES SOMMAIRES	149
ANNEXE II – PROGRAMMES FÉDÉRAUX SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	154

1. INTRODUCTION

Ce rapport présente une série de fiches techniques décrivant les technologies potentiellement utilisables dans les réseaux autonomes dans le Nord du Québec. Ces fiches renseignent sur une gamme d'aspects de chaque technologie, y compris :

- le coût par kilowatt et par kilowattheure produit,
- la performance anticipée dans un climat froid,
- les contraintes de construction, d'opération et de maintenance,
- les qualifications requises du personnel,
- l'intégration avec le réseau électrique et les sources d'électricité existantes,
- le statut de la technologie et les fournisseurs potentiels,
- la durée de vie de l'équipement,
- les contraintes liées aux ressources locales,
- le déplacement de diesel ou de mazout, et
- les émissions de gaz à effet de serre (GES).

Tel que précisé dans notre soumission, les fiches sont précédées de dossiers de quelques pages qui élaborent les caractéristiques techniques de chaque technologie, l'évolution passée et prévue de ses coûts, ou les possibles synergies avec d'autres technologies et approches.

2. CONTEXTE

Hydro-Québec dessert environ une vingtaine de réseaux autonomes qui sont alimentés par des groupes diesel. La substitution du diesel par des ressources renouvelables était déjà un objectif important même avant la hausse récente des prix des carburants fossiles. Dans la conjoncture actuelle, cet intérêt est devenu pressant.

En principe, le coût élevé des carburants fossiles dans les réseaux autonomes devrait ouvrir la porte à des alternatives basées sur les énergies renouvelables qui sont encore trop chères dans les régions ayant accès au réseau principal. Cette étude explore donc le potentiel de ces alternatives

pour réduire les besoins en carburants fossiles tout en maintenant la stabilité et la fiabilité du réseau électrique.

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

En même temps, le marché des technologies en énergie renouvelable a évolué fortement au cours des années passées. Plusieurs des nouveaux concepts et technologies présentés ici pourraient être employés pour alléger la situation dans les réseaux autonomes, tout en respectant le principe de la durabilité et les obligations du Canada vis-à-vis de la réduction des émissions de GES. Certaines de ces technologies sont déjà disponibles à des coûts concurrentiels dans le contexte des réseaux autonomes. D'autres sont encore plus chères que le diesel, mais pourraient devenir rentables à court ou moyen terme, dû entre autres aux améliorations technologiques. Il existe aussi des technologies émergentes qui ne sont pas encore disponibles au niveau commercial, mais qui achèveront probablement cette maturité d'ici quelques années. Il est conseillé de surveiller le développement de celles-ci au cours des années à venir pour réévaluer leur potentiel de contribution aux besoins des réseaux autonomes.

Les besoins en chaleur sont également pourvus par les produits pétroliers dans les réseaux autonomes. Trouver des alternatives basées sur la biomasse, les thermopompes, la cogénération ou le solaire thermique pourrait offrir des opportunités de réduire le coût annuel des services mais aussi les émissions de GES. Ces alternatives permettraient de poursuivre un chemin plus durable et de remédier à la hausse de demande pour les carburants tout en évitant l'aggrandissement des réservoirs existants. Dans l'optique de minimiser les coûts économiques et environnementaux pour répondre aux besoins énergétiques des communautés éloignées, il importe d'élargir nos horizons au-delà de la fourniture d'électricité, pour identifier les synergies importantes qui peuvent exister entre les diverses activités de la Direction Régionale Réseaux Autonomes, d'une part, et ses clients, de l'autre.

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

3. REMARQUES GÉNÉRALES

L'objectif des fiches contenues dans ce rapport est de présenter un survol de différentes énergies renouvelables et technologies dans l'énergie, survol qui constitue un premier pas dans l'évaluation de la technologie pour les réseaux autonomes dans le Nord du Québec. Ces technologies ont été retenues parce qu'elles offrent des solutions potentiellement intéressantes, d'un point de vue économique et environnemental, aux demandes d'énergie dans ces petites communautés isolées.

Aucune des fiches n'a l'ambition de présenter un examen exhaustif de la technologie en question. Cette approche se veut plutôt un outil qui permettra aux gestionnaires d'Hydro-Québec de faire une *évaluation préliminaire* de l'applicabilité de chacune des technologies au contexte local.

Notre mandat excluait certaines technologies, soit parce qu'elles ont récemment fait l'objet d'un compte rendu dans d'autres publications, soit parce qu'il s'agit de technologies qui sont déjà mises en oeuvre par Hydro-Québec. C'est le cas de la génération au diesel, des petits et grands barrages et également, avec les rapports récents de l'IREQ, du jumelage éolien-diesel à haute pénétration. L'incinération des déchets ne fait pas partie des technologies incluses dans notre mandat, même s'il aurait pu être intéressant de l'intégrer.

D'autres technologies qui auraient pu faire l'objet d'un examen de ce type incluent les concentrateurs solaires (comme celui utilisé dans la communauté d'Okotoks en Alberta), les turbines à gaz centralisées, les installations de chauffage urbain (autre que cogénération), et les nouveaux types de batteries pour le stockage (dont notamment la batterie redox à vanadium). Il serait également important d'étudier les synergies résultantes de la combinaison de différents systèmes. Soulignons cependant qu'il n'est pas toujours possible de tirer des conclusions sans modéliser en détail une situation particulière.

Il faut également souligner que la portée de ce mandat n'inclut pas l'évaluation des ressources naturelles de chaque communauté en termes de potentiel éolien, hydroélectrique, de biomasse ou de géothermie, ni un inventaire des infrastructures existantes, des conditions géotechniques et des routes, des aspects logistiques, ou autres, reliés à la géographie locale. Ces limites empêchent les auteurs d'en venir à une conclusion quelconque concernant la convenance des différentes

technologies pour une communauté donnée, et signifient également que toutes les estimations de coûts devraient être considérées comme des calculs synthétiques, qui pourraient ne pas convenir aux contextes réels des villages.

Alors que nous avons tenté de faciliter la comparaison entre les fiches, il est important d'en reconnaître les limites. Le haut degré d'incertitude associé avec des estimations génériques de ce type, combiné avec le fait que, pour chaque fiche, nous avons essayé de décrire la configuration la plus plausible, fait en sorte que les coûts associés à chaque technologie sont précisés à titre indicatif et ne sont pas nécessairement strictement comparables.

Cela dit, les fiches sont construites de manière à pouvoir facilement modifier leurs différents paramètres. Cela s'applique aux coûts de transport, aux principes d'amortissement, aux coûts des carburants ou à d'autres aspects. Il est prévu qu'Hydro-Québec s'appuiera sur son expérience pour ajuster les calculs selon ses besoins.

4. MÉTHODOLOGIE DE CALCULS ET PARAMÈTRES UTILISÉS

Lorsque cela était possible, nous avons tenté d'estimer le coût de revient des technologies examinées. Cet exercice est truffé de difficultés, dues notamment aux grandes différences entre une communauté et une autre à l'égard, par exemple, de la disponibilité des ressources et de leur qualité, des coûts requis pour intégrer de nouvelles ressources au réseau existant, et du besoin de nouvelles capacités de production. À cela s'ajoute les profils de production très différents des différentes technologies, ainsi que l'évolution rapide des coûts de celles qui sont en voie de maturation. Nos estimations de coût se basent, lorsque possible, sur des coûts réels des installations existantes. Or, les coûts d'un projet pilote sont inévitablement beaucoup plus élevés qu'ils le seront une fois la maturité commerciale atteinte. Pour toutes ces raisons, les coûts présentés ici ne sont qu'une première approximation.

Le RETSCREEN, un logiciel canadien pour évaluer la production énergétique, le coût du cycle de vie et la réduction des émissions de GES pour certaines technologies renouvelables, fut employé lorsque cela était pertinent. Dans le cas des analyses RETSCREEN, nous avons choisi la latitude 55°, paramètre important pour certaines technologies comme le solaire. C'est une latitude moyenne pour le Québec du Nord (Schefferville), mais certaines communautés peuvent être situées plus au nord que 60° de latitude.

Tableau Valeurs de base utilisées pour les calculs de rendement

Paramètre	Valeur
Coût présent de l'électricité (diesel)	0,40 \$/kWh
Coût de diesel (livré)	1,23 \$/litre
Coût de mazout (livré)	1,09 \$/litre
Utilisation du carburant diesel	0,3 l/kWh
Émissions diesel (groupe électrogène)	800 kg CO ₂ /MWh 0,3 kg PM ₁₀ /MWh ¹ 10 kg NO _x /MWh ¹ 0,25 kg SO ₂ /MWh ¹
Émissions mazout (chauffage résidentiel d'eau et d'air, efficacité moyenne de 73,5%)	340 kg CO ₂ /MWh _{th} 0,1 kg PM ₁₀ /MWh _{th} 4,2 kg NO _x /MWh _{th} 0,11 kg SO ₂ /MWh _{th}
Contenu en énergie mazout/diesel	37,9 MJ/litre
Efficacité d'un système chauffage au mazout	76% (efficacité moyenne)
Efficacité d'une chaudière d'eau	65%
Surcoût d'installation aux réseaux autonomes	variable selon la technologie
Latitude géographique	55°
Valeur d'un crédit de CO ₂	15 \$ par tonne

¹ <http://www.ecy.wa.gov/programs/air/PDFS/Non-roadDieselStudy.pdf>, p. 60; diesel à bas contenu en soufre (0,05%)

Le déplacement de diesel fut calculé sur la base d'une consommation de 0,3 litre par kWh produite, ou sur la base d'une efficacité du chauffage d'air de 76% (74% pour la moyenne du chauffage d'air et eau). Le diesel et le mazout sont traités comme équivalents. Ainsi, pour une technologie qui diminue l'utilisation de mazout mais augmente celle de l'électricité diesel, ou vice versa, c'est le net entre les deux combustibles qui est utilisé aux fins de l'analyse.

Le déplacement en émissions de gaz d'effet de serre fut calculé de la même façon, sur la base de 2,66 kg de CO₂ par litre de diesel ou de mazout. Ce chiffre comprend seulement les émissions directes lors de la combustion; il ne tient pas compte ni des émissions pour la production du combustible, ni de celles attribuables à la production des équipements. Les fiches donnent alors une première estimation de l'effet de chaque technologie en ce qui concerne les réductions en émissions, mais elles ne remplacent pas de calculs plus détaillés sur un projet précis.

Le coût de combustible diesel utilisé est de 67 ¢ le litre avant taxes (96 ¢ avec taxes). C'est le prix de février 2006, qui correspondait à un prix d'environ 60 \$ le baril de pétrole.

Les coûts d'investissement ont été estimés en distinguant les coûts d'acquisition et d'installation. Le coût d'acquisition est majoré par un coût de transport, qui peut varier selon la relation entre le poids et le coût d'un équipement. Pour un groupe diesel, le coût de transport est

estimé à 100 % du coût d'acquisition; pour des panneaux photovoltaïques, on l'estime à seulement 10 % du coût de l'équipement.

En ce qui concerne le coût d'installation, les coûts typiques pour le sud sont majorés par un surcoût pour les régions éloignées. En règle générale, nous avons estimé ce surcoût à 50 % du coût de base de l'installation.

Pour les coûts en capital des équipements, suivant l'approche suggérée par HQRA, nous avons estimé les coûts de la première année, y compris les frais financiers et l'amortissement, comme étant égal à 10 % de l'investissement total. Notons cependant que cette approche a l'effet de surestimer d'une part les coûts en capital pour des équipements ayant une très longue durée de vie, comme par exemple les actifs d'un réseau municipal de distribution de chaleur (fiche 1) ou d'un système d'accumulation par pompage hydraulique (fiche 17), et de sous-estimer d'autre part ces coûts pour les actifs de courte vie utile, comme par exemple les piles à combustibles (fiche 16).

Dans le tableau suivant, cette approche de calcul est appliquée à la production d'électricité par des groupes électrogènes fonctionnant au diesel, d'une part, et par le chauffage résidentiel à base de mazout d'autre part. Ces calculs nous donnent des coûts de 40,4 ¢ par kWh pour l'électricité, et de 15,7 ¢ par kWh_{th} pour le chauffage, incluant les coûts en capital. Les coûts unitaires d'opération seraient légèrement plus bas, soit 37,5 ¢/kWh pour le diesel et 14,0 ¢/kWh pour le chauffage au mazout.

COÛT DE REVIENT

		diesel par unité 1000	par kW 1	mazout par unité 12	par kW 1
puissance installée, kW (système type)					
investissement requis (\$/système)					
coût d'acquisition		850 000 \$	850 \$	3 000 \$	250 \$
coût d'installation 15%		150 000 \$	150 \$	560 \$	47 \$
transport 100%		850 000 \$	850 \$	600 \$	50 \$
surcoût installation 50%		75 000 \$	75 \$	280 \$	23 \$
Total investissement requis		1 925 000 \$	1 925 \$	4 440 \$	370 \$
Paramètres spécifiques					
facteur d'utilisation		75,0%	75,0%	0,0%	0,0%
MWh annuelle par système		6570,0	6,6	42,5	3,5
durée de vie (ans)		10	10	10	10
Coûts annuels					
Frais fixes					
- Amortissement et intérêts 10%		192 500 \$	193 \$	444 \$	37 \$
- O&M fixe		- \$	- \$	280 \$	23 \$
- total Frais fixes		192 500 \$	193 \$	724 \$	60 \$
Frais variables					
- diesel/mazout		2 432 214 \$	2 432 \$	5 762 \$	480 \$
- O&M variable		32 850 \$	33 \$	202 \$	17 \$
- total Frais variables		2 465 064 \$	2 465 \$	5 964 \$	497 \$
Total Coûts annuels		2 657 564 \$	2 658 \$	6 688 \$	557 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)			40,4		15,7
Coût unitaire d'opération (¢ /kWh)			37,5		14,0

5. Organisation des fiches

Les fiches qui suivent sont présentées dans cinq groupes. Soulignons que plusieurs des technologies étudiées peuvent être développées de façon centralisée ou décentralisée. Lorsque cela est pertinent, les deux options sont examinées à l'intérieur d'une seule fiche.

5.1. Réseau de chauffage urbain

Ce groupe consiste en une seule fiche, qui présente les coûts d'installation d'un réseau de chauffage urbain. La mise en place d'un tel réseau ouvre la porte à plusieurs technologies de cogénération ou de production centralisée de chaleur.

5.2. Électricité thermique

Le deuxième groupe présente quatre technologies de production thermique d'électricité, dont trois utilisant des combustibles de source renouvelable. Ce sont :

- fiche 2: centrale de cogénération à la biomasse,
- fiche 3: remplacement du diesel fossile avec biodiesel,
- fiche 4: biogaz, et
- fiche 5: microturbines.

Quoiqu'elle utilise du combustible diesel, cette dernière technologie est analysée notamment à cause de son grand potentiel pour la cogénération, ce qui permettrait de réduire l'utilisation de mazout.

5.3. *Électricité renouvelable*

Ce troisième groupe présente cinq technologies de production d'électricité de source renouvelable. Ce sont :

- fiche 6: électricité marémotrice,
- fiche 7: énergie hydrocinétique,
- fiche 8: énergie des vagues,
- fiche 9: énergie photovoltaïque, et
- fiche 10: petites turbines éoliennes.

5.4. *Énergie thermique*

Le quatrième groupe présente cinq technologies de production de chaleur, dont trois sont de source renouvelable. Ce sont :

- fiche 11: thermopompes,
- fiche 12: solaire thermique,
- fiche 13: fournaies à haute efficacité,
- fiche 14: fournaies à granules de bois, et
- fiche 15: stockage de chaleur.

5.5. Stockage d'électricité

Ce dernier groupe présente sept technologies de stockage d'électricité, dont les caractéristiques et donc les applications potentielles sont très différentes. Toutes les fiches sur des options de stockage d'électricité prennent comme hypothèse la présence d'un parc éolien qui aurait été économiquement optimisé. Des études démontrent que, pendant des heures de faible demande, un tel système produira de l'énergie non utilisable. L'objectif de ces systèmes de stockage est de rendre utilisable cette énergie qui serait autrement gaspillée.

La fiche 21 sur la demande différable est intégrée dans cette section parce que le fait de déplacer une charge d'un moment à un autre est fonctionnellement similaire au stockage d'énergie, dans le sens où il permet un meilleur appariement entre l'offre et la demande.

Les fiches de stockage d'énergie sont :

- fiche 16: hydrogène (avec piles à combustible),
- fiche 17: stockage à air comprimé,
- fiche 18: stockage par pompage hydraulique,
- fiche 19: volants d'inertie,
- fiche 20: hyper condensateurs, et
- fiche 21: demande différable.

6. FICHES TECHNIQUES

6.1. *Réseau de chauffage urbain*

FICHE 1 : CHAUFFAGE URBAIN (COGÉNÉRATION)

Description

Un système de chauffage urbain consiste en :

- une ou plusieurs chaudières centrales ;
- des conduits souterrains de distribution de l'eau chaude (ou de vapeur) ;
- un échangeur de chaleur pour chaque bâtiment à chauffer (et un échangeur pour l'eau chaude) ;
- des systèmes de chauffage central placés dans les bâtiments ;
- et un collecteur de retour des fluides refroidis vers la chaudière.

Le chauffage urbain est disponible en tant que technologie commercialisée depuis plus d'un siècle. On le trouve dans les grandes villes partout dans le monde développé (sauf, avec quelques exceptions cependant, en Amérique du Nord). Depuis les 30 dernières années, la technologie a été de plus en plus utilisée, même pour de petits réseaux villageois, et ce, surtout en Europe du Nord.¹

La technologie est fréquemment combinée avec la *cogénération* thermique utilisant le charbon, le gaz, le mazout, la biomasse et/ou l'incinération des déchets. L'efficacité de la génération électrique avec des unités diesel est normalement de 1:3, c'est-à-dire qu'un tiers de l'énergie du combustible est converti en électricité, alors que les deux tiers sont convertis en chaleur qui est perdue dans le système de refroidissement à l'eau et dans les échappements atmosphériques des moteurs diesel. Il est possible de récupérer une grande partie de ces pertes pour les besoins de



chauffage. Les pertes de refroidissement et les pertes d'échappement sont à peu près du même ordre de grandeur.

La disponibilité des tuyauteries préisolées a diminué les coûts d'installation des systèmes de distribution aussi bien qu'engendré une minimisation des pertes thermiques dans les réseaux.

¹ Au Danemark, plus d'1,5 million de foyers, c'est-à-dire 60 % des foyers, utilisent le chauffage urbain lié aux systèmes de cogénération.

L'enfouissement d'un tel système moderne est montré sur l'image à gauche (de Cornwall, ON).²

Le métrage de la consommation individuelle, essentiel pour le fonctionnement économique, est maintenant efficace grâce aux compteurs modernes.

Les systèmes de chauffage urbain sont déjà utilisés dans les milieux arctiques dans des réseaux électriques autonomes où la génération est basée sur des groupes diesel, notamment au Groenland, où 13 réseaux autonomes (sur 74) sont dotés de systèmes majeurs de chauffage urbain.³ Un exemple est montré sur l'image ci-dessous (Qaqortoq). La première centrale de cogénération diesel a été construite en 1954 (à Quaanaaq). Six villes, qui utilisent l'incinération de déchets pour produire de l'électricité, font aussi appel à des fournaies à huile centralisées puisque la chaleur récupérée de la cogénération ne suffit pas à couvrir la demande de chauffage urbain.



En 2004 au Groenland, 182 GWh d'électricité vendue provenait d'installations diesel et 192 GWh d'installations hydrauliques. La livraison de chaleur récupérée des unités diesel pour le chauffage urbain s'élevait à 66 GWh_{th}. Au total le chauffage urbain livrait 219 GWh_{th} aux clients, y compris 20 GWh_{th} de chauffage d'incinération des déchets, 60 GWh_{th} de combustion de mazout et 68 GWh_{th} d'approvisionnement interruptible de

chauffage électrique de provenance hydraulique.

Cette dernière utilisation est peu conventionnelle : il s'agit d'une demande optionnelle, dans le sens que les 68 GWh_{th} représentent la surcapacité de production de la nouvelle centrale hydraulique à proximité de la capitale de Nuuk. Cette énergie remplace temporairement une grande partie de la combustion de mazout dans les fournaies du système de chauffage urbain (on trouvait aussi, autrefois, la cogénération diesel). Cette surcapacité sera présente pour quelques années encore.⁴

² <http://www.urecon.com/french/flogstor.html>.

³ Rapport annuel 2004 de Nukissiorfiit, Approvisionnement énergétique du Groenland disponible sur <http://www.nukissiorfiit.gl/> et Marie-Louise Lemgart, ECON, Danmark, Øystein Ulleberg, IFE, Norge: *Muligheter for fornybare energisystemer og hydrogenteknologi i Vest-Norden*, Oslo 2005, disponible sur <http://www.norden.org/energi/sk/Vest-Norden-projektet%202004SLUrapport.pdf>.

⁴ Interview avec Carsten Hansen de Nukissiorfiit et les sites web <http://www.nukissiorfiit.gl/> et <http://www.statgreen.gl>. Il y a un écart de 7 GWh dû aux sources différentes.

Au Canada, le chauffage urbain dans les villages arctiques commence à s'implanter. Il existe actuellement huit très petits systèmes de chauffage urbain en fonction destinés à des édifices publics à Nunavut⁵ et un appel d'offres est en cours pour un projet de chauffage urbain dans la ville d'Iqaluit.⁶ Il existe également quelques petits systèmes en opération pour des édifices publics dans les Territoires du Nord-Ouest.⁷

56 % des systèmes diesel de génération rurale en Alaska font une récupération de chaleur pour des besoins de chauffage dans les centrales elles-mêmes, pour des moteurs diesel qui ne sont pas en service et pour chauffer des réservoirs de diesel (ce qui peut permettre d'utiliser des types de diesel non-arctiques moins chers). L'utilisation de chauffage urbain en Alaska n'est pas commerciale dans le sens que seulement un système sur six fait compter la chaleur récupérée. Il n'y a donc qu'une seule ville en Alaska (Bethel) qui possède un système de chauffage urbain réel.⁸

Puisque les réseaux de chauffage urbain groenlandais semblent plus développés que leurs contreparties en Amérique du Nord, le tableau ci-dessous montre les données de ces réseaux.

Notons qu'il y a beaucoup de variabilité entre les coûts de revient de la chaleur dans les différents réseaux groenlandais. Ces différences sont dues en grande partie à l'utilisation de combustibles fossiles (0,45 \$/l fuel). Les trois villes avec les coûts les plus bas (au-dessous de 20 \$/MWh_{th}) n'ont aucunement besoin d'acheter de combustibles puisque leurs systèmes de cogénération produisent toute la chaleur nécessaire, c'est-à-dire que le système de chauffage urbain avec la cogénération n'atteint qu'une partie des immeubles dans ces villages.

⁵ À titre d'exemple, à Panniqtuuq, uniquement pour des écoles. Arviat, uniquement pour des écoles, un hôtel et un hôpital. Kugluktuk et Taloyoak, uniquement pour les usines de traitement des eaux. Source : http://www.nunatsiaq.com/archives/41029/news/nunavut/41029_11.html et <http://www.yec.yk.ca/wind/presentations/May%2027/Project%20Development%20&%20Success%20Stories%20II/SteveKerr%20LeeDouglas%20Wind%20Energy%20-%20NWT%20and%20Nunavut.pdf>.

⁶ Ikuma II Report: Meeting Nunavut's Energy Needs, 2002, p. 37 a annoncé le projet. L'appel d'offres était annoncé sur <http://www.nunavutpower.com/Jobs/Invitation%20to%20Tender%20-%20200510%20web.pdf>.

⁷ http://www.ainc-inac.gc.ca/clc/tp/fortmc_e.html.

⁸ Alaska Rural Energy Plan, Vol. 1, April 2004. <http://www.akenergyauthority.org/publicationAREP.html>.

Tableau 1.1

Systèmes de chauffage urbain au Groenland 2002 (11 sur 13 systèmes)⁹

	Foyers 2003 ¹⁰	Puissance installée 2002	Génération annuelle 2002	Chaleur récupérée 2002	Mazout ou incinération de déchets 2002 ¹¹	Électricité pour chauffage urbain	Coût / kWh _e en 2004	Coût / MWh _{th} en 2004
Village	No.	MW _e	GWh _e	GWh _{th}	GWh _{th}	GWh _e	\$/kWh _e	\$/MWh _c ¹²
Nanortalik	578	2,3	4,2	2,9	0,0		0,53	21,15
Qaqortoq	1227	3,4	10,1	7,7	3,2 *)		0,38	73,47
Paamiut	956	2,8	6,4	0,9	15,8		0,49	86,46
Nuuk ¹³	5147	30,0	164,0	(hydro)	33,0 *)	34,0	0,28	43,79
Sisimiut	1820	8,2	18,0	12,0	13,0 *)		0,34	70,87
Aasiaat	1176	2,1	12,8	7,9	6,3		0,38	68,46
Quasigiannguit	584	2,4	5,6	3,1	2,3		0,50	76,26
Ilulissat	1453	8,8	18,6	7,6	3,9		0,32	51,39
Uummannaq	540	1,5	5,6	1,8	0,0		0,48	13,54
Upernavik ¹⁴	360	1,9	5,7?	?	0,0		0,52	11,50
Qaanaaq ¹⁵	228	1,4	2,7	3,6	1,4		0,80	56,03
(Tarif 2004) ¹⁶						(0,058)	(0,41)	(85,72)

*) Y compris l'incinération de déchets. Source From Garbage Dump to Modern Refuse Management, Danish-Greenlandic Environmental Cooperation. http://www.mst.dk/udgiv/publications/2001/87-7944-977-8/html/kap13_eng.htm

⁹ <http://www.nukissiorfiit.gl/>. Les coûts indiqués pour le kWh électrique et thermique représentent les calculs du coût de revient fait par les services publics eux-même, qui allouent leurs coûts fixes et variables entre ces deux produits.

¹⁰ Statistique Groenland, <http://www.statgreen.gl/>.

¹¹ Il y a des installations d'incinération de déchets à Qaqortoq, Nuuk et Sisimiut.

¹² Taux de change le 13 mars 2006: 1 CAD = 5,3898 DKK.

¹³ Le système de chauffage urbain dans la capitale Nuuk utilise l'hydroélectricité pour le chauffage et non la récupération de chaleur puisqu'il y a présentement une surcapacité de la centrale hydraulique. Le système de chauffage urbain était déjà en place avant la construction du projet hydroélectrique. Le système hydraulique utilise des systèmes diesel avec récupération de chaleur comme backup.

¹⁴ La chaleur récupérée à Upernavik ne sert qu'à chauffer quelques appartements municipaux dans la ville.

¹⁵ Ce système inclut la récupération de la chaleur des échappements.

¹⁶ Depuis 2005 la tarification de l'électricité au Groenland est en cours de changement vers des tarifs partiellement différenciés selon les coûts de production locaux. Les coûts de génération maximaux s'élèvent à 2,38\$/kWh.

Coût de revient annuel

Afin de déterminer de manière réaliste les coûts d'un système de chauffage urbain moderne dans un milieu nordique, il faut faire référence à une configuration concrète.

Les investissements nécessaires pour la construction d'un système de chauffage urbain se divisent en trois :

1. *L'équipement central*, c'est-à-dire des fournaies centrales et/ou des systèmes de récupération de chaleur des unités diesel des centrales électriques. Les systèmes de récupération de chaleur peuvent capter la chaleur uniquement de l'eau de refroidissement (l'option la moins chère et une option standard sur la plupart des diesels nouveaux) ou, en plus, capter la chaleur des gaz d'échappement. De plus, il faut investir dans des pompes pour le réseau de transmission de chaleur, un système de contrôle électronique, des échangeurs de chaleur, etc. ; selon l'expérience au Groenland (le village de Paamiut), l'équipement de récupération de chaleur ajoute 15 % au prix d'une nouvelle centrale. Dans le cas de Paamiut, ce coût est de 15 % de 10,4 millions \$, c'est-à-dire 1,6 million \$.
2. *Le réseau de transmission* de chaleur, y compris son enfouissement ou autres formes de stabilisation comme l'encastrement en canaux de béton ou d'acier sur la surface des rochers. Les coûts dépendent de la longueur du réseau, du nombre de clients sur le réseau, des conditions géotechniques, etc. En général, les coûts au Groenland sont deux fois plus élevés que ceux du Danemark. La durée de vie d'un réseau est d'au moins 40-50 ans (quelques réseaux au Groenland sont actuellement en processus de réfection). Le prix par mètre de réseau de chauffage, y compris son enfouissement ou son encastrement, est de 750 \$/m en 2006 au Groenland (50 % enfoui, 50 % placé sur ou encastré dans les roches).¹⁷
3. *Les échangeurs de chaleur* dans les maisons à chauffer, approximativement 2 500 \$ - 4 000 \$ chacun. À cela s'ajoutent des coûts pour le raccordement au réseau y compris l'excavation, les coûts d'installation y compris les pompes et les travaux électriques. Le coût total du raccordement s'élève donc à 9 500 \$. Nous présumons 10 000 \$ dans les calculs ci-dessous. Les derniers 500 \$ par foyer couvrent les contributions pour les fournaies centrales mentionnées ci-dessous.

¹⁷ L'exemple est livré par le bureau d'étude RAMBOLL au Danemark et confirmé par l'entrepreneur local pour sa soumission à Ilulissat, Groenland.

Les coûts d'opération consistent en :

1. *L'opération et l'entretien* du réseau, l'administration ;
2. *L'énergie électrique pour le pompage*; et
3. *Les combustibles* pour des fournaies dans le cas où le chauffage économiquement récupérable de la génération électrique ne suffit pas à remplir les besoins de chauffage des clients raccordés au réseau.

Pour les calculs ci-dessous nous ajoutons 100 000 \$/an pour les premiers deux éléments.

Les autres paramètres de calcul sont les suivants :

1. Une installation de 1 MW_e et de 1,5 MW_{th}, avec une récupération de chaleur des gaz d'échappement.
2. 10 % de pertes dans le réseau de transmission, donc une capacité réelle de 1,35 MW_{th}.
3. 60 % du chauffage récupéré est utilisable (c'est-à-dire qu'une partie est perdue en été). Il est possible que ce paramètre soit trop conservateur dans un milieu arctique.
4. 60 % des besoins de chauffage sont livrés par la chaleur récupérée, 40 % sont couverts par l'utilisation de mazout brûlé dans des fournaies centrales.
5. L'efficacité des fournaies centrales est de 95 %.
6. Le coût des fournaies n'est pas inclus puisqu'on a déjà implicitement ajouté 132 000 \$ de trop dans les calculs pour l'équipement chez les clients, c'est à dire 500 \$ par client.
7. 246 foyers sont compris dans les calculs, étant donné que les besoins de chauffage annuels sont de 48.000 kWh_{th} par foyer, et que la production annuelle de chaleur utilisable, y compris le chauffage à mazout, est de $(1350 * 8760 * 0,6) / 0,6$ kWh_{th}.
8. Il y a 3 000 m de réseau dans le village utilisé comme exemple.

COÛT DE REVIENT

	Cogénération par unité par kW 1350 1	
Puissance installée, kW (système type)		
investissement requis (\$/système)		
Coût d'acquisition réseau	2 250 000 \$	1 667 \$
Coût de raccordement & exc chaleur 246 foyers	4 106 250 \$	3 042 \$
Échangeur de chaleur central et autre équipement	300 000 \$	222 \$
Total investissement requis	6 656 250 \$	4 931 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	100,0%	100,0%
MWh annuelle par système	11826,0	8,8
durée de vie	50	50
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 10%	665 625 \$	493 \$
- O&M fixe	150 000 \$	111 \$
- total Frais fixes	815 625 \$	604 \$
Frais variables MWh		
- Carburant 5345,08475	611 794 \$	453 \$
- O&M variable	- \$	
- total Frais variables	611 794 \$	453 \$
Total Coûts annuels	1 427 419 \$	1 057 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	12,1	

Particularités et contraintes connues

Aspects techniques : Pertes de chaleur

Les pertes énergétiques avec les distances de transmission de chauffage sont traditionnellement perçues comme des obstacles majeurs pour le chauffage urbain dans les rapports Alaskains (qui ne sont apparemment pas fondés sur beaucoup d'expériences concrètes des petits réseaux, sauf le chauffage de quelques édifices publics). Les rapports Alaskains citent généralement une distance maximale de 800 m entre une centrale diesel et les consommateurs.¹⁸

L'entreprise d'électricité groenlandaise Nukissiorfiit a une expérience considérable dans le milieu arctique. Chez Nukissiorfiit, la question de pertes (avec les tuyauteries préisolées modernes) est plutôt perçue comme une question d'optimisation de la couverture du réseau. Plusieurs centrales groenlandaises sont éloignées de 1,5 km des villages sans que les pertes ne

¹⁸ Alaska Rural Energy Plan, Vol. 1, April 2004. <http://www.akenergyauthority.org/publicationAREP.html>.

soient considérées comme étant importantes. À Paamiut les pertes sont de 12,8 %. À Quaanaaq, le village le plus septentrional du Groenland (à 78° N), les pertes sont les plus basses du pays, soit de 9,7 %. Ceci est largement dû au fait que les températures d'opération du système de Quaanaaq (du côté départ et du côté retour) sont plus basses qu'ailleurs. Notons par ailleurs que la centrale diesel à Quaanaaq intègre un système de récupération de la chaleur des gaz d'échappement.¹⁹

Économie

Afin d'être économique, il faut qu'il y ait une importante densité géographique des charges du système de chauffage urbain, c'est-à-dire que les besoins de chauffage par km de tuyaux soient suffisamment importants. Sinon, les coûts de tuyauteries et les pertes thermiques deviennent trop élevés.

La tarification des livraisons de chauffage se fait normalement avec un tarif par MWh d'énergie plus un tarif par m³ d'eau circulant dans l'échangeur de chaleur de chaque client. La tarification par m³ encourage une température basse de retour, ce qui augmente l'efficacité du système. Avec une plus grande différence entre la température de l'eau de sortie du réseau et celle de retour le même réseau peut transporter plus d'énergie avec des diamètres de tuyaux donnés et avec une vitesse de circulation donnée (et donc un coût de pompage donné). Les clients peuvent obtenir une efficacité plus élevée en utilisant des grands radiateurs ou (mieux) des planchers radiants et en diminuant la température d'entrée à la résidence autant que possible selon la température et le vent à l'extérieur. (Les systèmes de contrôle électroniques qui font ce réglage automatiquement peuvent également économiser le chauffage individuel à mazout ou au gaz).

Organisation

Les réseaux de chauffage urbain sont des *monopoles naturels* de même droit que les réseaux électriques. Il y a clairement des économies d'échelle (et des économies de réseau) dans l'application de cette technologie. Le chauffage urbain est une méthode extrêmement efficace d'utilisation de combustibles, mais la technologie exige une coordination étroite entre l'approvisionnement d'énergie et la planification spatiale locale. Cette coordination essentielle est institutionnellement difficile à réaliser dans beaucoup de juridictions. Le succès de la technologie dans les pays scandinaves est étroitement lié au fait que les conseils municipaux ont

¹⁹ Si on tient compte du fait que les fournaies centrales de mazout sont en général plus efficaces que des fournaies individuelles, c'est clair que le chauffage urbain moderne a une efficacité énergétique qui peut facilement faire concurrence au chauffage décentralisé.

pu obliger les propriétaires d'immeubles à raccorder leur système de chauffage au réseau de chauffage commun – et/ou à offrir des modèles de financement des installations d'échangeurs de chaleur à un prix intéressant. Ces expériences sont très différentes de l'expérience de l'Alaska où la faible tradition d'intervention du secteur public fait en sorte que même quand le chauffage est offert gratuitement aux écoles ou aux systèmes d'approvisionnement d'eau, ces derniers refusent souvent, citant leur « indépendance » comme argument essentiel.²⁰

En ce qui concerne l'opération de la génération électrique conjointement avec le réseau de chauffage urbain (avec ou sans stockage de chaleur), il y a des interdépendances techniques et économiques qui font en sorte que, afin de minimiser les coûts, il est important que soit les deux fonctions relèvent de la même entreprise, soit les opérateurs des deux systèmes aient de très bonnes relations.²¹

Il serait intéressant de développer des lignes directrices en ce qui concerne les systèmes de chauffage dans les régions concernées (au moins pour des édifices publics) qui encourageraient l'implantation des systèmes de chauffage à basse température tels que des planchers radiants, qui augmentent sensiblement l'efficacité des systèmes de chauffage urbain : Avec une plus basse température de départ, il y a moins de pertes thermiques dans un réseau de chauffage urbain. De plus, la récupération de chaleur de cogénération sera plus efficace plus la différence entre la température de départ et la température de retour sera grande.

²⁰ Alaska Rural Energy Plan, Vol. 1, April 2004. <http://www.akenergyauthority.org/publicationAREP.html>.

²¹ Selon l'expérience scandinave citée dans Mogens Kjær Petersen & Jørgen Aagaard: Heat Accumulators, News from DBDH 1/2004, Copenhagen, Denmark 2004.

Chauffage urbain				
Description				
<i>Le chauffage urbain consiste en une ou plusieurs chaudières centrales, en conduits souterrains de distribution de chauffage à l'eau (ou vapeur), en un échangeur de chaleur pour chaque bâtiment à chauffer (et un échangeur pour l'eau chaude), en radiateurs placés dans les bâtiments et en un collecteur de retour des fluides refroidis vers la chaudière.</i>				
Coût (\$/kW _{th})	4 931 \$	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	1 000 kW _e 1 500 kW _{th}	<i>Le chauffage urbain peut fournir tous les besoins de chauffage et d'eau chaude pour des bâtiments d'une ville ou d'un village.</i>		
Coût total par système	6 656 250\$			
Déplacement de diesel (litres par kW installée, /an)	666			
Déplacement de CO ₂ (kg/an, par kW installée)	1771			
Coût de revient (¢/kWh)	12,1			
Durée de vie (ans)	50	Statut de la technologie	Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
		Pas de qualifications particulières.		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
		0	0	0
Jumelage facile avec	Bruit			
<i>Génération diesel, thermopompes, biomasse etc.</i>		Non		
Fournisseurs				
Urecon ltée 1800, av. Bédard, St.-Lazare-de-Vaudreuil Québec J7T 2G4 Tél:(450) 455-0961 Fax:(450) 455-0350 urecon@urecon.com				

6.2. *Électricité thermique*

- fiche 2: centrale de cogénération à la biomasse
- fiche 3: remplacement du diesel fossile avec biodiesel
- fiche 4: biogaz
- fiche 5: microturbines

FICHE 2 : COGÉNÉRATION À LA BIOMASSE

Description

La cogénération à la biomasse vise la combustion de biomasse dans une centrale qui fournit de l'électricité mais surtout de la chaleur pour les résidences et autres bâtiments dans les réseaux autonomes. Étant donné que plusieurs des réseaux autonomes sont situés au-delà de la limite forestière, la biomasse est amenée sous forme de granules de bois qui sont entreposés sur place. La chaleur est distribuée par un réseau de distribution de chaleur qui doit être construit. Les granules sont transportés par barge ou par camion. Par conséquent, il est nécessaire d'avoir un stock important de granules pendant l'année.

L'utilisation d'une centrale thermique de cogénération paraît très avantageuse, surtout dans les milieux nordiques où les besoins de chaleur sont importants pendant une grande partie de l'année. Les systèmes de cogénération à la biomasse fonctionnent normalement à la vapeur. Toutefois, pour les réseaux autonomes, cette approche présente certains désavantages : les systèmes à la vapeur de petite échelle sont moins efficaces que les grands, et le coût par MW installé est élevé. De plus, un technicien certifié est requis pour l'opération des moteurs à vapeur. Pour cette analyse il est donc prévu d'employer un système qui utilise un autre fluide que l'eau pour le transfert thermique et qui peut être opéré par du personnel moins qualifié.

Les systèmes qui utilisent un fluide autre que l'eau sont toujours au stade pré-commercial, mais deux systèmes sont assez développés pour réaliser un projet de démonstration : la technologie Turboden (cycle organique Rankine) d'une firme italienne (500 kW à 2 MW) qui utilise une huile comme fluide transporteur de chaleur, et la technologie Entropic d'un groupe canadien (www.entropicenergy.com) qui utilise un fluide propriétaire. Nous avons choisi le système Entropic pour notre analyse parce qu'il est canadien, son fluide de transfert de chaleur n'est pas combustible, et il est légèrement plus efficace que le système Turboden. Les valeurs se basent sur un rapport récent²² qui décrit, entre autres, ce système et ses paramètres économiques.

La figure 2.1 montre le cycle de conversion « Entropic ». Les gaz chauds de combustion entrent dans un échangeur de chaleur qui contient le fluide qui transporte la chaleur. Ce fluide vaporisé tourne une turbine, produisant de l'électricité et une eau à 90°C qui sert au chauffage urbain.

²² Tampier et al. : *BC Bugwood - Economics, Technical Feasibility and GHG Implications of Seven Small to Medium-Scale Technologies*. Envirochem Services Inc., Vancouver, 15 février 2006.

Ce système est optimisé pour produire de la chaleur, et fournit aussi de l'électricité à une efficacité de conversion de 17.6 %. Ceci semble peu en comparaison des systèmes plus grands, mais est assez performant pour un système simple de 1 MW environ, pour lequel des technologies avancées de récupération de chaleur seraient trop dispendieuses. Le fluide caloporteur est incombustible, donc sécuritaire dans l'opération, et est déjà vaporisé avant d'entrer dans l'échangeur de chaleur. Le système est simplifié par rapport aux systèmes plus grands pour réduire sa complexité d'opération et son coût d'investissement. La température des gaz d'échappement (environ 200 °C) permet l'utilisation de filtres à manches tandis que l'utilisation des granules de bois devrait assurer une combustion très propre. L'eau chaude pour le chauffage urbain sort du système à une température de 90 °C, idéale pour son utilisation dans le chauffage des lieux.

Si la chaleur n'est pas requise pour le chauffage, c'est-à-dire en été, le système peut évacuer la chaleur superflue à l'air libre par un échangeur de chaleur. La puissance de la centrale ne peut être adaptée assez rapidement pour répondre à des pointes de consommation électrique. Des groupes électrogènes au diesel doivent donc toujours compléter un tel système.

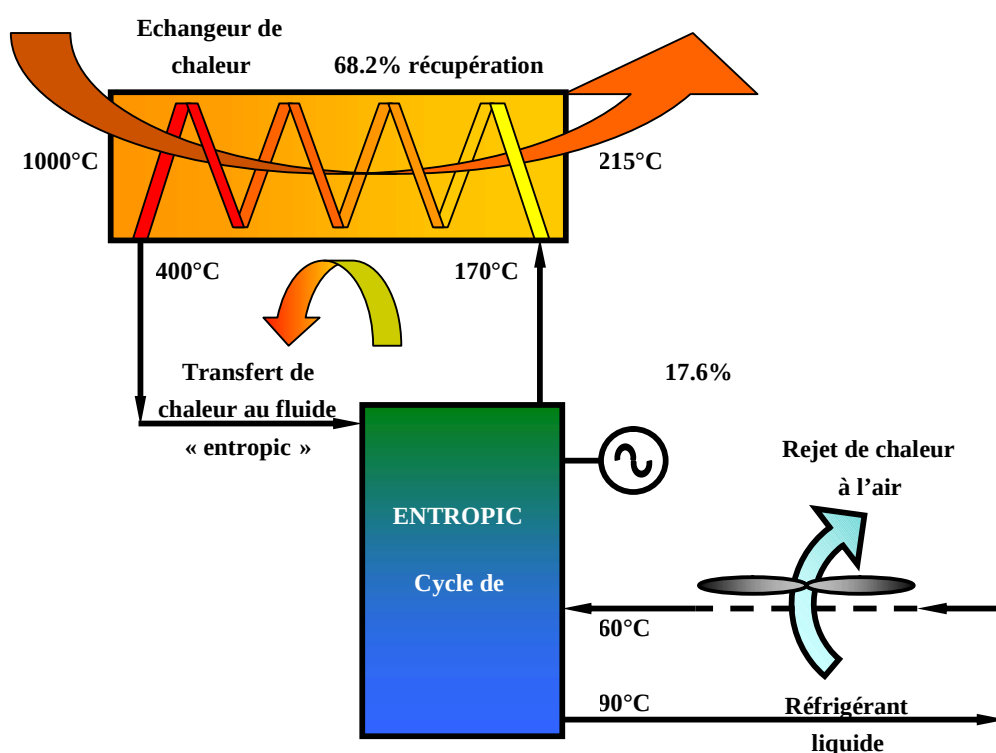


Figure 2.1 Cycle de cogénération « Entropic »²³

Les émissions de soufre sont réduites par rapport au diesel, car la biomasse n'en contient pas beaucoup. Avec un filtre à manches, les émissions de particules peuvent être contrôlées d'après les normes internationales de meilleures pratiques. La souhaitabilité de l'utilisation de tels filtres dans les réseaux autonomes dépendra entre autres de l'emplacement de la centrale de cogénération par rapport aux habitations.

Coût de revient annuel

Le coût d'un système de cogénération « Entropic » est évalué à 1,5 millions \$ pour une centrale de 500 kW_{el}.²⁴ Le coût de construction pour le réseau de distribution de la chaleur est difficile à estimer car il y a peu de données et ce coût dépend fortement de la situation. Dans notre analyse du chauffage urbain (fiche 1), le coût d'un système de distribution de chaleur – sans l'échangeur de chaleur lié au groupe électrogène mais avec le coût de raccordement et des échangeurs de chaleur résidentiels et le coût du mazout pour le chauffage secondaire, a été établi à 10,5 ¢/kWh. Ce coût est aussi utilisé dans les calculs pour la fiche présente. Les calculs considèrent que 10 % de la chaleur produite à la centrale sera perdue entre les lieux de production et de consommation.

La consommation de granules serait de 4 855 tonnes par an. C'est un volume d'environ 7 500 m³, pour un poids d'environ 0,65 tonnes par m³ de granules. La centrale livrerait 3,3 GWh_{el} par an à condition d'avoir un facteur d'utilisation de 75 %. Si au moins 60 % de la chaleur produite pouvait être utilisée, la centrale fournirait alors 8,7 GWh_{th} de chaleur, après les pertes. Pour optimiser la distribution de chaleur, un brûleur secondaire à mazout est rajouté, qui fournit 40 % de la chaleur demandée. Cette chaleur suffira alors pour l'eau et l'air chauds de 400 ménages. Alternativement, on pourrait utiliser deux unités de 250 kW au lieu d'une installation de 500 kW, pour obtenir une redondance, et fournir le chauffage d'appoint en utilisant plus de bois qui n'alimente donc pas le système de cogénération mais dont la chaleur est directement conduite vers l'échangeur de chaleur central pour le chauffage urbain. Cette option n'est pas incluse dans les calculs qui suivent.

Le prix d'achat des granules est de 200 \$ par tonne. D'après Transport Nanuk, le coût de transport pour les granules par bateau est de 300 \$ par tonne. Cela ne s'appliquerait, naturellement, qu'aux 14 communautés le long de la côte. En effet, ce prix de transport semble

²³ *Ibid.*

²⁴ *Ibid.*

très élevé car pour d'autres projets, comme par exemple dans les Territoires du Nord-Ouest, un coût de transport par camion de seulement 60 \$ par tonne a été observé, pour une distance de 850 km.²⁵ Pourtant, 300 \$ par tonne est utilisé dans les calculs pour rester conservateur.

Présentement, Hydro Québec achète le diesel pour ses groupes électrogènes de marchands locaux qui attribuent un surcoût à leur marchandise. Par litre de diesel, 40 ¢ sont comptés pour le transport et le surcoût du marchand local, comme nous l'avons identifié dans l'introduction.

Présumant un coût de transport de 300 \$ par tonne, cela reviendrait, pour le diesel, à un coût de 24¢ par litre. Les autres 16 ¢ (0,42 ¢/MJ) représenteraient donc le surcoût appliqué par le marchand local. Présumant que le même surcoût sera appliqué aux granules, par MJ d'énergie, il faut alors augmenter le prix de gros (200 \$ la tonne) de 87,80 \$.

Pour le stockage des granules, il faudrait construire un bâtiment de 7 500 m³ (3 x 30 x 83m), car le stockage sur place dans la barge pendant toute l'année coûterait trop cher (2000 \$ par jour). La construction d'un tel bâtiment est estimée à 100 000 \$. Le coût opérationnel est, selon EC 2006, estimé à 200 000 \$ par an. Ceci permet l'emploi de deux personnes à temps plein, malgré le fait que l'unité fonctionne automatiquement et ne requiert donc qu'une supervision à temps partiel. Ce coût est augmenté de 50 000 \$ pour accommoder les coûts d'opérer dans un endroit distant et des réparations éventuelles.

²⁵ Herb Feischl, Binder, 30 mars 2006.

COÛT DE REVIENT

		électricité par unité par kW	
puissance installée, kW (système type)		500	1
puissance thermique		2192	4,4
investissement requis (\$/système)			
coût d'acquisition		1 375 000 \$	2 750 \$
coût d'installation	15%	206 250 \$	413 \$
transport	20%	275 000 \$	550 \$
surcoût installation	50%	103 125 \$	206 \$
Total investissement requis		1 959 375 \$	3 919 \$
Paramètres spécifiques			
facteur d'utilisation (électricité)		75,0%	75,0%
MWh _{el} annuelle		3 285	6,6
MWh _{th} annuelle		11 519	23,0
durée de vie (ans)		30	30
Coûts annuels			
Frais fixes			
- Amortissement et intérêts	10%	195 938 \$	392 \$
- O&M fixe		250 000 \$	500 \$
- total Frais fixes		445 938 \$	892 \$
Frais variables			
- granules		3 424 523 \$	6 849 \$
- O&M variable		- \$	- \$
- total Frais variables		3 424 523 \$	6 849 \$
Total Coûts annuels		3 870 460 \$	7 741 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)			
Valeur de la chaleur (\$ /kWh)	0,125	117,8	1 439 816 \$
Coût unitaire net (¢ /kWh) sans distr.		74,0	
Coût de distribution (¢ /kWh)		10,5	
Coût unitaire net (¢ /kWh) avec distr.		84,5	

Avec la vente de chaleur au prix de 10,5 ¢ par kWh_{th}, le coût de revient de l'électricité produite baisse à 84,5 ¢ par kWh – un coût beaucoup plus haut que le diesel. Le coût de chaleur est équivalent à 80 % du coût du chauffage au mazout dans les fournaies et chaudières d'efficacité moyenne. Même avec un système de distribution de chaleur, le coût du système entier reste compétitif au diesel sans cogénération. Notons quand même que le prix des granules n'est pas constant et suit le prix du pétrole, ce qui pourrait changer ces résultats.

Contraintes connues et particularités

Le problème principal avec cette technologie est qu'elle n'est pas encore commercialisée. Néanmoins, elle semble réaliste pour les réseaux autonomes car elle ne demande pas de

qualifications élevées pour l'opérer. Une autre contrainte est le stockage énorme de granules : un entrepôt de 7 500 m³ devrait être construit pour un système de 500 kW_{el} en particulier si les granules ne sont livrés qu'une fois par an. Toutefois, l'espace n'est pas supposé être un facteur limitant dans les réseaux autonomes.

La combustion de bois créera des cendres : environ 0,5% des granules sont des minéraux, c'est-à-dire 5 kg de cendres sont créés par tonne de granules, ou environ 24 tonnes par an pour le système suggéré. Il faudra donc mettre les cendres en décharge, probablement au même endroit où la communauté jette ses déchets ménagers. Le coût pour l'enlèvement des cendres n'est pas inclus dans le coût de revient, mais n'est pas considéré comme étant important. Pour éviter des problèmes de poussière à cause de l'enfouissement des cendres, il peut être possible d'appliquer des techniques adaptées pendant la mise en décharge, comme par exemple le creusage de trous dans la décharge pour s'assurer que les cendres ne peuvent pas être emportées par le vent, s'il y a lieu.

Les émissions de particules seront élevées par rapport au diesel mais moins élevées par rapport au chauffage individuel (l'utilisation de filtres à manches pourrait réduire ces émissions). En plus, le bruit et les odeurs liées au diesel seraient réduits. Le nettoyage des gaz d'échappement produira cependant des déchets sous forme de cendres.

Théoriquement, la combustion de déchets organiques serait également possible dans une installation de cogénération à la biomasse. Or, l'utilisation de déchets non triés peut être liée à des émissions nocives élevées et peut demander des modifications de l'installation pour brûler des matériaux autres que le bois. Les déchets ont normalement une humidité élevée par rapport aux granules ce qui peut nécessiter leur séchage, ou peut réduire l'efficacité de la station de cogénération.

Par rapport au prix des granules, notons que leur transport est calculé comme étant 300 \$ la tonne. Ceci est un prix obtenu d'une société de transport par bateau. Néanmoins, il est probable qu'il y a des communautés qui peuvent être atteintes par camion, ce qui réduirait le coût de transport à peut-être un tiers, d'après l'expérience dans d'autres régions nordiques au Canada. Ceci réduirait alors le coût de revient à environ 60 ¢ par kWh, au lieu de 1 \$.

Cogénération - Biomasse				
Description		(pas d'image disponible)		
La cogénération aux granules fournit de l'électricité et sert aussi au chauffage urbain en même temps.				
Coût total (\$/kW _{el})	8 627	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	500	La cogénération aux granules peut fournir de l'électricité de base mais elle ne peut remplacer le rôle des groupes diesel dans le suivi des variations de la charge. Pour la chaleur, un chauffage secondaire peut être nécessaire pour les jours les plus froids de l'année.		
Coût du système central (\$)	1 959 375			
Coût total avec distribution (\$)	4 313 375			
Déplacement de diesel/mazout (litres par kW _{el} installé, par an)	4 928			
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW _{el} installé)	13 109			
Coût de revient (¢/kWh)	84,5			
Durée de vie (ans)	30	Statut de la technologie	Pré-commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
Transport et stockage de quantités importantes de granules.		Qualification modérée requise (manutention, entretien, contrôle)		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh _{el})	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh _{el})
Granules ou autre biocarburant		0	0,32	1,2
Jumelage facile avec		Bruit		
Doit être jumelé avec groupes électrogènes		Ne cause pas de bruit excessif: peut être situé à distance des habitations.		
Fournisseurs				
www.entropicenergy.com				

FICHE 3 : BIODIESEL

Description

Le biodiesel pourrait remplacer le diesel dans les applications de chauffage (comme « biomazout ») et dans les groupes électrogènes. Il s'agit d'un fluide produit à partir d'huiles végétales, en y ajoutant du méthanol (transestérification). Ce processus réduit la viscosité de l'huile. Ainsi traitée, on peut l'utiliser exactement comme le diesel conventionnel. Toutefois, son contenu calorifique est légèrement moins élevé et peut varier selon la source.

Le biodiesel peut être produit à partir de deux sources : les huiles végétales produites à cette fin ou les huiles végétales usagées, comme les huiles des friteries ou les graisses animales des abattoirs. Le coût de la ressource étant environ 50 % plus élevé pour l'huile végétale vierge, nous prévoyons l'utilisation du biodiesel fait à partir d'huiles usagées uniquement. 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.

En supposant que la disponibilité d'huiles usées dans les réseaux autonomes ne soit pas suffisante pour permettre la production de biodiesel sur place, le combustible devrait donc être acheté et transporté. L'usine Rothsay Biodiesel de Sainte-Catherine, au sud de Montréal, recycle les résidus des animaux de boucherie pour en faire du carburant. La nouvelle usine de fabrication de biodiesel tourne depuis août 2005. Elle atteindra sa vitesse maximale au premier trimestre de 2006. L'usine utilise des résidus de l'industrie alimentaire, soit des huiles usées ou des restes de boucherie pour en faire du biodiesel. Le carburant fabriqué est vendu en Ontario et en Colombie-Britannique. L'usine possède une capacité de 35 M de litres par année.

D'après Rothsay, le biodiesel peut être acheté à un prix de 87 ¢ par litre (février 2006), avant taxes, soit 20 ¢/l plus cher que le diesel, avant taxes. Les taxes d'accise québécoise et fédérale s'appliquent au diesel clair, utilisé pour les groupes électrogènes, mais pas au biodiesel ni au mazout (du diesel coloré pour fins d'identification)²⁶. À cause de la coloration, le mazout est légèrement plus cher que le diesel.

²⁶ La taxe d'accise québécoise est réduite dans les réseaux autonomes (de 16,2 ¢/l à Montréal à 12,38 ¢/l au Puvirnituq, par exemple).

Tableau 3.1 Comparaison des prix de carburants, par litre

	Prix de base	Taxes	Prix final
Diesel	67 ¢*	Taxe d'accise (féd) : 4 ¢ Taxe d'accise (QC) : 12,4 ¢ TPS : 7 % TVQ : 7,5 %	95.9 ¢
Biodiesel	67 ¢ + 20 ¢ = 87 ¢**	TPS : 7 % TVQ : 7.5 %	100 ¢
Mazout	69 ¢*	TPS : 7 % TVQ : 7,5 %	79.4 ¢
« Biomazout »	69 ¢ + 20 ¢ = 89 ¢**	TPS : 7 % TVQ : 7,5 %	102 ¢

* Source: RNCan, mars 2006 (Québec) ; ** Rothsay

Coût de revient

Le coût d'opération d'une centrale au biodiesel est présumé égal à celui des groupes électrogènes qui utilisent le diesel conventionnel. Les modifications de l'appareillage ne sont pas envisagées pour utiliser le biodiesel. On peut utiliser les groupes électrogènes existants, mais pour mieux comparer le coût de revient à l'option diesel, le coût d'investissement pour le groupe électrogène est inclus dans les calculs ci-dessous. Vu que le contenu en énergie du biodiesel (35,6 MJ/l) est légèrement plus bas que celui du diesel (37,9 MJ/l), la consommation en biodiesel est présumée être un peu plus haute. Le coût d'un groupe électrogène est estimé à 850 \$/kW. Selon Hydro Québec, le coût de distribution et de transport pour le diesel varie entre 8,8 et 42,2 ¢/l.²⁷ Pour cette analyse, un coût de 40 ¢/l est utilisé, ce qui couvre la plupart des réseaux autonomes. Pour le prix du carburant, les taxes TPS/TVQ ne sont pas incluses dans les calculs, tout comme dans les autres fiches.

Dans le tableau 3.2, les deux colonnes de gauche représentent l'utilisation du biodiesel dans les groupes électrogènes, tandis que les colonnes de droite calculent l'utilisation de « biomazout » dans les fournaies existantes à efficacité moyenne.

²⁷ Fiche Excel sur le coût du mazout. Reseaux_autonomes_juin_finale.xls, Hydro Québec, juin 2005.

Tableau 3.2 Coût de revient pour l'utilisation de biodiesel dans les générateurs et pour le chauffage au mazout

COÛT DE REVIENT

puissance installée, kW (système type)	groupe électrogène		chauffage au mazout	
	par unité 1000	par kW 1	par unité 12	par kW 1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	850 000 \$	850 \$	3 000 \$	250 \$
coût d'installation 15%	150 000 \$	150 \$	560 \$	47 \$
transport 100%	850 000 \$	850 \$	600 \$	50 \$
surcoût installation 50%	75 000 \$	75 \$	280 \$	23 \$
Total investissement requis	1 925 000 \$	1 925 \$	4 440 \$	370 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	75,0%	75,0%	40,4%	40,4%
MWh annuelle par système	6570,0	6,6	42,5	3,5
durée de vie (ans)	10	10	25	25
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts 10%	192 500 \$	193 \$	444 \$	37 \$
- O&M fixe	32 850 \$	33 \$	280 \$	23 \$
- total Frais fixes	225 350 \$	225 \$	724 \$	60 \$
Frais variables				
- diesel/mazout	2 664 892 \$	2 665 \$	7 179 \$	598 \$
- O&M variable	- \$	- \$	200 \$	17 \$
- total Frais variables	2 664 892 \$	2 665 \$	7 379 \$	615 \$
Total Coûts annuels	2 890 242 \$	2 890 \$	8 103 \$	675 \$
Coût unitaire (\$ /kWh)		44,0		19,1

Contraintes connues et particularités

Le biodiesel a une viscosité un peu élevée par rapport au diesel conventionnel. Il est donc possible qu'il faudra modifier les groupes électrogènes pour fonctionner avec le biodiesel. Néanmoins, cela est considéré comme une petite modification à coût léger. Avec des températures très basses, le biodiesel devient très visqueux et peut donc devenir inutilisable. C'est pourquoi, au Canada, le biodiesel est normalement mélangé avec du diesel conventionnel à une proportion de 20 : 80. Cependant, si les groupes électrogènes et réservoirs de diesel sont situés à l'intérieur de bâtiments chauffés, il est possible d'utiliser le biodiesel comme seul carburant dans les milieux nordiques.

La disponibilité des huiles végétales usagées étant limitée, la production de biodiesel de cette ressource l'est également. Lorsqu'il n'y a plus d'huiles usagées, il est donc nécessaire de produire à partir d'huiles non usagées, ce qui coûte beaucoup plus cher. Il peut être possible de signer un contrat de livraison à long terme de sorte que le prix du biodiesel et sa disponibilité soient garantis.

Aucune émission de CO₂ n'est attribuée au biodiesel dans la fiche. Cependant, le mélange de méthanol avec les graisses végétales (10 %) peut avoir pour conséquence des émissions nettes de CO₂ si le méthanol n'est pas fait de ressources renouvelables. Les émissions de soufre sont éliminées par l'utilisation de biodiesel. Les émissions de NO_x augmentent de 13 %, tandis que les émissions de poussière sont réduites d'un tiers.²⁸ La qualité énergétique du biodiesel peut varier et devrait être vérifiée pour mieux estimer le besoin en carburant pour un projet réel.

²⁸ Tampier et al. : *Identifying Environmentally Preferable Uses for Biomass Resources – Stage 2 Report: Life-Cycle GHG Emission Reduction Benefits of Selected Feedstock-to-Product Threads*. Envirochem Services Inc., Vancouver, 19 juillet 2004.

Biodiesel dans les groupes électrogènes					
Description		(pas d'image disponible)			
Le biodiesel fait de graisses végétales et de déchets d'abattoirs peut remplacer le diesel dans les groupes électrogènes.					
Coût (\$/kW _{el})	1925	Qualité du service			
Taille du système type (kW)	1000	La qualité de service est identique à celle des unités utilisant le diesel conventionnel ou le mazout. La consommation en biodiesel sera légèrement augmentée par rapport aux carburants conventionnels à cause de sa teneur plus basse en énergie.			
Coût total par système (k\$)	1 925				
Déplacement de diesel (litres par kW _{el} installé, par an)	1 971				
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW _{el} installé)	5 243				
Coût de revient (¢/kWh)	44				
Durée de vie (ans)	10	Statut de la technologie		Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel			
Viscosité augmente en climat froid.		Pareille aux groupes électrogènes à diesel			
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
Biodiesel		0	0.2	11	0
Jumelage facile avec		Bruit			
Cogénération		Non changé par rapport au diesel.			
Fournisseurs		Contact RNCan : Melanie Nadeau Program Officer, Biodiesel Tél. : (613) 947-2370			
Rothsay Ron Wardrop Dundas, ON 905 628 2258 ext. 220 www.rothsay.ca					

Biodiesel pour le chauffage					
Description		(pas d'image disponible)			
Le biodiesel fait de graisses végétales et de déchets d'abattoirs peut remplacer le mazout conventionnel dans les applications de chauffage.					
Coût (\$/kW _{th})	370	Qualité du service			
Taille du système type (kW)	12	La qualité de service est identique à celle des unités utilisant le mazout. La consommation en biodiesel sera légèrement augmentée par rapport aux carburant conventionnels à cause de sa teneur plus basse en énergie.			
Coût total par système (\$)	4440				
Déplacement de mazout (litres par kW _{th} , par an)	423				
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW _{el} installé)	1 126				
Coût de revient (¢/kWh)	19				
Durée de vie (ans)	25	Statut de la technologie		Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel			
Viscosité augmente en climat froid.		Pareille au mazout			
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
Biodiesel		0	0,07	4,7	0
Jumelage facile avec		Bruit			
		Non changé par rapport au diesel.			
Fournisseurs					
Rothsay Ron Wardrop Dundas, ON 905 628 2258 ext. 220 www.rothsay.ca		Contact RNCan : Melanie Nadeau Program Officer, Biodiesel Tél. : (613) 947-2370			

FICHE 4 : BIOGAZ

Description

Il existe essentiellement deux approches pour capter le biogaz : capter le méthane formé dans les sites d'enfouissement ou le produire à partir des déchets ménagers et/ou des boues d'égout septique, qui sont traités dans un bioréacteur pour accélérer leur méthanisation. Étant donné la petite taille des communautés en question, cependant, les volumes limités de déchets organiques créent une contrainte importante pour cette filière.

La production d'électricité requiert environ 0,5 m³ de méthane par kWh, ou 0,5 m³/h par kW, soit la quantité de gaz dégagée par 1000 tonnes de déchets dans un site d'enfouissement. Par la voie de la collecte des déchets ménagers, on peut compter environ 175 kg par personne annuellement.²⁹ Si les boues d'égout septique contribuent pour des quantités équivalentes, une communauté de 1000 personnes produirait quelque 350 tonnes de déchets organiques par année, ce qui correspond approximativement à 0,2 m³ de méthane ou 0,35 kW. Par contre, les applications d'utilisation des gaz des sites d'enfouissement demandent des capacités de quelques mégawatt, donc même pour un site d'enfouissement villageois qui existe déjà depuis longtemps, la quantité de méthane produite ne suffira pas pour y installer un groupe électrogène.

Les bioréacteurs font appel aux bactéries pour transformer la biomasse en méthane, qui est alors brûlé pour produire de l'électricité et de la chaleur. Pour ce faire, la biomasse – dans ce cas des déchets ménagers collectés séparément et possiblement les boues d'égout septique – sont moulues au besoin et ainsi mélangées avec de l'eau pour donner une consistance qui permet une attaque biologique optimisée. Cette masse entre dans le bioréacteur thermiquement isolé où elle est fermentée pendant trois semaines à une température d'entre 30 et 55°C, selon la technologie. Le réacteur produit un compost qui peut être soit utilisé, soit mis en décharge. Le bassin du réacteur est construit en utilisant de l'acier, au lieu du béton moins coûteux, ce qui augmente sa durée de vie de 15 à 30 ans.

Les plus petits bioréacteurs disponibles ont une capacité de 100 m³ et consomment 12 m³ de matière sèche par mois,³⁰ soit environ 330 tonnes de déchets organiques par an – ce qui équivaut à la quantité produite par une communauté de mille personnes. À plein régime, ils peuvent

²⁹ Waste Management Industry Survey, Business and Government Sectors – 2000. Statistiques Canada, mars 2003.

³⁰ Communication personnelle, Roland Mittner, Equipements Mittner S.e.n.c., North Hatley, jan. 2006.

produire environ 17,5 m³ de méthane par heure. Cela est suffisant pour une capacité électrique de 35 kW et, en cogénération, une capacité thermique de 50 kW.³¹

Coût de revient annuel

Le coût d'un bioréacteur de 100 m³ (35 kW) est estimé à environ 100 000 \$. À ce coût il faut ajouter le coût pour la fondation en béton, estimée à 15 000 \$. Finalement, l'unité de cogénération coûte environ 1000 \$ par kW, soit 35 000 \$ dans ce cas. Le coût d'installation du réacteur-même est estimé à 15 % de son coût, plus un surcoût pour des régions éloignées.

Les bioréacteurs agricoles ne demandent qu'un employé à temps partiel pour assurer leur bon fonctionnement. Cette même personne pourrait probablement s'occuper de la collecte des déchets. Les services d'un technicien spécialisé sont requis une fois par an (deux jours) pour l'entretien, et ce coût est doublé pour inclure des dépenses pour des pièces d'échange etc.

La chaleur produite est vendue à 80 % du prix de la chaleur au mazout (15,7 ¢/kWh), et ces revenus sont déduits des coûts de production d'électricité. Le système de distribution de chaleur peut être très petit, et pourrait servir un seul bâtiment commercial ou public, par exemple. À des fins de comparaison, le coût du système de distribution de la fiche 1 (cogénération) a été retenu, y compris une perte de 10 % (présomption très conservatrice vu que le système présent est très petit).

³¹ De plus petits réacteurs, peu sophistiqués, sont utilisés en Chine, par exemple, mais leur manque d'isolation risque de rendre ces systèmes inopérables pendant une longue période de l'année dans un climat nordique.

COÛT DE REVIENT

		électricité	
		par unité	par kW _{el}
puissance installée, kW _{el} (système type)		35	1
puissance installée, kW _{th}		45	1,3
investissement requis (\$/système)			
coût d'acquisition		135 000 \$	3 857 \$
coût d'installation	15%	20 250 \$	579 \$
transport	20%	27 000 \$	771 \$
surcoût installation	50%	10 125 \$	289 \$
Total investissement requis		192 375 \$	5 496 \$
Paramètres spécifiques			
facteur d'utilisation (él.)		85,0%	85,0%
MWh él. annuelle par système		260,6	7,4
MWh thermique par système, par an	60%	236,5	6,8
durée de vie (ans)		30	30
Coûts annuels			
Frais fixes			
- Amortissement et intérêts	10%	19 238 \$	550 \$
- O&M fixe		3 200 \$	91 \$
- 1 salarié		40 000 \$	1 143 \$
- total Frais fixes		62 438 \$	1 784 \$
Frais variables			
- Huile		146 \$	4 \$
- O&M variable		- \$	- \$
- total Frais variables		146 \$	4 \$
Total Coûts annuels		62 584 \$	1 788 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)		24,0	
Valeur de la chaleur (\$ /MWh)		157	37 134 \$
Coût unitaire après vente chaleur (¢ /kWh)		9,8	
Coût de distribution (¢ /kWh)		10,5	
Coût unitaire avec distribution (¢ /kWh)		20,3	

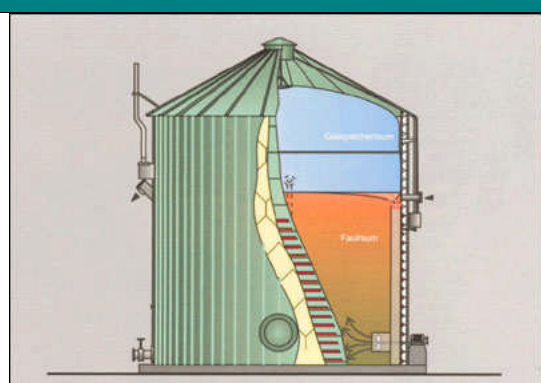
Particularités et contraintes connues

Les bioréacteurs fournissent également un compost qui est normalement utilisé dans l'agriculture. Étant donné que beaucoup de réseaux autonomes se trouvent dans des régions nordiques avec une période végétale très courte, l'utilisation de compost peut être difficile. Assaini par le procédé dans le réacteur, le compost ne pose pas de problèmes hygiéniques et peut être mis en décharge ou utilisé d'une manière plus utile, selon le cas.

Il est possible de contrôler le réacteur par Internet, ce qui permet aussi de détecter des problèmes éventuels. L'entretien peut normalement être fait par du personnel entraîné sur place. Les

bactéries dans le réacteur survivent longtemps, donc une interruption de service jusqu'à 90 jours est possible, pourvu que le réacteur soit chauffé.

Le carbone contenu dans la biomasse se décompose en méthane et CO_2 . Dans les sites d'enfouissement, tout méthane formé sous conditions anaérobiques serait émis comme gaz à effet de serre, le CO_2 étant considéré neutre s'il vient de la biomasse. L'utilisation du bioréacteur capture le méthane qui est brûlé et alors converti en CO_2 neutre. Cela crée donc une réduction en émissions de méthane par rapport aux sites d'enfouissement. Il se peut, par contre, que le compost émette un peu de méthane après le traitement, à cause de l'activité continue des bactéries anaérobiques, mais ce n'est pas assez pour anéantir les gains faits vis-à-vis des sites d'enfouissement. Les réductions en émissions de GES par rapport à cet effet ne sont pas quantifiées dans les calculs dans la fiche ci-dessous.

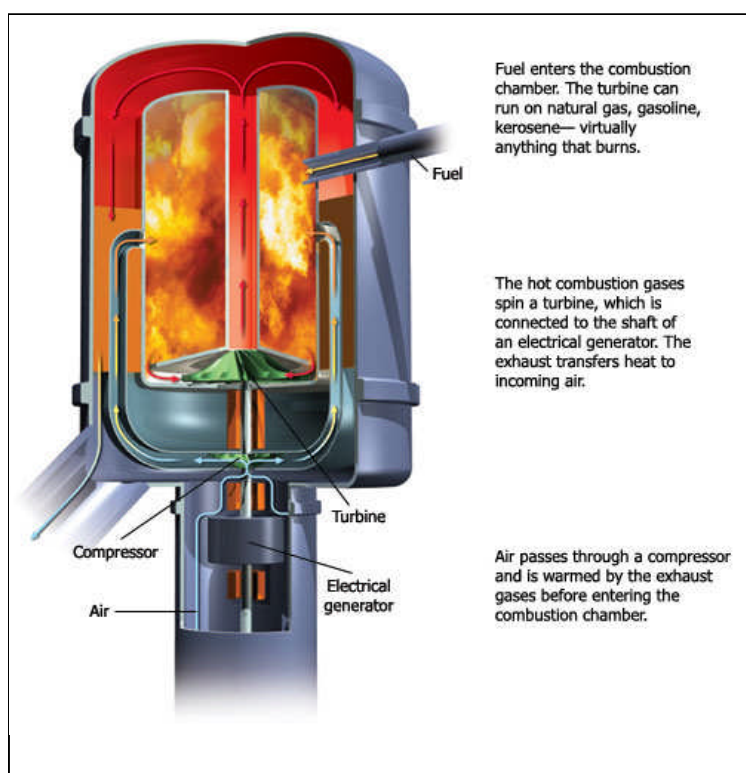
Utilisation du biogaz				
Description				
Les bioréacteurs utilisent la biomasse qui est transformée par des bactéries méthanogènes. Le méthane produit est utilisé pour générer de l'électricité et produit aussi de la chaleur qui peut être utilisée dans un système de chauffage urbain. Les réacteurs produisent un compost qui peut être utilisé dans les jardins ou dans l'agriculture.				
Coût (\$/kW)	10 204	Qualité du service		
Taille du système type (kW _{el})	35	Le digesteur produit de l'électricité et de la chaleur en continu. Il ne sert pas à satisfaire à des pointes de consommation, mais sert à fournir l'électricité de base seulement.		
Coût de l'unité centrale (\$)	192 375			
Coût total par système (\$) avec distribution de chaleur	357 155			
Déplacement de diesel/mazout (litres par kW installé, par an)	3 090			
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW installé)	8 218			
Coût de revient (¢/kWh)	20			
Durée de vie (ans)	30	Statut de la technologie		Commerciale
Contraintes connues		Qualification du personnel		
		Doit être formé pour faire fonctionner le réacteur, mais n'a pas besoin de qualifications élevées.		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh _{el})	Poussière (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)
Eau, électricité, biomasse		0	~0	0,02
Jumelage facile avec		Bruit		
Diesel et autres.		Peut être opéré dans un village sans causer des problèmes de bruit.		
Fournisseurs				
Equipements Mittner S.e.n.c. North Hatley, QC - Contact : Roland Mittner Tél. : 819-842-2565 - Mittbril@qc.aira.com www.lipp-system.de				

FICHE 5 : MICROTURBINES À GAZ

Les microturbines à gaz sont des petites turbines à grande vitesse alimentées principalement au gaz naturel, mais qui peuvent l'être aussi au kérosène, au diesel, au propane, à l'éthanol, aux gaz de torchage pétrolière et aux dérivés liquides et gazeux de la biomasse. Leur puissance s'échelonne entre 25 et 500 kW. Elles sont commercialisées par plusieurs entreprises comme Capstone Turbine Corporation (dont HQ-CapiTech est actionnaire), Bowman Power System, Elliot Energy Systems, Turbec AB et Ingersoll-Rand.

De taille comparable à celle d'un réfrigérateur, les microturbines sont composées d'un compresseur, d'un brûleur, d'une turbine et d'un générateur. Ayant un petit nombre de pièces mobiles, les microturbines fonctionnent sans opérateur et ont des coûts d'entretien très raisonnables.

Comme dans toute turbine à gaz, de l'air comprimé par le compresseur est mélangé au carburant et est enflammé dans le brûleur. Suite à son expansion, le gaz chaud produit actionne la turbine et cette dernière, par son action rotative, met en marche l'axe qui est branché au groupe électrogène afin de produire de l'électricité³².



L'ajout d'un récupérateur de chaleur augmente grandement l'efficacité de transformation, qui autrement se situe à seulement 15 %. Si, comme dans le type de modèle présenté ci-haut, un récupérateur garde la chaleur expulsée par le tuyau d'échappement et la redirige pour chauffer l'air comprimé avant son entrée dans la chambre à combustion, l'efficacité augmente à près de

³² Le compresseur utilise une grande partie de l'énergie brute produite par la turbine. Les systèmes de stockage d'énergie par le biais d'air comprimé font appel à cette caractéristique. Voir le fiche numéro 17, plus loin.

30 %. En fait, des récupérateurs sont devenus maintenant des équipements standards pour la plupart de manufacturiers. Ce taux étant néanmoins encore assez bas, c'est en réalité l'option de cogénération qui rend les microturbines intéressantes sur le plan énergétique – bien qu'on puisse dire de même des groupes électrogènes. L'utilisation de la chaleur restante dans les gaz d'échappement pour des fins de chauffage de l'espace, de l'eau ou encore pour les besoins de climatisation peut faire augmenter le taux d'efficacité jusqu'à 85 %. ³³ Les microturbines sont légères, de taille compacte, peu bruyantes (65 décibels à 10 mètres de distance) et ne font pas de vibrations. Les émissions de polluants sont inférieures à 1 kg NO_x par MWh.

Applications

Les microturbines peuvent jouer plusieurs rôles dans un réseau électrique.

- *Puissance d'appoint* : Elles peuvent être utilisées lors des interruptions de service du réseau électrique.
- *Fiabilité et qualité du courant* : Elles peuvent réduire les variations de la fréquence, les tensions électriques transitoires et autres perturbations.
- *Écrêtage des pointes* : Elles peuvent entrer en fonction seulement lorsque la demande est forte.
- *Cogénération* : Elles offrent l'option de production simultanée d'électricité et de chauffage pour les bâtiments.

Dans un contexte de marché ouvert d'électricité, les microturbines sont utilisées de plus en plus par des édifices commerciaux comme les restaurants, les hôtels/motels ou les détaillants. En répondant à la fois aux besoins en électricité et en chaleur, elles sont dans certains cas le choix le plus économique. Des exemples incluent :

- un restaurant McDonald's de Bensenville dans l'Illinois,
- une usine de textile à Lawrence au Massachusetts,
- un dépotoir à Spring Valley (Californie), alimenté par des gaz d'enfouissement (surplus vendu sur le marché), et

³³ California Distributed Energy Resources Guide on Microturbines,
<http://www.energy.ca.gov/distgen/equipment/microturbines/microturbines.html>.

- le Chesapeake Building de l'Université du Maryland, avec cogénération (climatisation et chauffage).

Dans le cas d'un réseau autonome, le propriétaire d'un édifice ne paie pas le coût marginal de l'électricité, comme il le ferait dans un marché ouvert. Il se peut quand même que les coûts d'approvisionnements évités par son utilisation d'une microturbine, combiné à ses propres coûts évités de chauffage, ferait en sorte que l'installation d'une microturbine serait la solution la plus efficace, d'un point de vue économique. Si cela s'avère être le cas, des solutions innovatrices seraient requises. Par exemple, HQD pourrait installer la microturbine sur les prémisses du client, en lui vendant la chaleur dégagée à un prix en deçà du coût d'opération de son système de chauffage. C'est cette approche qui est modélisée ici, avec un prix de vente de la chaleur de 12,50 ¢/kWh_{th}, soit 80 % approximativement du coût du chauffage au mazout. D'autres arrangements commerciaux sont également possibles.

Coûts

Les coûts en capital des microturbines vont de 700 \$ à 1 110 \$US par kW. Ces coûts incluent les logiciels d'opération et la formation initiale du personnel. L'ajout d'un récupérateur de chaleur fait augmenter les coûts de 75 à 350 \$ le kW. L'installation se chiffre différemment suivant l'emplacement, mais on peut parler d'un coût additionnel de 30 à 50 % du coût total installé.

Le facteur d'utilisation peut varier grandement en fonction de l'utilisation des microturbines dans une communauté. D'une part, étant donné son efficacité, surtout en mode cogénération, il y a intérêt à l'utiliser le plus de temps possible. D'autre part, la microturbine peut suivre les variations de la demande plus facilement que les groupes diesel.

Selon les manufacturiers, l'intervalle entre deux entretiens varie de 5 000 à 8 000 heures. Les coûts d'entretien sont estimés à 0,005 à 0,016 \$US le kWh.

COÛT DE REVIENT

	avec récupération		avec cogénération	
	par unité	par kW	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)	30	1	30	1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	39 330 \$	1 311 \$	44 330 \$	1 478 \$
coût d'installation 20%	7 866 \$	262 \$	8 866 \$	296 \$
transport 20%	7 866 \$	262 \$	8 866 \$	296 \$
surcoût installation 50%	3 933 \$	131 \$	4 433 \$	148 \$
Total investissement requis	58 995 \$	1 967 \$	66 495 \$	2 217 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	60,0%	60,0%	60,0%	60,0%
MWh _{el} annuelle par système	157,7	5,3	157,7	5,3
efficacité totale	27%	27%	80%	80%
Efficacité (l diesel/kWh)	0,35	0,35	0,12	0,12
Consommation diesel (l/an)	55 472	1 849	55 472	1 849
énergie potentielle du diesel (MWh _{th})	584	19	584	19
MWh _{th} perdu par an	426	14	117	4
MWh _{th} utile par an	0	0	310	10
durée de vie	20	20	20	20
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts 10%	5 900 \$	197 \$	6 650 \$	222 \$
- O&M fixe	560 \$	19 \$	560 \$	19 \$
- total Frais fixes	6 460 \$	215 \$	7 210 \$	240 \$
Frais variables				
- Carburant	65 568 \$	2 186 \$	65 568 \$	2 186 \$
- O&M variable	1 577 \$	53 \$	1 577 \$	53 \$
- total Frais variables	67 145 \$	2 238 \$	67 145 \$	2 238 \$
Total Coûts annuels	73 605 \$	2 453 \$	74 355 \$	2 478 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)		46,7		47,2
Valeur de chaleur (\$) 125 \$	- \$		38 690 \$	1 290 \$
Coût unitaire après vente de chaleur		46,7		22,6

Contraintes et particularités

Des microturbines sont disponibles commercialement en configuration pour diesel #2. Toutefois, une bonne filtration du combustible est nécessaire pour éviter des problèmes avec des particules.

Microturbines				
Description				
Des turbines à gaz alimentées par gaz naturel ou tout autre combustible fossile, dont le diesel. Installation avec récupération interne de chaleur ; peuvent également être installée avec utilisation externe de la chaleur. Les chiffres entre parenthèses font référence aux installations avec cogénération.				
Coût (\$/kW, installé)	1967\$ (2217\$)	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	30	Capable de suivre la charge ; augmente fiabilité et stabilité du réseau.		
Coût total par système (k\$)	59\$ à 66\$			
Déplacement de diesel (litres/an, par kW installée)	-272 (+1017)			
Déplacement de CO ₂ (kg/an, par kW installée)	-700 (+2700)			
Coût de revient (¢/kWh)	46,7 (22,6)			
Durée de vie (ans)	20	Statut de la technologie	commercial	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
		Pas de personnel requis pour l'opération.		
Ressources requises	CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
Diesel ou autre carburant	800	0??	0,9	0??
Jumelage facile avec	Bruit			
toute autre ressource énergétique	65 dB à 10 mètres			
Fournisseurs		Distributeur québécois: On Power Systems inc. 1120 Boul La Fayette Longueuil, QC J4K 3B3 Tel: (450) 442-0000 ext: 107 Pascal Duchesne pduchesne@onpower.com		
Capstone Turbines 21211 Nordhoff St. Chatsworth, CA 91311 USA (818) 734-5320				

6.3. *Électricité renouvelable*

- fiche 6: électricité marémotrice
- fiche 7: énergie hydrocinétique
- fiche 8: énergie des vagues
- fiche 9: énergie photovoltaïque
- fiche 10: petites turbines éoliennes

FICHE 6 : ÉNERGIE MARÉMOTRICE

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.

La première génération, basée sur une approche empruntée aux centrales hydroélectriques conventionnelles, faisait appel aux barrages installés dans les estuaires. Seulement deux centrales de ce type sont en opération à une échelle commerciale :

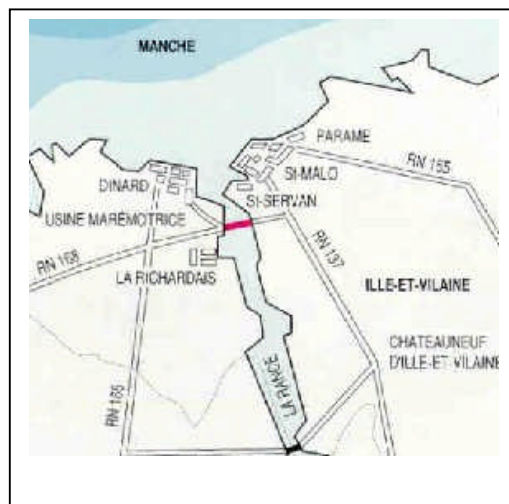
- celle de la rivière Rance, près de St-Malo en France qui date de 1967 et possède une puissance de 240 MW ;
- celle d'Annapolis Royale en Nouvelle-Écosse, en fonction depuis 1984 et qui possède une puissance de 20 MW.

Une dizaine d'autres projets plus petits existent dans différents pays.³⁴

Le **barrage de la Rance** est doté de turbines à bulbe qui utilisent à la fois la force des marées et celle du courant de la rivière. Elles tournent donc dans les deux sens et produisent de l'électricité à marée montante comme à marée descendante.



Barrage de la Rance



Barrage d'Annapolis Royale

³⁴ <http://www.tidalelectric.com/History.htm>

La **centrale d'Annapolis Royale**, la seule de son genre en Amérique du nord, génère de l'électricité à partir des turbines « Straflo » dans la Baie de Fundy. Elle ne produit de l'électricité que lorsque la mer se retire.

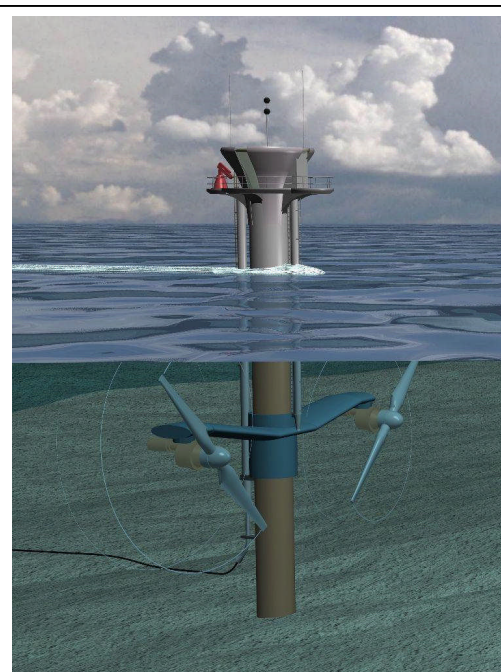
Plusieurs grands projets de ce type ont été envisagés, mais ils ont tous été abandonnés à cause de l'ampleur des impacts environnementaux reliés à la construction du barrage. Par exemple, un projet de 8640 MW dans l'estuaire Severn entre le Pays de Galles et l'Angleterre a été étudié pendant 13 ans, à un coût de 100 millions \$. Le projet a cependant été mis sur la glace en 1987, en raison de problèmes économiques et environnementaux, dont des entraves à la navigation et à la migration des poissons ainsi que des modifications profondes des débits et donc des écosystèmes estuariens. D'autres projets ont également été étudiés dans la Baie de Fundy.

Une deuxième génération

Dans les dernières années, de nouvelles approches sont apparues afin de contourner les embûches associées à la construction de barrages. Les nouveaux appareils sont placés au large des côtes et ne bloquent plus les estuaires. De cette façon, les poissons et les bateaux peuvent circuler librement. Il existe quatre types d'appareils qui fonctionnent en mer : les turbines à courants de marée, les appareils oscillants, les appareils flottants et les murs à retenue d'eau. Cependant, la plupart de ces appareils ne sont pas encore commercialisables.

Plus précisément, ces quatre approches technologiques en développement sont :

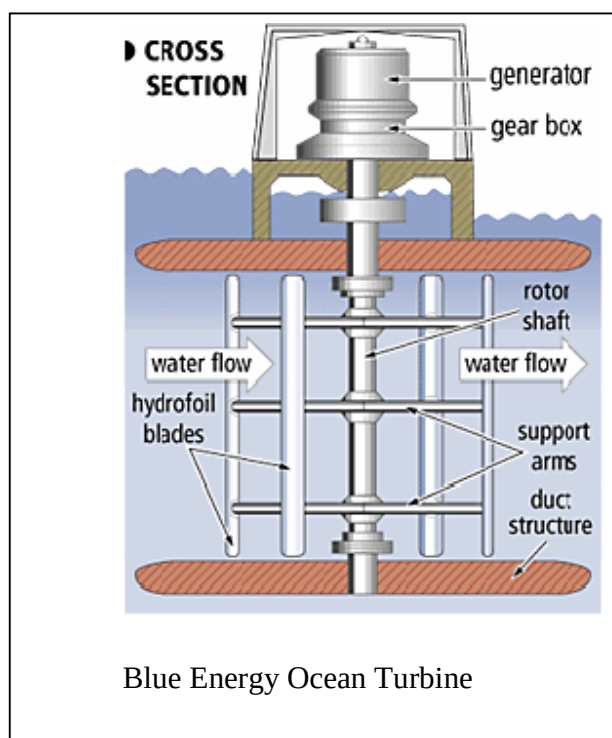
1. **Les turbines à courants de marée.** Elles fonctionnent sur le même principe que les turbines à vent, sauf qu'elles sont immergées en mer [axe vertical ou horizontal]. Cette technologie devrait avoir des impacts minimes sur la faune marine à cause de la faible vélocité de rotation des pales.
 - L'entreprise 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



Marine Currents Turbines, Angleterre

coût de 3,4 million de £, 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 8,5 M £³⁵. Enfin, la troisième phase consisterait à ériger un parc de dix unités (10 MW) à partir de 2006.³⁶

- Un appareil similaire a été développé par l'entreprise 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. L'entreprise prévoit un parc de 10 MW connecté au réseau d'ici 2008.
- Au Canada, l'entreprise *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.



- Clean Current, une autre entreprise de Colombie-Britannique, a développé une turbine à axe horizontal avec des aimants permanents fixés sur les pales. Un projet de

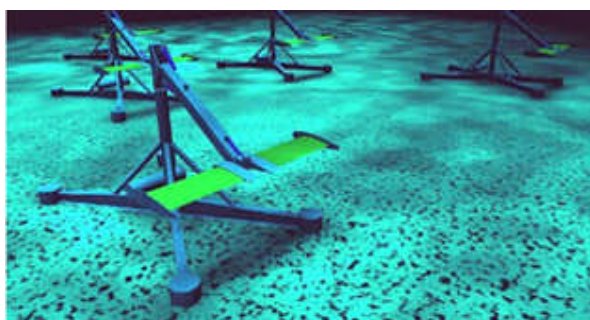
³⁵ Voir la section sur le coût de revient ci-dessous.

³⁶ <http://www.marineturbines.com/projects.htm>.

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.

- Verdant Power, une entreprise américaine, développe un projet au large de Manhattan dans un tronçon de la East River où la direction du courant change avec les marées. Ce projet est décrit dans la fiche numéro 7.

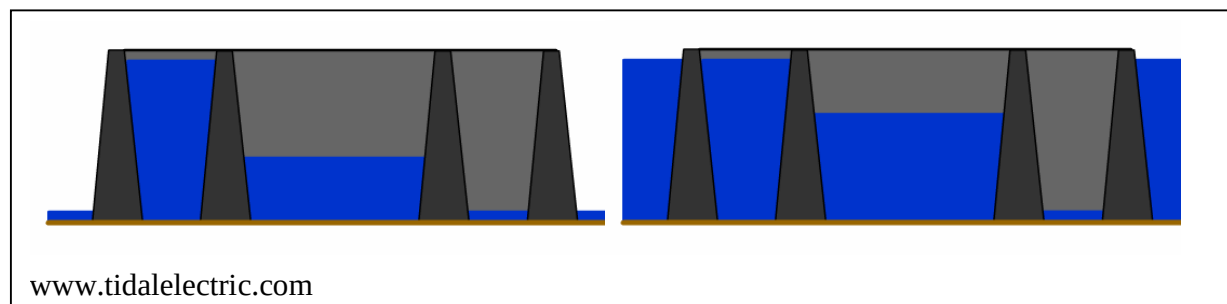
2. Les **appareils oscillants** comme le Stingray de l'entreprise britannique *Engineering Business* utilisent un hydrofoil à angle variable qui oscille en réponse aux courants marins. L'oscillation de l'hydrofoil, fixé au fond marin, crée de la pression sur un fluide hydraulique, qui fait tourner un générateur. Une version de cet appareil de 150 kW a été testée à Yell Sound dans les Îles Shetland.³⁷



3. Les **appareils flottants**. Le concept TidEL de SMD Hydrovision consiste à attacher au fond marin une poutre flottante à laquelle sont fixées deux turbines de 500 kW. L'appareil est construit pour fonctionner à plus de 30 mètres de profondeur dans des courants marins de 5 nœuds. L'entreprise espère pouvoir commercialiser l'appareil en 2006.³⁸
4. Les **murs à retenue d'eau** (Tidal Lagoon) sont des structures érigées au large des côtes. Elles emprisonnent l'eau comme une piscine et restreignent sa sortie. Au moment opportun, l'eau est relâchée à travers des turbines pour produire de l'électricité. Le système fonctionnerait à marée montante comme à marée descendante, avec un f.u. de 48 %. L'entreprise TidalElectric mène une étude de faisabilité pour un projet de 60 MW dans la Baie de Swansea au Royaume-Uni.

³⁷ <http://www.bwea.com/marine/devices.html>.

³⁸ www.smdhydrovision.com/products.



Coût de revient

Étant donné la multiplicité des approches technologiques ainsi que le stade pré-commercial de chacune, il est impossible de fournir des informations précises sur leurs coûts.

Les coûts présentés ici sont basés sur la phase 2 du projet Segen de Marine Current Turbines, décrit ci-dessus. Cette estimation a été fournie par l'entreprise, sous l'hypothèse de reproduire le projet existant. La production annuelle étant directement liée aux caractéristiques du site, ces coûts sont fournis à titre indicatif seulement. On peut cependant présumer que les coûts de fabrication diminueront substantiellement au fur et mesure que la technologie deviendra plus mature.

Soulignons que l'énergie marémotrice quoique très prévisible n'est pas constante, étant donné le renversement quatre fois par jour du courant. Il s'agit donc nécessairement d'une énergie d'appoint. La production étant prévisible, par ailleurs, l'ensemble des coûts d'entretien sont traités comme des coûts fixes.

COÛT DE REVIENT

	MCT (phase 2)	
	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)	1000	1
investissement requis (\$/système)		
coût d'acquisition	4 000 000 \$	4 000 \$
coût d'installation	1 000 000 \$	1 000 \$
transport 30%	1 200 000 \$	1 200 \$
surcoût installation 100%	1 000 000 \$	1 000 \$
Total investissement requis	7 200 000 \$	7 200 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	40,0%	40,0%
MWh annuelle par système	3504,0	3,5
durée de vie	25	25
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 10%	720 000 \$	720 \$
- O&M fixe	72 000 \$	72 \$
- total Frais fixes	792 000 \$	792 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables	- \$	- \$
Total Coûts annuels	792 000 \$	792 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	22,6	

Prospectifs

Le Royaume-Uni est présentement le plus actif des investisseurs dans les énergies marines. Le gouvernement anglais a établi le centre des nouvelles énergies renouvelables à Northumberland ainsi que le Centre Européen de l'énergie marine à Orkneys. En août 2004, le Ministère de l'industrie et du commerce britannique a annoncé un fond de 50 millions GBP de support au développement commercial des technologies de l'énergie marine.³⁹ D'ici 2008, un total mondial de 14,8 MW de capacités marémotrices est attendu, dont 65 % proviendra du Royaume-Uni. La Norvège sera le second joueur. D'autres pays comme le Canada, la France et les États-Unis n'auront qu'un rôle mineur. On anticipe que 70 % de ces nouvelles unités de production proviendront des turbines à courants et que 30 % seront des appareils oscillants. Les dépenses

³⁹<http://www.eeca.govt.nz/eeca-library/renewable-energy/marine/report/marine-energy-summary-of-current-developments-and-outlook-for-nz-05.pdf>.

mondiales en capital pour l'énergie marémotrice atteindront 35 millions de dollars US d'ici 2008, dont 23 millions par le Royaume-Uni et 10 millions par la Norvège.⁴⁰

Les courants de marées représentent une ressource énergétique de grand intérêt. En effet, les courants d'eau possèdent quatre fois plus de densité énergétique que les courants d'air. Par conséquent, le diamètre des turbines marines peut être beaucoup moins grand que celui des éoliennes pour la même puissance produite. Deuxièmement, la vitesse de l'eau des marées, et donc leur production énergétique, est hautement prévisible. De plus, la variabilité des courants de marée est beaucoup plus limitée que celle des vents, ce qui rend moins complexe la conception des turbines. Les meilleures ressources sont généralement proches des centres de population. Enfin, la technologie est modulaire et permet d'éviter de gros travaux civils d'ingénierie.

En 2002, B.C. Hydro a entamé un examen de la ressource marémotrice⁴¹. L'étude du groupe Triton indiquait un potentiel de 2,7 TWh par an avec des technologies existantes, à des coûts allant de 11 à 25 ¢ du kWh, avec un f.u. de seulement 20 % et des courants de 3,5 m/s. L'étude prévoit une diminution de ces coûts à 5-7 ¢ du kWh.

Cela dit, il s'agit d'une technologie très jeune. Des interrogations subsistent sur l'étanchéité des appareils et les conséquences d'infiltrations d'eau salée dans les systèmes de roulement à billes. De même, on ne connaît pas les effets d'une colonisation possible d'organismes marins sur le mécanisme des appareils.⁴²

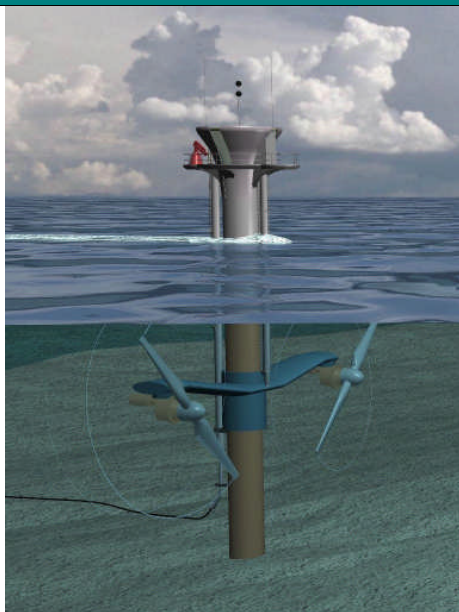
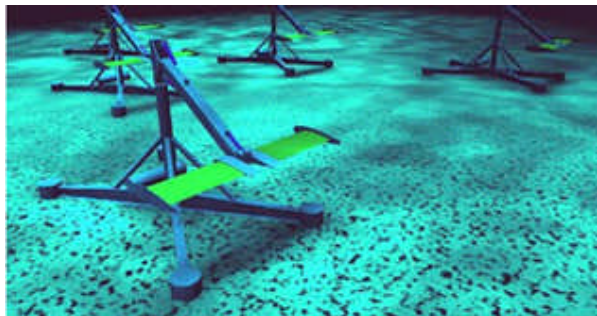
Selon une étude de RSW, les marées de la Baie d'Ungava sont parmi les plus grandes au monde, allant de 5,5 à 8,5 mètres⁴³. Neuf estuaires sont identifiés avec des potentiels marémoteurs très grands. En principe, les surfaces de glace n'empêchent pas le mouvement de marées. Toutefois, il reste à voir, dans la pratique, à quel point les technologies décrites ici seraient faisables dans un climat nordique.

⁴⁰ <http://www.energybulletin.net/print.php?id=3881>.

⁴¹ Green Energy Study for British Columbia. Phase 2: Mainland — Tidal Current Energy (24 octobre 2002), <http://www.verdantpower.com/com/bc-hydro-tidal-report-oct2002.pdf>.

⁴² <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/marine/marine.asp>.

⁴³ Marie-Hélène Briand et Michel Claisse, RSW Inc., « Potential for Renewable Energy Development in Nunavik, Canada », sans date.

Énergie marémotrice				
Description				
Appareils pour extraire l'énergie des courants de marées. Plusieurs approches technologiques en développement, allant des turbines d'axe vertical ou horizontal, aux hydrofoils et aux piscines tidales .				
				
Coût (\$/kW)	7 200	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	1 000	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 montant et descendante.		
Coût total par système (\$)	7 200 000			
Déplacement de diesel (litres par kW installée, par an)	1051			
Déplacement de CO ₂ (tonnes /an, par kW installée, par an)	2 800			
Coût de revient (¢/kWh)	22,6			
Durée de vie (ans)	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		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
		0	0	SO ₂ (kg/MWh)
				0
Jumelage facile avec		Bruit		
toute autre source d'électricité		aucun		
Fournisseurs		Marine Current Turbines Ltd. Bristol, Royaume-Unis Tel: 011 44 117 979 1888 sylvie.head@marineturbines.com www.marineturbines.com		
Clean Current Power Systems Inc. 1025 Belmont Ave. North Vancouver, BC, V7R 1K3		http://www.wavedragon.net/ http://aquaenergygroup.com/projects/index.php http://www.oceanpowertechnologies.com http://www.energetech.com.au/ http://www.wavegen.co.uk/		
mjb@blueenergy.com				

FICHE 7 : ÉNERGIE HYDROCINÉTIQUE

Description

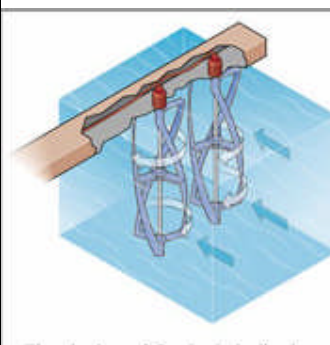
Au cours des dernières années, de grands efforts ont été faits pour développer des systèmes permettant d'extraire l'énergie cinétique de l'eau, sans barrage ni autre ouvrage de génie civil. Ces systèmes sont connus en anglais sous les termes de « *in-stream* » ou « *free-flow* » *hydropower*. Un peu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

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. Plusieurs approches technologiques sont en développement, dont les turbines à axe horizontal et à axe vertical, les turbines en hélice (« Gorlov ») et les turbines cycloïdes. Elles sont illustrées à la Figure 7.1.

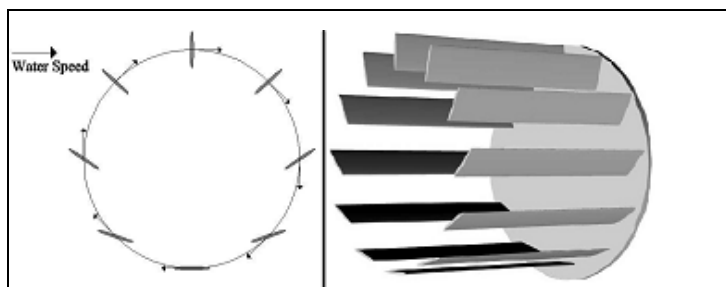
Figure 7.1



Turbine à axe horizontal



Turbine à hélice (« Gorlov »)



turbine cycloïde

Il s'agit de turbines fixées au fond de la rivière (ou dans un canal d'irrigation, aqueduc, etc.), sans barrage ou autre modification du débit de la rivière.

En octobre 2005, le Idaho National Laboratory du département de

L'énergie américaine a organisé un atelier pour faire le tour de l'ensemble des nouvelles technologies hydrauliques, tant les technologies « hydrostatiques » (basées sur l'énergie potentielle d'eau qui résulte de sa position ou de son élévation) que celles qui sont « hydrocinétiques » (basées sur l'énergie potentielle de l'eau qui résulte de son mouvement⁴⁴).

Plusieurs de ces technologies ont déjà été décrites dans la fiche sur l'énergie marémotrice. Si l'on note un intérêt plus grand pour les applications de ce type, il est probablement dû au fait qu'il permet pour la première fois de capter l'énergie des marées, tandis que l'exploitation de l'énergie hydraulique des rivières est tout à fait mature. Cela dit, de nombreux sites ont été identifiés pour accueillir un développement hydrocinétique où des projets hydrauliques traditionnels ne seraient pas possibles.

Quoique les courants de marées soient très prévisibles, ce qui donne une valeur importante de puissance, les facteurs d'utilisation ne dépassent pas les 30 %. Pour les applications riveraines, par contre, le f.u. peut aller jusqu'à 80 %, en fonction de la variabilité saisonnière.

Le leader dans le développement de l'énergie hydrocinétique en Amérique du Nord est probablement l'entreprise américaine Verdant Power, qui œuvre actuellement sur un projet de démonstration sur la East River dans la ville de New-York, au large de l'île Roosevelt.

En collaboration avec la *New York State Energy Research & Development Authority* (NYSERDA), Verdant Power installera 494 turbines de 36 kW dans la East River de la ville de New York. Étant donné que le courant de la East River change de direction avec les marées, il s'agit en fait d'un projet d'énergie marémotrice. Cela dit, la plupart des autres projets dans les cartons de Verdant Power concernent les rivières.

Actuellement, le projet en est à la deuxième phase sur trois :

- Phase 1 : test de la turbine de 36 kW, suspendue à une barge (décembre 2002).
- Phase 2 : installation de 6 turbines, études des impacts sur les poissons (prochainement)
- Phase 3 : installation de 494 turbines (17,8 MW), séparées les unes des autres par 15 m (transversal) et 30-35 m (longitudinal).

⁴⁴ Les présentations et comptes-rendus se trouvent à
http://hydropower.id.doe.gov/hydrokinetic_wave/index.shtml.

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. L'emplacement étant assujéti aux marées, les turbines sont bidirectionnelles et produiront de l'énergie environ 10 heures par jour (f.u. de 27%).⁴⁵

Les coûts de la technologie sont de 4000 \$US par kW installé pour un système de 5 MW. L'entreprise estime qu'en 2010 les coûts baisseront à 2 000 \$US le kW.⁴⁶ Les coûts d'entretien et d'opération seraient très bas.⁴⁷

Comparée à l'entreprise britannique *Marine Current Turbines* qui concentre ses activités dans la grande production centralisée au large des côtes (voir Fiche 4, Énergie marémotrice), *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.⁴⁸

Perspectives

Une étude de l'Université de New-York a identifié 120 sites propices au « free-flow hydro », avec un potentiel de 12 500 MW. L'EPRI en a publié une étude en 2002, qui est mise à jour régulièrement.

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

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

⁴⁵ <http://enr.construction.com/news/powerIndus/archives/050124.asp>.

⁴⁶ http://hydropower.id.doe.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/hydro_workshop_proceedings_13feb06.pdf p. 11.

⁴⁷ http://www.nrel.gov/technologytransfer/entrepreneurs/pdfs/16_verdant_power_final.pdf.

⁴⁸ http://hydropower.id.doe.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/hydro_workshop_proceedings_13feb06.pdf . p. 11.

énergétique peut varier sur une base saisonnière, selon les caractéristiques du cours d'eau.

Les chiffres présentés ici reflètent les coûts des équipements prévus par Verdant Power pour l'an 2010. Étant donné que les coûts varieront inévitablement avec la qualité de la ressource et les coûts d'intégration au réseau existant, les coûts présentés ici sont à titre indicatif seulement.

COÛT DE REVIENT

puissance installée (kW)	100	1
investissement requis		
coût d'acquisition	250 000 \$	2 500 \$
coût d'installation	150 000 \$	1 500 \$
transport 50%	125 000 \$	1 250 \$
surcoût installation 100%	150 000 \$	1 500 \$
Total investissement requis	675 000 \$	6 750 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	80,0%	80,0%
MWh annuelle par système	700,8	7,0
durée de vie	25	25
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 10%	67 500 \$	675 \$
- O&M fixe	6 750 \$	68 \$
- total Frais fixes	74 250 \$	743 \$
Frais variables		
- Carburant		
- O&M variable		
- total Frais variables	- \$	- \$
Total Coûts annuels	74 250 \$	743 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	10,6	10,6

Contraintes et particularités

Quoiqu'il y ait des raisons 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 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.

Installations micro-hydro non conventionnelles				
Description				
Turbines fixées dans un cours d'eau, pour convertir l'énergie cinétique en électricité sans modifier les débits.				
Coût (\$/kW)	6 750	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	100	Dépend du cours d'eau dans lequel il est aménagé.		
Coût total par système	675 000			
Déplacement de diesel (litres par kW installée, par an)	2012			
Déplacement de CO ₂ (tonnes par kW installée, par an)	5600			
Coût de revient (¢/kWh)	10,6			
Durée de vie (ans)	25	Statut de la technologie	Démonstration, pré-commercial	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
impacts environnementaux toujours à l'étude				
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)
				SO ₂ (kg/MWh)
cours d'eau aménageable		0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit		
toute autre source d'électricité		aucun		
Fournisseurs	Verdant Power Canada			
Verdant Power, LLC	261 Martindale Rd., Suite 5			
4640 13th Street, North	St. Catherines, ON L2W 1A2			
Arlington, VA 22207	Gene Luczkiw			
Trey Taylor, President	Phone: 905-688-5757			
Phone: (703) 528-6445				
Fax: (703) 812-8157				
info@verdantpower.com				

FICHE 8 : ÉNERGIE DES VAGUES

Les recherches sur le captage de l'énergie des vagues ont débuté dans les années 70 en Angleterre et au Japon. Un grand nombre d'appareils et de concepts ont été étudiés, mais moins d'une dizaine seront probablement commercialisés d'ici 10 ans.⁴⁹

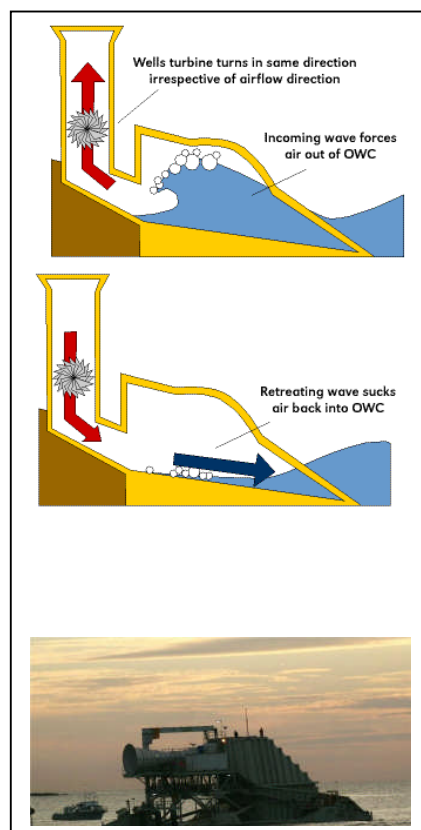
Dans un premier temps, on peut distinguer les appareils flottants des appareils qui sont fixés, soit sur le fond de l'océan, soit sur la côte. Dans un deuxième temps, on peut distinguer différentes approches technologiques, dont les colonnes d'eau oscillantes, les absorbeurs ponctuels (*point absorbers*) et ceux basés sur le mouvement différentiel.

Les exemples suivants font l'objet d'un développement actif et illustrent les différentes méthodes d'extraction de l'énergie des vagues.

Appareils fixes

Une des approches les plus intéressantes, tant pour les appareils fixes que pour ceux qui flottent, utilise une **colonne d'eau oscillante**, à l'intérieur d'une structure partiellement submergée, fermée au-dessus et ouverte en-dessous. La pression de l'air piégé au-dessus de la surface de l'eau augmente et descend avec chaque vague. Une turbine convertit ces changements de pression en énergie électrique.

Un exemple de cette approche en opération commerciale est le LIMPET (*Land Installed Marine Powered Energy Transformer*) de l'entreprise écossaise Wavegen⁵⁰. Installé sur les côtes de l'île d'Islay à l'ouest de l'Écosse, le LIMPET est une structure de béton de 21 x 7 mètres qui utilise une turbine Wells (qui tourne toujours dans le même sens indépendamment du sens du courant d'air) actionnant deux générateurs de 250 kW chacun. Lorsque la vague vient se briser sur la côte, elle comprime l'air emprisonné dans la chambre fixe et le propulse à travers une turbine. L'effet de



⁴⁹ <http://www.energybulletin.net/3881.html>.

⁵⁰ <http://www.wavegen.co.uk/>.

succion créé par le retrait de la vague actionne encore une fois la turbine. En service depuis 2000, LIMPET bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité de 15 ans, à un prix d'environ 14 ¢.

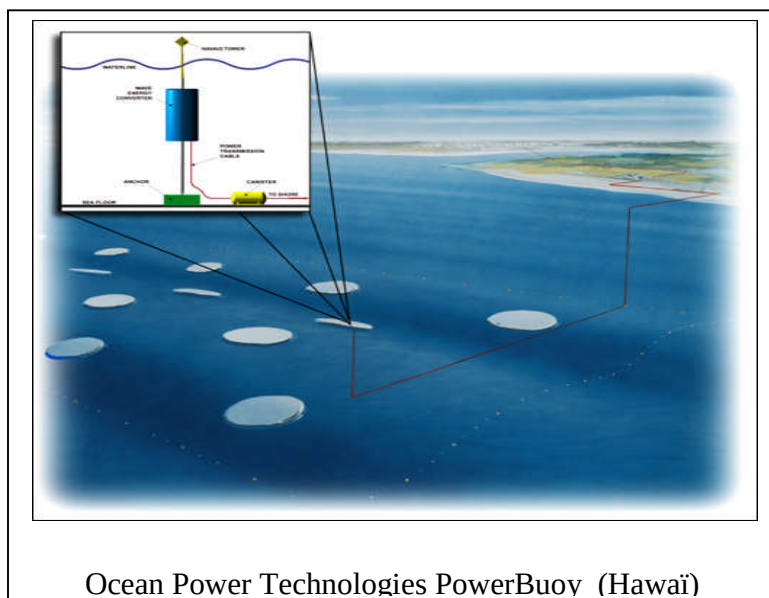


LIMPET

Appareils flottants

Rélié à une plate-forme fixée au fond de la mer, un corps flottant répond à la montée et à la descente des vagues qui passent. Ce type d'appareil fait la conversion du mouvement ondulatoire des vagues en mouvement de rotation d'éléments mécaniques qui produisent l'électricité.

Un de ces appareils, la *PowerBuoy* d'**Ocean Power Technologies**, consiste en une bouée modulaire de 27 tonnes dont la production unitaire d'énergie peut aller jusqu'à 40 kW, selon la configuration et les conditions d'opération. Un parc de 1 MW de ces bouées, construit pour la *United States Navy*, est en opération à Hawaï depuis octobre 2005.



Un autre parc de bouées similaires, de l'entreprise américaine

Aquaenergy, sera en service dans l'État de Washington d'ici 2008. Le parc de 1 MW fournira de l'électricité au réseau de Clallum County. Les bouées de 80 à 250 kW chacune seront installées à

environ 5 km au large de la côte Pacifique dans des eaux de 50 à 75 mètres, à Makah Bay. Le site est intéressant dû à la confluence des éléments suivants :

- grande profondeur pas loin de la côte,
- bon régime de vagues,
- accès facile aux lignes de transport,
- besoin important d'énergie dans les communautés avoisinantes,
- entreprise municipale d'électricité, ouverte au concept, et
- participation enthousiaste de la Première Nation qui contrôle les terres requises pour le projet.

Basé sur un concept très différent, le **Pelamis** d'**Ocean Power Delivery** est une structure semi immergée, attachée au fond marin qui est composée de sections cylindriques liées par des joints articulés. L'appareil *Pelamis* génère de l'électricité en exploitant les différences de mouvements entre les cylindres d'acier connectés. Des béliers hydrauliques qui résistent aux mouvements des joints, pompent à haute pression de l'huile et actionnent des moteurs hydrauliques qui, à leur tour, mettent en marche les générateurs électriques. Un prototype de 750 kW est testé actuellement sur le site de d'Orkney Island.



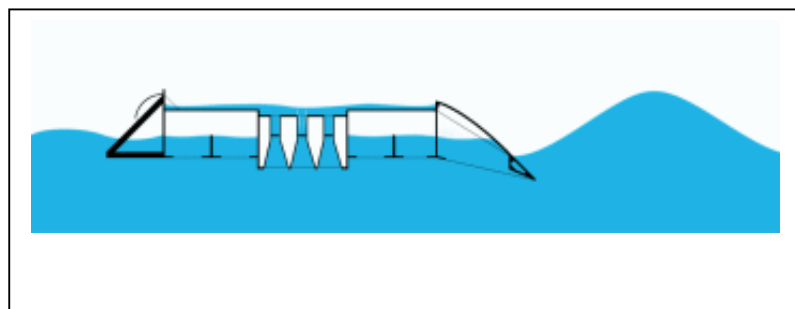
AquaBUoy de AquaEnergy Group



Pelamis

Finalement, le **Wave Dragon** de l'entreprise danoise du même nom est un appareil flottant amarré au niveau de la mer et qui laisse les vagues passer par-dessus lui, afin de capter l'eau dans un réservoir. Lorsque cette eau captée dans le réservoir s'écoule en mer, elle tourne des

turbines hydrauliques pour produire de l'électricité. De mars 2003 jusqu'au milieu de 2006, un consortium de développement teste le prototype de 20 kW adapté à la puissance des vagues du fjord de Nissum Bredning, au nord du Danemark. À partir des résultats obtenus, des prototypes de plusieurs mégawatts pourront être développés dès 2007. L'objectif de l'entreprise est de fournir de l'énergie à 0.04 euros le kWh provenant d'installations d'une puissance allant de 4 à 11 MW⁵¹.



Coûts

Étant donné la grande diversité des approches technologiques, dont plusieurs sont à un stade pré-commercial, il est impossible de fournir des estimations de coût fiables. Les coûts présentés ci-dessous sont les coûts réels du projet de Makah Bay de **AquaEnergy**. Il importe de souligner que les coûts d'une installation de ce type varient énormément selon la qualité de la ressource, c'est-à-dire les vagues elles-mêmes, et la distance à laquelle se situe la côte. Les coûts du projet de Makah Bay incluent des coûts d'interconnexion de 1,5 M \$US (5 km). Quant à la ressource vague, elle est en général jusqu'à deux fois plus grande sur les côtes ouest que sur les côtes est, à cause des vents dominants. Par ailleurs, la présence de glace ne constitue pas un empêchement majeur. Toutefois, une couverture totale de glace diminue radicalement la conversion de l'énergie éolienne en vagues, et élimine donc quasiment la production d'énergie pendant la période affectée.

⁵¹ http://hydropower.id.doe.gov/hydrokinetic_wave/pdfs/hydro_workshop_proceedings_13feb06.pdf, p. 31.

COÛT DE REVIENT

	Aquaenergy	
puissance installée, kW (système type)	parc 1000	par kW 1
investissement requis (\$/système)		
coût d'acquisition	4 640 000 \$	4 640 \$
coût d'installation	1 160 000 \$	1 160 \$
transport 10%	464 000 \$	464 \$
surcoût installation 20%	232 000 \$	232 \$
Total investissement requis	6 496 000 \$	6 496 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	13,1%	13,1%
MWh annuelle par système	1500	1,2
durée de vie		0
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et i 10%	649 600 \$	650 \$
- O&M fixe		- \$
- total Frais fixes	649 600 \$	650 \$
Frais variables		
- Carburant		- \$
- O&M variable		- \$
- total Frais variables	- \$	- \$
Total Coûts annuels	649 600 \$	650 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	43,3	

Énergie des vagues					
Description					
Appareils fixes ou flottants qui captent l'énergie des vagues.					
Coût (\$/kW)	6 496	Qualité du service			
Taille du système type (kW)	1000	Grande variabilité d'une place à l'autre.			
Coût total par système (M \$)	6,5				
Déplacement de diesel (litres par kW installée, par an)	450				
Déplacement de CO ₂ (tonnes par kW installée, par an)	1 197				
Coût de revient (¢/kWh)	43,3				
Durée de vie (ans)	20	Statut de la technologie		Pré-commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel			
Déconseillé en présence d'une couverture de glace.		Pas de personnel requis pour l'opération.			
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
Grands vagues, pas trop loin des cotes.		0	0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit			
toute autre source d'énergie		aucun			
Fournisseurs		WaveGen			
AquaEnergy Group, Ltd.		13a Harbour Road			
P.O. Box 1276		Inverness IV1 1SY			
Mercer Island, WA 98040 USA		Scotland			
Contact : Alla Weinstein, CEO		Contact: David Langston, Bus. Dev. Mgr.			
Phone: (425) 430-7924		Tel: 011-44-1463 238094			
http://www.aquaenergygroup.com		david.langston@wavegen.com			

FICHE 9 : SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Description

Le solaire photovoltaïque (PV) est une technologie disponible depuis longtemps. Elle a une fiabilité connue et est largement utilisée dans des applications où une connexion au réseau électrique serait trop chère. L'obstacle principal à une utilisation plus large du PV est son prix élevé. Aujourd'hui, les panneaux de PV coûtent environ 6 \$ par Watt, et environ 10 \$ par Watt (nominal) installé, y compris l'onduleur⁵².

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

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

Actuellement, selon l'Association des industries solaires du Canada, les panneaux PV au Canada sont d'une taille de 900 W en moyenne. Néanmoins, la taille utilisée présentement en Californie est de 3 000 W, ce qui est aussi la taille que le marché au Canada adoptera au cours des années à venir. En tenant compte de cette évolution, la taille de 3 kW a été retenue pour cette analyse.

Plusieurs variantes de cette technologie existent pour le secteur résidentiel. L'approche la plus courante est d'installer les panneaux PV sur le toit d'une maison. Il y a également une technologie canadienne, Spheral Solar, qui intègre le PV dans les toitures. Toutefois, vu que le soleil dans les latitudes nordiques vient d'un angle assez petit, il est souhaitable d'orienter les modules vers le sud et de les installer à un angle de 40° pour optimiser le rendement des systèmes. Intégrer le PV dans une toiture peut également supprimer la production d'électricité

⁵² Source: Rob McMonagle, Association canadienne des énergies solaires, février 2006.

car le toit peut être couvert de neige pendant une longue période de l'année. Par conséquent, les panneaux PV non intégrés aux toits semblent être la technologie préférée. Selon le logiciel Retscreen, un panneau de 3 kW fournira une quantité de 3 221 kWh par an s'il est installé à une latitude de 55° (hauteur de Schefferville, ce qui représente un facteur d'utilisation de 12,3 %.

Coût de revient annuel

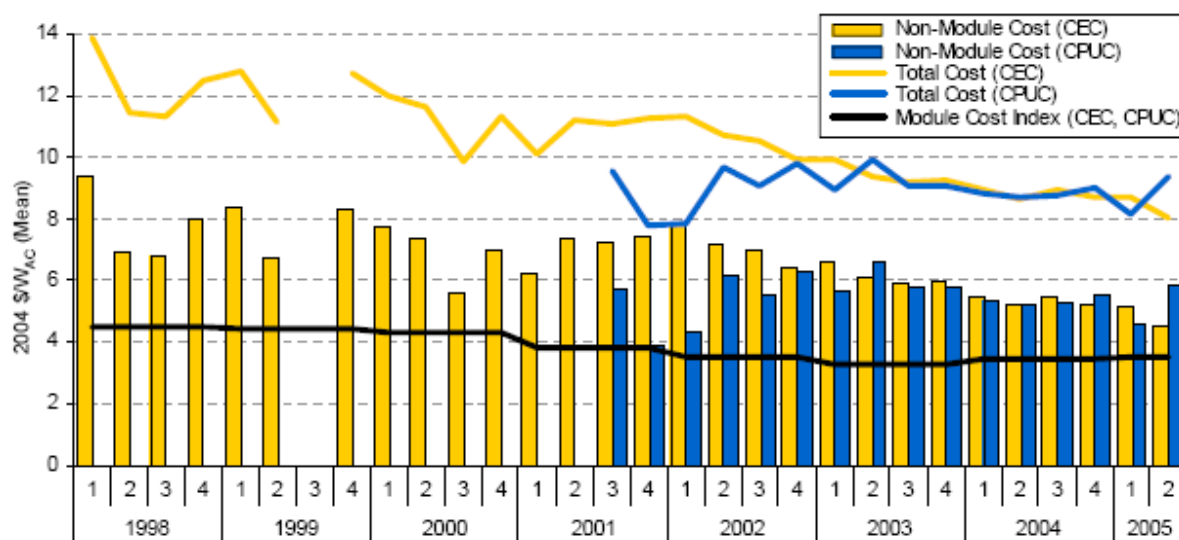
COÛT DE REVIENT

puissance installée, kW (système type)	décentralisé		centralisé	
	par unité 3	par kW 1	par unité 100	par kW 1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	24 000 \$	8 000 \$	834 643 \$	8 346 \$
coût d'installation	6 000 \$	2 000 \$	100 000 \$	1 000 \$
transport 10%	2 400 \$	800 \$	83 464 \$	835 \$
surcoût installation 50%	3 000 \$	1 000 \$	50 000 \$	500 \$
Total investissement requis	35 400 \$	11 800 \$	1 068 107 \$	10 681 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	12,3%	12,3%	15,4%	15,4%
MWh annuelle par système	3,2	1,1	135,3	1,4
durée de vie (ans)	40	40	40	40
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts 10%	3 540 \$	1 180 \$	106 811 \$	1 068 \$
- O&M fixe	214 \$	71 \$	156 \$	2 \$
- total Frais fixes	3 754 \$	1 251 \$	106 967 \$	1 070 \$
Frais variables				
- Carburant	- \$	- \$	- \$	- \$
- O&M variable	- \$	- \$	- \$	- \$
- total Frais variables	- \$	- \$	- \$	- \$
Total Coûts annuels	3 754 \$	1 251 \$	106 967 \$	1 070 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	116,5		79,1	

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

L'installation des panneaux PV nécessite le service d'un technicien spécialisé. Si cette technologie est appliquée dans une communauté éloignée, il faudrait alors que le technicien installe une série de panneaux pour plusieurs maisons pour contrôler le coût d'installation et de transport des panneaux.

Le coût des systèmes PV est en baisse constante. Le coût des modules (sans installation ni appareillage) est passé de 6,90 \$ par Watt en 1992 à 3,13 \$ en 2002. Il devrait atteindre environ 1,25 \$ par Watt en 2008, selon le *US National Renewable Energy Laboratory*⁵³. À l'avenir, les systèmes de collecteurs solaires à concentration peuvent amener une réduction significative de coût pour les systèmes de tailles moyenne et grande. Des améliorations technologiques comme le remplacement du silicium par d'autres matériaux moins chers sont prévisibles sur un horizon plus lointain. La Figure 9.1 montre l'expérience en Californie, où le coût des panneaux PV installés fut en baisse constante au cours des sept années passées.



CPUC: Programme PV de la California Public Utilities Commission

CEC : Programme PV de la California Energy Commission

Figure 9.1 Réductions de coût pour les modules PV (noir) et leur installation (barres jaunes et bleues) en Californie entre 1998 et 2005⁵⁴

⁵³ Cost/Capacity Analysis for PV Manufacturing R&D Participants. National Renewable Energy Laboratory, 2002.

⁵⁴ Wisser, Ryan et al. : Letting the Sun Shine on Solar Costs: An Empirical Investigation of Photovoltaic Cost Trends in California. LBNL-59282 NREL/TP-620-39300, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Environmental Energy Technologies Division, janvier 2006.

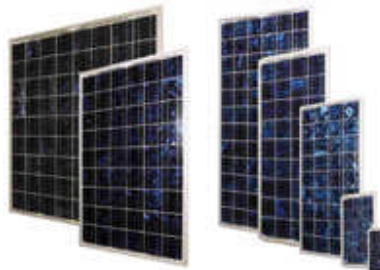
Le remplacement de l'onduleur, prévu tous les 10 ans, coûte 6 000 \$ en matériel pour un système de 3 kW. Pour l'installation centralisée, le coût est estimé à 1000 \$ par kW car il s'agit d'un seul grand système au lieu de plusieurs onduleurs pour chaque maison.

Les frais d'installation sont un élément important dans le coût d'un système PV. En milieu éloigné, ces frais sont estimés à 3,00 \$ par W pour des systèmes de 3 kW. Le recours aux systèmes centralisés pourrait diminuer ces coûts d'installation. Pour les systèmes centralisés, ce coût est supposé être 50 % moins élevé car des éléments comme le câblage et l'onduleur sont installés une seule fois pour l'ensemble du système.

Contraintes et particularités

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

Étant donné que le soleil change d'angle pendant la journée (jusqu'à 240° en été), il peut être avantageux d'installer un système de repérage qui tourne les panneaux pour maximiser la production d'électricité. Un tel système est manufacturé au Canada sous le nom de Sun Link Solar Tracker (www.sunlinksolartracker.com), bien qu'un système plus grand puisse être désirable. Les systèmes de repérage à un axe comme le Solar Tracker augmentent la production annuelle pour un panneau de 3 kW d'environ 26 % et un système à deux axes pourrait l'augmenter de 37 %. Les calculs présentés ci-dessus tiennent compte d'un système Solar Tracker d'un axe.

Solaire photovoltaïque				
Description				
<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.</i> <i>Le premier chiffre dans les cases ci-dessous est valable pour un système résidentiel, le deuxième pour un système centralisé de 100 kW avec système de repérage.</i>				
Coût (\$/kW)	11 800 \$ 10 681 \$			
Taille du système type (kW)	3 100	<i>Le solaire PV est intermittent et ne fonctionne qu'en journée. Il varie également selon la saison, c'est-à-dire que la performance en été sera très élevée par rapport à l'hiver, surtout dans les régions nordiques.</i>		
Coût total par système	35 400 \$ 1 068 107\$			
Déplacement de diesel (litres par kW installée, /an)	322 406			
Déplacement de CO ₂ (kg /an, par kW installée)	857 1 080			
Coût de revient (¢/kWh)	117 79			
Durée de vie (ans)	40	Statut de la technologie	Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
<i>Intermittent ; doit être déneigé pour un bon fonctionnement en hiver. Production réduite si les panneaux ne suivent pas le soleil.</i>		<i>Pas de personnel requis pour l'opération.</i>		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
<i>Ne demande pas de ressources autres que le technicien pour l'installation.</i>		0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit		
<i>Toute autre source d'électricité</i>		<i>Ne crée pas de bruit</i>		
Fournisseurs		Northern Lights Energy Systems Ltd. (Installateur)		
LeBoise Alternatives Inc. East Aldfield, QC Contact: DJ MacIntyre Tél. : (613) 282-8658 Email: dj@leboise.com www.leboise.com		Richard's Landing, ON Contact: Laurence McKay Tél. : (705) 246-2073 northern.lights@sympatico.ca www.NorthernLightsEnergy.com		

FICHE 10: PETITES ÉOLIENNES

Description

Cette fiche décrit les petites éoliennes, c'est-à-dire des éoliennes dont les dimensions sont au-dessous de la gamme prévue pour les systèmes éoliens-diesel à haute pénétration éolienne qui sont décrits dans les analyses de l'IREQ pour Nunavik et les Îles-de-la-Madeleine.⁵⁵ Le but de cette fiche est donc d'étudier la possibilité d'intégrer les petites éoliennes dans les réseaux autonomes à basse pénétration éolienne. Ceci implique que les éoliennes fonctionnent comme des *composantes passives* dans le réseau, c'est-à-dire qu'elles se déclenchent automatiquement si la fréquence ou la tension se trouvent hors des limites prévues pour le réseau. Les groupes diesel sur les réseaux autonomes ne sont donc pas arrêtés pendant l'opération des éoliennes, mais ils assurent la stabilité de la fréquence du réseau. Techniquement ceci est moins difficile que les systèmes à haute pénétration éolienne.

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

(1) Le chargement des batteries.

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

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

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

⁵⁵ Institut de recherche d'Hydro-Québec pour Hydro-Québec Distribution : *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – mise à jour 2004*. IREQ-2003-247C, December 2003.



Cette dernière application est utilisée dans un certain nombre d'endroits, surtout pour démontrer la praticabilité de la technologie et surtout par des gens ou des groupes qui ont déjà une certaine connaissance de l'énergie éolienne. En général il apparaît que les systèmes éolien-diesel sont des systèmes à *basse pénétration*, c'est-à-dire que les groupes diesel sur le réseau sont continuellement en opération. Le plus grand fournisseur en Amérique du Nord est Bergey Wind Power de Oklahoma.⁵⁶ Deux constructeurs relativement nouveaux existent aussi au Canada : la firme Wenvor Technologies d'Ontario et Énergies PGE de Chandler au Québec. En Europe,

les principaux fournisseurs sont les firmes Proven Energy⁵⁷ de l'Écosse et Vergnet de la France.⁵⁸ L'illustration ci-dessus montre une éolienne Proven de 6 kW.

Les petites éoliennes sont souvent utilisées pour des petites installations éolien-diesel. En général les mâts sont de 24-30 m (80-100 pi). Les mâts les moins chers sont des mâts en treillis avec des haubans. Parmi les endroits avec une expérience plus systématique avec de très petits systèmes éolien-diesel on peut mentionner les Îles de Falkland, où environ 60 systèmes avec les éoliennes Proven (3 à 4,2 kW) ont été installés.⁵⁹

Coût de revient annuel

Les prix de l'équipement sont disponibles sur les sites Web des fabricants. Ces configurations sont toutes raccordées au réseau.

⁵⁶ <http://www.bergey.com>.

⁵⁷ <http://www.provenenergy>.

⁵⁸ <http://www.vergnet.fr>.

⁵⁹ http://www.eere.energy.gov/windandhydro/windpoweringamerica/pdfs/workshops/2002_wind_diesel/ac_microgrids_cotter.pdf.

Tableau 10.1 Prix des petites éoliennes à l'usine en 2006 incluant l'érection et le raccordement au réseau, mais sans fondations ⁶⁰				
Fabricant	Puissance nominale et diamètre de l'hélice	Hauteur du mât (m)	Prix en \$CA (mât bas)	Prix en \$CA (mât haut)
Proven ⁶¹	2,5 kW / 3,5 m	6,5/11	22 000	24 800
Proven	6,0 kW / 5,5 m	9/15	36 600	38 200
Proven	15,0 kW / 9,0 m	15/25	80 000	88 000
Bergey ⁶²	10,0 kW / 6,7 m	18/37	30-35 000	34-39 000
Vergnet ⁶³	20,0 kW / 10,0 m	18/23,5	83 000	90 000
Wenvor Technologies ⁶⁴	30,0 kW / 10,0 m	24/30		
Énergies PGE ⁶⁵	35,0 kW / 11,0 m	15/30		
Fondations: 7-15 000 \$CA en sus				

⁶⁰ Les prix ont été obtenus de Vergnet Canada, pour une turbine Vergnet 20 kW. 1 GBP = 2,00 \$CA (13 avril 2006); 1 \$US = 1,14 \$CA (13 avril 2006).

⁶¹ <http://www.provenenergy.com/>.

⁶² <http://www.bergey.com/>.

⁶³ <http://www.vergnet.fr/>.

⁶⁴ <http://www.wenvortechnologies.com/>.

⁶⁵ <http://www.energiepge.com/>.

COÛT DE REVIENT

	Petite éolienne 18m		Petite éolienne 23,5 m	
	par unité	par kW	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)	20	1	20	1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	54 000 \$	2 700 \$	61 000 \$	3 050 \$
coût de fondation, érection & raccordement	22 000 \$	1 100 \$	22 000 \$	1 100 \$
surcoût transport & installation 100%	22 000 \$	1 100 \$	22 000 \$	1 100 \$
Total investissement requis	98 000 \$	4 900 \$	105 000 \$	5 250 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	18,0%	18,0%	20,0%	20,0%
kWh annuelle par système	31536,0	1,6	35040,0	1,8
durée de vie	20	20	20	20
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts 10%	9 800 \$	490 \$	10 500 \$	525 \$
- O&M fixe + 100%	3 000 \$	150 \$	3 000 \$	150 \$
- total Frais fixes	12 800 \$	640 \$	13 500 \$	675 \$
Frais variables				
- Carburant	- \$	- \$	- \$	- \$
- O&M variable	- \$	- \$	- \$	- \$
- total Frais variables	- \$	- \$	- \$	- \$
Total Coûts annuels	12 800 \$	640 \$	13 500 \$	675 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	40,6		38,5	

Particularités et contraintes connues

Aspects de développement de la technologie

La technologie mécanique des petites éoliennes avec un certain succès commercial est en général moins complexe que la technologie des grandes éoliennes. Il n'y a pas de multiplicateurs, les génératrices sont de type aimant permanent, le système d'orientation est du type passif avec un gouvernail avec safran et le contrôle de puissance est de type décrochage aérodynamique passif sur les machines Proven ou Bergey. Ces machines ont toutefois besoin d'un système de convertisseurs électriques puisqu'ils roulent à vitesse variable (et donc avec fréquence et tension variables). Les machines du constructeur français Vergnet sont d'une classe à part, plutôt de conception classique (« danoise »), c'est-à-dire qu'ils ont une connexion directe au réseau, un multiplicateur et une génératrice asynchrone et leur contrôle de puissance sont du type pitch mécanique (pâles à pas variable). Les deux machines canadiennes reprises dans le tableau ci-dessus sont également de type « pitch ».

Les petites éoliennes sont raccordées au réseau de basse tension (120V, 230V ou éventuellement 400V, triphasé). Elles sont en général moins efficaces que les grandes éoliennes par m² d'hélice, et le fait que les tours soient beaucoup plus basses que pour les grandes éoliennes implique des vitesses de vent moins importantes aussi. La production annuelle excède donc rarement un facteur d'utilisation de 20 %.

L'expérience avec les petites éoliennes sur les Îles de Falkland démontre que les problèmes initiaux étaient surtout le manque de fiabilité des convertisseurs électriques nécessaires pour le chargement des batteries, tandis que les éoliennes, quant à elles, n'étaient pas problématiques en général.

Organisation

Les petites éoliennes au-dessous de la gamme prévue dans les études de l'IREQ sont clairement moins économiques que les plus grandes éoliennes (> 50 kW), ce qui était également mentionné par les constructeurs lors des entrevues téléphoniques. Cette fiche apparaît donc plus pertinente dans la mesure où on peut envisager une facturation inversée dans les réseaux autonomes, ce qui permettrait aux clients de trouver des économies en devenant des producteurs d'électricité eux-mêmes.

Petites éoliennes				
Description				
Les petites éoliennes au-dessous de la gamme prévue dans les études de l'IREQ sont clairement moins économiques que les plus grandes éoliennes.				
Coût (\$/kW)	4 900\$* 5 250\$**	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	20 20	** mât 18m ** mât 23,5m		
Coût total par système	98 000\$ 105 000\$			
Déplacement de diesel (litres par kW installée, /an)	200 222			
Déplacement de CO ₂ (000 tonnes /an, par MW installée)	531 590			
Coût de revient (¢/kWh)	40,6 38,5			
Durée de vie (ans)	20 20	Statut de la technologie	Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
Production annuelle varie avec le gisement éolien local.		Pas de personnel requis pour l'opération, mais une visite annuelle de technicien de service.		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
		0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit		
Toute autre source d'électricité		Bruit seulement à proximité de l'installation.		
Fournisseurs				
Vergnet, Département Éolien 160 Rue des Sables de Sary F-45770 Saran, France m.mingarelli.vcan@videotron.ca				

6.4. *Énergie thermique*

- fiche 11: thermopompes
- fiche 12: solaire thermique
- fiche 13: fournaies à haute efficacité
- fiche 14: fournaies à granules de bois
- fiche 15: stockage de chaleur

FICHE 11 : THERMOPOMPES

Description

Les thermopompes (pompes à chaleur) puisent la chaleur du sol pour chauffer un bâtiment.⁶⁶ Dans le sol, à quelques mètres de profondeur, la température ne varie pas beaucoup au cours de l'année (stable à environ 10°C à une profondeur qui varie avec la latitude). Le principe des thermopompes renverse celui d'un réfrigérateur ; la chaleur du sol est alors concentrée par la compression d'un gaz préchauffé par la chaleur du sol. La compression chauffe le gaz dont la chaleur est utilisée pour les buts de chauffage résidentiel. Ensuite, le gaz est décomprimé et se refroidit en même temps pour se réchauffer par la chaleur du sol, répétant le cycle. En été, le cycle peut être renversé pour fournir des services de climatisation.

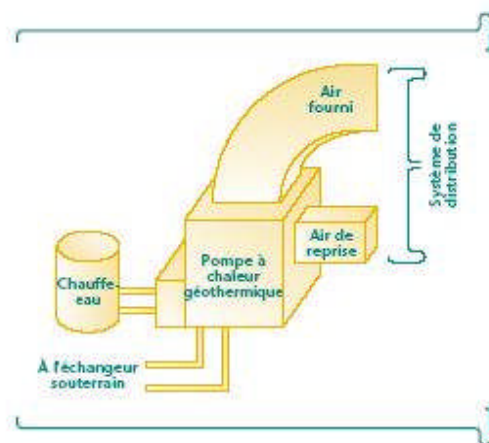


Figure 11.1 Thermopompe installée dans une résidence. (Source : RNCan)

La chaleur du sol peut être récupérée suite à l'enfouissement d'un circuit de tuyaux caloporteurs à une profondeur de 1 à 3 m sous une nouvelle construction ou tout autour si la construction existe déjà. Dans les cas où le bâtiment ne dispose pas d'un assez grand terrain, le circuit peut être enfoui dans un puit creusé verticalement dans la terre. Ce serait également la voie à suivre sur les terrains rocheux du nord du Québec. En région nordique, les températures du sol sont plus basses, ce qui peut nécessiter un creusage plus profond pour accéder à des températures nécessaires pour permettre le bon fonctionnement du système de chauffage dans un climat froid.

Le circuit peut être un circuit fermé qui fait circuler l'eau dans le tuyau, ou un circuit ouvert qui s'alimente, par exemple, à partir d'une nappe souterraine et y rejette l'eau après que la chaleur en ait été retirée. Il est aussi possible d'utiliser l'océan comme source de chaleur, car sa température est plus au moins constante pendant toute l'année à une profondeur suffisante (l'eau atteint sa densité maximale à environ 4°C). De plus, il serait possible de stocker la chaleur du soleil en été

⁶⁶ Il existe des pompes à chaleur qui puisent la chaleur de l'air, mais ces systèmes ne fonctionnent pas dans le climat nordique.

à l'aide de bassins d'eau isolés et l'utiliser durant l'hiver. Cependant, ces options devraient faire objet d'une analyse plus approfondie et ne sont donc pas considérées ici.

Les pompes à chaleur peuvent aussi fournir de l'eau chaude ou préchauffer l'eau pour un chauffe-eau existant. La figure 11.1 montre un schéma d'une thermopompe installée dans une maison.

Lorsque les pompes à chaleur fonctionnent à l'électricité, elles fournissent 2,5 à 4 fois la chaleur en kWh qu'elles consomment en électricité. Cette chaleur étant gratuite, le rendement des thermopompes est supérieur à 100%.

Deux options sont examinées pour cette fiche : l'option de pompes à chaleur résidentielles et celle d'un système centralisé avec une très grande thermopompe et un réseau de distribution de chaleur pour le chauffage urbain. Les systèmes résidentiels sont bien connus et librement disponibles sur le marché. L'expérience avec des systèmes centralisés est beaucoup plus restreinte.

Coût de revient annuel

Le système type est conçu pour un ménage à trois personnes vivant dans une maison d'une surface de 165 m². Le système à remplacer est un chauffage au mazout d'efficacité moyenne (pour les ménages qui utilisent l'électricité pour chauffer, les économies seraient encore plus grandes). La climatisation en été n'est pas prise en compte pour les calculs de rendement et d'émissions du système.

Le coût de revient a été calculé avec le logiciel RETSCREEN dans le cas d'une installation en terrain rocheux à une latitude de 55°. Un système géothermique type de 12,4 kW fournira alors 48 000 kWh_{th} par an, soit 42 500 kWh_{th} pour chauffer les lieux (presque une fois et demie l'énergie requise à Montréal, étant donné un climat plus froid) et 5 650 kWh_{th} pour fournir l'eau chaude (correspondant aux besoins estimés d'une famille de 3 ou 4 personnes). Son prix est estimé à 30 000 \$, dont 50% est attribué à l'installation des tuyaux caloporteurs. Le coût moyen de l'entretien annuel dans le sud est de 200 \$, incluant le remplacement du ventilateur et du compresseur après vingt ans.⁶⁷

⁶⁷ Groupe Master Ltée, communication personnelle, Montréal, 6 janvier 2006.

Les calculs pour le système centralisé se basent sur des paramètres développés par le Geo-Heat Center de l'Oregon Institute of Technology (OIT).⁶⁸ Le système centralisé est dimensionné pour un village typique dans le nord de 500 habitants, soit environ 150 ménages (en réalité, la chaleur sera répartie parmi un plus grand nombre de maisons pour atteindre un facteur d'utilisation de 60 % - voir la fiche 1 pour plus de détails). Si chaque ménage consomme 48 000 kWh_{th} par an pour le chauffage des lieux et l'eau chaude, la demande de chaleur moyenne annuelle sera de 7,2 GWh_{th}. Ceci correspond à une capacité d'environ 1 400 kW_{th}, à un facteur d'utilisation de 60% (la capacité est réduite de 10% dans les calculs pour simuler la perte de chaleur à cause de la distribution à distance). Le coût donné d'une thermopompe de cette capacité est de 70 000 \$. Pour le circuit dans la terre, le plus grand coût donné dans l'exemple de l'OIT est retenu (650 000 \$), car le coût d'installation dans les sols rocheux du nord est présumé plus coûteux qu'ailleurs. Finalement, le coût pour le réseau du chauffage urbain provient de la fiche 1 (cogénération).

⁶⁸ Voir <http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull17-3/art21.htm>.

COÛT DE REVIENT

		résidentiel		centralisé	
		par unité	par kW	par unité	par kW
puissance installée, kW _{th} (système type)		12	1	1260	1
investissement requis (\$/système)					
coût d'acquisition		15 000 \$	1 250 \$	720 000 \$	571 \$
coût d'installation	15%	15 000 \$	1 250 \$	10 500 \$	8 \$
transport	15%	2 250 \$	188 \$	108 000 \$	86 \$
surcoût installation	50%	7 500 \$	625 \$	5 250 \$	4 \$
Total investissement requis		39 750 \$	3 313 \$	843 750 \$	670 \$
Paramètres spécifiques					
facteur d'utilisation		45,8%	45,8%	60,0%	60,0%
MWh _{th} annuelle par système		48,2	4,0	6623	5,3
durée de vie (ans)		50	50	50	50
Coûts annuels					
Frais fixes					
- Amortissement et intérêts	10%	3 975 \$	331 \$	84 375 \$	67 \$
- O&M fixe		400 \$	33 \$	50 000 \$	40 \$
- total Frais fixes		4 375 \$	365 \$	134 375 \$	107 \$
Frais variables					
- Electricité		5 280 \$	440 \$	735 840 \$	584 \$
- O&M variable		- \$	- \$	- \$	- \$
- total Frais variables		5 280 \$	440 \$	735 840 \$	584 \$
Total Coûts annuels		9 655 \$	805 \$	870 215 \$	691 \$
Coût unitaire (\$ /kWh_{th})					
Coût unitaire (\$ /kWh _{th})			20,1		13,1
Coût du distrib. chauffage urbain (\$ /kWh _{th})			-		10,5
Coût unitaire avec distr. (\$ /kWh_{th})			20,1		23,6

Un emploi à mi-temps est prévu pour superviser le fonctionnement du système ; il est peu probable qu'il requiert une charge à temps plein. L'entretien n'est alors pas compté mais est généralement absorbé dans le coût opérationnel. Le calcul montre que l'investissement important dans l'infrastructure fait que le prix unitaire pour le système centralisé est plus élevé que celui des systèmes résidentiels. Le prix unitaire est plus haut que celui pour le chauffage à mazout, mais c'est en partie dû à la méthode de calcul qui applique un coût annuel de 10 % de l'investissement pour l'amortissement de toutes les technologies, sans tenir compte de leur durée de vie.

Contraintes et particularités

Les pompes à chaleur peuvent servir pour chauffer en hiver et pour climatiser en été, quoique cette dernière fonction soit peu utilisée dans les régions nordiques.

Lorsqu'une thermopompe remplace un système de chauffage électrique, aucune modification du câblage n'est nécessaire. Toutefois, lorsqu'elle remplace un système à carburant fossile, il se peut qu'une modification du système électrique de la maison soit nécessaire afin d'alimenter la pompe et un système de chauffage électrique d'appoint pour les jours de grand froid. Pour le système central, ce chauffage d'appoint peut être fourni d'un chauffage secondaire (central) au mazout.

Où la géologie est rocheuse, de l'équipement lourd est requis pour installer des puits géothermiques verticaux. Par contre, dans certains endroits, l'installation de circuits d'échangeurs thermiques dans la mer ou dans des lacs peut être une option intéressante.

Côté entretien, les pompes à circuit fermé sont plus avantageuses que les systèmes à circuit ouvert parce que ces derniers sont vulnérables aux problèmes dus à l'entartrage (dépôts de calcaire ou d'autres minéraux) ou à d'autres impuretés provenant de l'eau des nappes souterraines utilisées pour alimenter le système. La durée de vie des pompes devrait être semblable à celle des réfrigérateurs (10 ans), après quoi il faut remplacer la pompe à un coût de 1000 \$ et y ajouter les frais d'installation. Le circuit dans le sol, par contre, est supposé fonctionner pour au moins 40 ans. Un entretien annuel par un technicien est recommandé. De plus, dans le cas d'un système à air pulsé, le changement des filtres à air est requis sur une base annuelle.

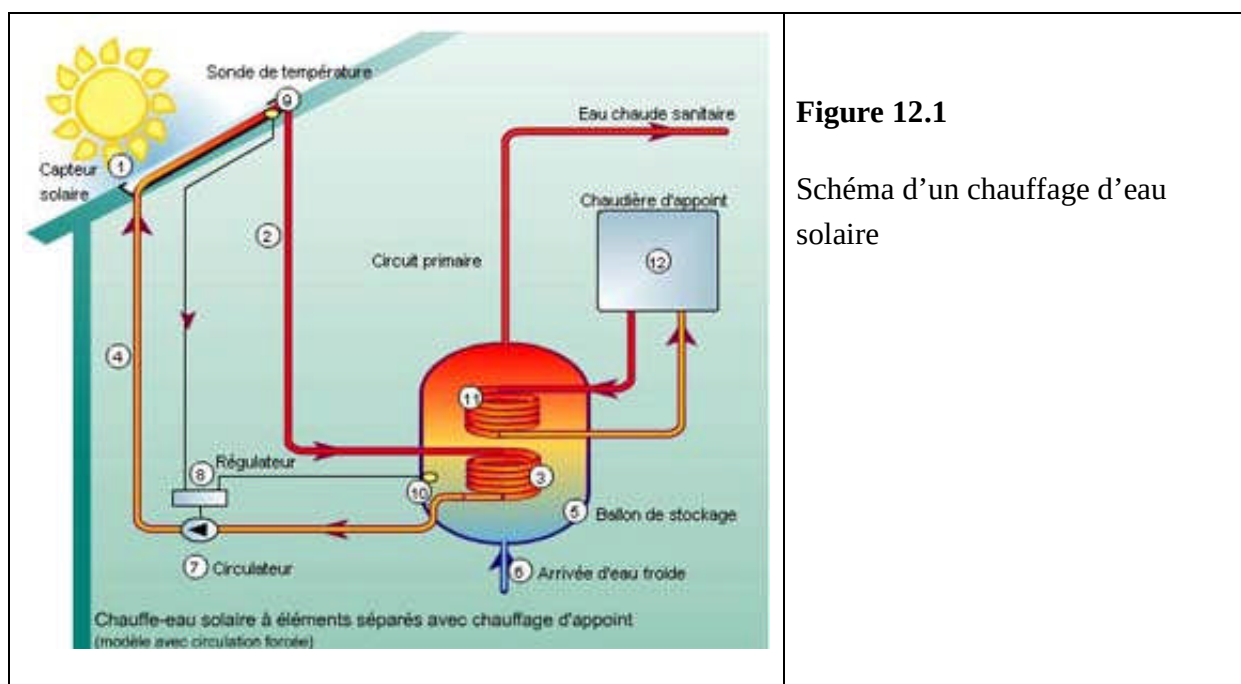
Étant donnée la consommation en électricité des thermopompes, la réduction de consommation en mazout est annulée par la consommation de diesel requise pour la génération de cette électricité. L'avantage d'efficacité d'une thermopompe est donc perdu à cause de l'inefficacité du groupe électrogène qui fournit l'électricité requise. En somme, tout chauffage qui fait appel à une électricité de source thermique ne peut alors pas être recommandé.

Thermopompes					
Description					
Les thermopompes utilisent la température constante du sol pour régler la température d'un logement à l'aide d'un liquide transporteur de chaleur. Les premiers chiffres ci-dessous représentent un système résidentiel, les deuxièmes un système central de chauffage urbain.					
Coût (\$/kW _{th})	3 313 5 378	Qualité du service			
Taille du système type (kW _{th})	12 1 400	Les thermopompes fonctionnent en continu et offrent une qualité de service égale aux autres technologies de chauffage. On les dit même supérieures à cause de leur débit de chaleur plus continu, évitant des variations de températures souvent observées avec des fournaies à carburants fossiles.			
Coût total par système (\$) (thermopompe)	39 750 843 750				
Coût total par système (\$) (avec système de distribution)	39 750 7 528 700				
Déplacement de mazout (litres par kW _{th} installé, par an)	181 237				
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW _{th} installé)	239 309				
Coût de revient (¢/kWh _{th})	20 23,6				
Durée de vie (ans)	50	Statut de la technologie	Commerciale		
Contraintes connues		Qualification du personnel			
Incite à l'utilisation de la climatisation en été.		Pas de personnel requis pour l'opération.			
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
Source d'électricité.		219	0,08	2,7	0,07
Jumelage facile avec		Bruit			
(remplace un autre système de chauffage; peut aussi remplacer le chauffage de l'eau)		Ne crée pas de bruit s'il est bien installé.			
Fournisseurs		Confort Géothermique L'Ange-Gardien, QC Contact : Karl Lamarche Tél. : 819-661-1660 confortgeothermique@sympatico.ca www.confortgeothermique.com Eco-Groupe : http://ecogroupe.ca Géothermix, Montréal, QC www.geothermix.com			
Le Groupe Master Ltée Montreal, QC Contact : Marc Belanger Tél. : 514-527-2301 mbelanger@master.ca www.Master.ca					

FICHE 12 : SOLAIRE THERMIQUE

Description

Les systèmes solaires thermiques servent à substituer une partie des besoins en énergie pour chauffer l'eau des ménages, mais ils ne sont pas adéquats pour chauffer des bâtiments, surtout en milieu nordique. Les petits systèmes peuvent être branchés à des chaudières existantes (voir la figure 12.1), quoique les systèmes moyens et grands sont généralement branchés à leur propre réservoir d'eau.



Les capteurs de chaleur sont installés sur le toit d'un bâtiment. Le soleil chauffe un liquide antigel qui est acheminé vers un échangeur de chaleur. Celui-ci est utilisé pour préchauffer l'eau avant qu'elle n'entre dans le chauffe-eau. Il n'est donc pas nécessaire de remplacer ni de modifier le chauffe-eau existant. Plus l'eau entrant dans le chauffe-eau est préchauffée par le système de chauffage solaire thermique, moins l'énergie requise au fonctionnement du chauffe-eau est grande. Ainsi, le chauffe-eau (électrique, au gaz ou au mazout) ne fournit que la quantité d'énergie non produite par le système solaire pour chauffer l'eau. Le système est doté d'une pompe électrique qui permet de faire circuler l'eau entre le toit et le chauffe-eau. Sa consommation en électricité a été prise en compte dans les calculs présentés ici. Un système de

taille moyenne (4 à 5 kW_{th}) coûte entre trois et quatre mille dollars (installé), c'est-à-dire entre 600 et 1 000\$ par kW.⁶⁹

Étant donné que le chauffe-eau stocke l'eau chaude produite pendant la journée, la technologie n'est pas intermittente. En été, un système solaire thermique peut répondre à presque 100 % des besoins en eau chaude. L'énergie solaire déplace ainsi le combustible ou l'électricité qui autrement aurait été utilisé pour chauffer l'eau.

L'entretien requis pour un système solaire thermique est minime, et se limite au déneigement lors des grandes tempêtes de neige (autrement, la neige tombe par elle-même du collecteur), un nettoyage annuel et un contrôle biannuel du liquide antigel.

Coût de revient annuel

Selon le logiciel RETSCREEN, un système de 4 kW installé à la hauteur de Schefferville fournira 2 300 kWh_{th} (8,2 GJ) d'énergie par an pour une consommation de 180 litres d'eau chaude par jour (famille de trois membres). La technologie permet d'éviter la consommation d'environ 270 litres de mazout par année. Il est important de choisir la bonne taille de système pour chaque ménage, car un système plus grand n'aura pas le même rendement qu'un système bien dimensionné. La taille de 4 à 5 kW est convenable pour la maison d'une famille de 3 à 4 personnes.

Le système solaire thermique a besoin d'une pompe électrique, qui consomme environ 70 kWh par an. La pompe doit être remplacée après 10 à 15 ans. Il est souhaitable d'avoir des pièces de rechange sur place et de former un technicien local pour effectuer les petites réparations. Un coût d'entretien de 140 \$ par an et par système est prévu. Le coût d'installation calculé représente 15 % du coût total installé.

⁶⁹ Solar and the Future of Ontario's Electricity Supply. Association des industries solaires du Canada, présentation, Toronto, septembre 22, 2005.

COÛT DE REVIENT

puissance installée, kW _{th} (système type)	résidentiel	
	par unité 4	par kW 1
investissement requis (\$/système)		
coût d'acquisition	2 720 \$	680 \$
coût d'installation	480 \$	120 \$
transport 20%	544 \$	136 \$
surcoût installation 50%	240 \$	60 \$
Total investissement requis	3 984 \$	996 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	0,0%	0,0%
MWh annuelle par système	2,3	0,0
durée de vie (ans)	25	25
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 10%	398 \$	100 \$
- O&M fixe	140 \$	35 \$
- total Frais fixes	538 \$	135 \$
Frais variables		
- Electricité	27 \$	7 \$
- O&M variable	- \$	- \$
- total Frais variables	27 \$	7 \$
Total Coûts annuels	566 \$	141 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	24,8	

Contraintes et particularités

En fonction des heures ensoleillées, les systèmes solaires thermiques produisent beaucoup plus de chaleur en été qu'ils ne le font en hiver. Le rendement du système est réduit environ de moitié durant les mois d'hiver, par rapport aux mois les plus performants.

Le gel peut être évité en utilisant une solution composée à 60% de glycol ; le froid ne pose donc pas de problème majeur pour le système. Le rendement en hiver est très réduit et peut être nul pendant la période la plus froide, mais les panneaux peuvent fonctionner à des températures allant jusqu'à -25 °C.

Solaire thermique				
Description				
<i>Le solaire thermique utilise la chaleur du soleil pour chauffer un liquide utilisé pour chauffer l'eau chaude des ménages.</i>				
Coût (\$/kW _{th})	996	Qualité du service		
Taille du système type (kW _{th})	4	<i>Le solaire thermique peut fournir jusqu'à 100% de l'eau chaude en été. La technologie n'est pas intermittente à cause du stockage de l'eau chaude dans la chaudière. Néanmoins, le système produit beaucoup moins d'eau chaude pendant l'hiver.</i>		
Coût total par système (\$)	4 000			
Déplacement de mazout (litres par kW _{th} installé, par an)	83,3			
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW _{th} installé)	220			
Coût de revient (¢/kWh _{th})	25			
Durée de vie (ans)	25	Statut de la technologie	Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
<i>Peut fournir presque 100% de l'eau chaude en été, mais moins en hiver.</i>		<i>Pas de personnel requis pour l'opération.</i>		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)
<i>Ne demande pas de ressources autres que le technicien pour l'installation.</i>		24	0.009	0.3
Jumelage facile avec		Bruit		
<i>Chaudière d'eau électrique, au gaz ou au mazout.</i>		<i>Ne produit pas de bruit.</i>		
Fournisseurs		Northern Lights Energy Systems Ltd. (Installateur)		
Generation Solar (Installateur)		Richard's Landing, ON		
Peterborough, ON		Contact: Laurence McKay		
Contact: Simon Boone		Tél. : (705) 246-2073		
Tél. : (705) 741-1700		northern.lights@sympatico.ca		
info@generationsolar.com		www.NorthernLightsEnergy.com		
www.generationsolar.com				

FICHE 13 : FOURNAISES PLUS EFFICACES

Description

Hydro Québec encourage le remplacement du chauffage électrique par le chauffage au mazout dans plusieurs réseaux autonomes. Cette fiche se penche sur le remplacement des systèmes de chauffage au mazout installés il y a dix ans ou plus avec des systèmes modernes à haut rendement.

Depuis les années 50, l'efficacité des fournaies et chaudières est passée d'environ 60 % à plus de 80 % (voir la Figure 13.1). Le remplacement des chaudières les plus anciennes par de plus performantes se traduirait par une augmentation de l'efficacité énergétique.

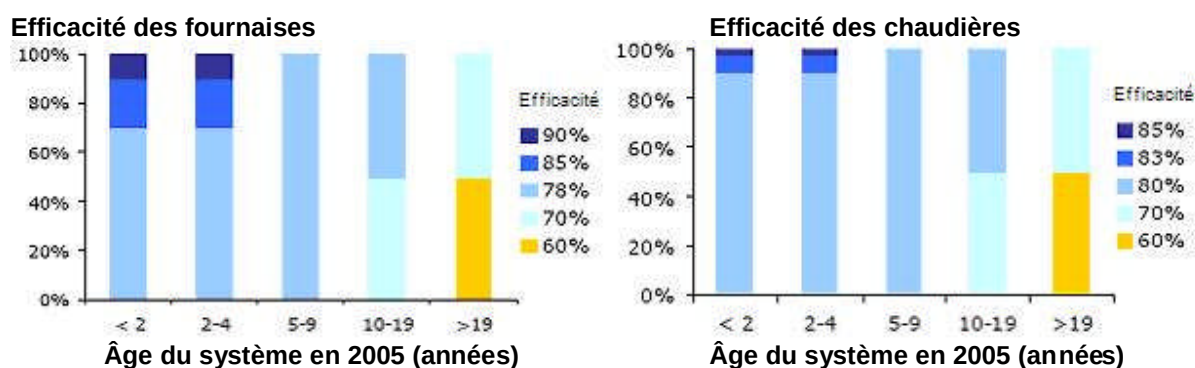


Figure 13.1 Efficacité des fournaies et chaudières aux États-Unis⁷⁰

Selon RNCAN, les fournaies à efficacité intermédiaire peuvent avoir un rendement de 83 à 89 % et consommer entre 28 et 33 % moins de mazout que les appareils ordinaires produisant la même quantité de chaleur. Le Tableau 13.1 montre les suppositions faites pour cette analyse.

⁷⁰ Lawson, Karen: Reducing Emissions from Residential Oil Furnaces & Boilers (présentation Power Point). Center for Clean Air Policy, 28 mars 2005.

Tableau 13.1 Paramètres de chauffage utilisés

Chauffage à mazout	Efficacité	Consommation de mazout (l/kWh _{th})	kWh _{th} par an	mazout par an (l)	Coût
Système de chauffage d'air existant	76%	0,123	24 750	3 044	6 088,50 \$
Système de chauffage d'eau existant	65%	0,144	5 650	814	1 627,20 \$
Système nouveau de chauffage d'air et eau intégré	88%	0,106	30 400	3 222	6 444,80 \$
<i>Economies</i>		0,0275		635	16%

La meilleure solution d'un point de vue efficacité énergétique semble être un système intégré de chauffage d'air et d'eau (Figure 13.2). Il existe des appareils à efficacité intermédiaire qui offrent des rendements saisonniers de 80 à 95 % pour le chauffage des locaux et de l'eau. Un tel système intégré combine, d'une part, une chaudière à efficacité intermédiaire à faible masse thermique équipée d'un brûleur à haute pression statique, et d'autre part, un réservoir de stockage bien isolé avec échangeur thermique efficace de type eau-eau. Le brûleur peut être actionné soit par le thermostat de la maison, soit par celui du chauffe-eau. La chaleur est dirigée vers les locaux, soit directement par un système hydraulique, soit par un ventiloconvecteur dans le cas d'un réseau de distribution à air pulsé. Le chauffage de l'eau chaude a normalement priorité sur le chauffage des locaux ; la chaleur est donc d'abord transmise au réservoir d'eau chaude qui alimente les robinets⁷¹.

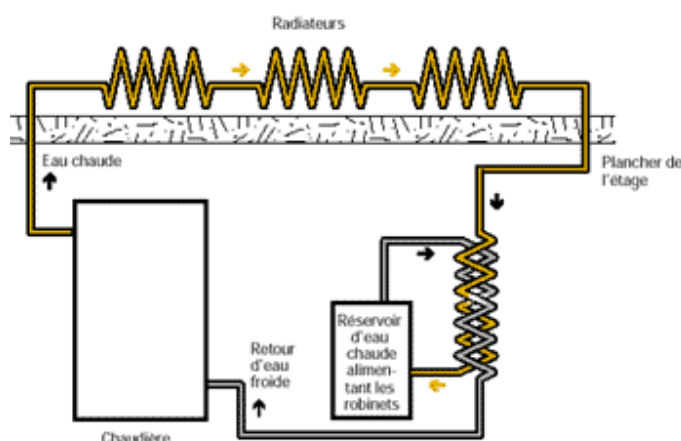


Figure 13.2

Schéma d'un système de chauffage intégré. Au lieu d'avoir un brûleur pour le chauffage de l'air et un autre pour l'eau, le système intégré se sert d'un seul brûleur, réduisant le coût d'achat et d'entretien, et augmentant l'efficacité du système par la récupération de la chaleur.

⁷¹ Le chauffage au mazout. Ressources Naturelles Canada, Office de l'efficacité énergétique, janvier 2004.

En présumant la présence d'un système de chauffage central, le coût de 3 000 \$ par unité de $12 \text{ kW}_{\text{th}}$ pour un système intégré peut être qualifié de modeste (adéquat pour une maison typique de 165 m^2). L'installation requiert un jour de main d'œuvre (560 \$). Un tel système est compatible avec un système solaire ou un système de chauffage urbain.

Coût de revient annuel

Pour l'entretien, une inspection par un technicien est nécessaire chaque année. La durée de l'entretien est d'au moins une heure et demie pour le chauffage d'air sinon plus. Nous supposons ici que l'entretien du système intégré dure deux heures à 70 \$ l'heure. Ce montant est doublé pour tenir compte des frais de transport et de séjour du technicien (divisés entre plusieurs installations). Le remplacement du ventilateur et d'autres pièces tous les 10 ans est nécessaire, mais ce coût est marginal et se fait également si le système de chauffage n'est pas remplacé. L'entretien d'un système de chauffage intégré est moins coûteux que pour deux systèmes séparés (eau et air).

Tableau 13.2 Coût de revient du chauffage intégré air/eau

COÛT DE REVIENT

puissance installée, kW _{th} (système type)	résidentiel	
	par unité 12	par kW 1
investissement requis (\$/système)		
coût d'acquisition	3 000	250 \$
coût d'installation	560	47 \$
transport 20%	600	50 \$
surcoût installation 50%	280	23 \$
Total investissement requis	4 440	370 \$
Paramètres spécifiques		
facteur d'utilisation	0,0%	0,0%
MWh _{th} annuelle par système	42,5	0,0
durée de vie (ans)	25	25
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 10%	444 \$	37 \$
- O&M fixe	280 \$	23 \$
- total Frais fixes	724 \$	60 \$
Frais variables		
- Electricité	200 \$	17 \$
- mazout	4 910 \$	409 \$
- total Frais variables	5 110 \$	426 \$
Total Coûts annuels	5 834 \$	486 \$
Coût unitaire (¢ /kWh_{th})	13,7	

Particularités et contraintes connues

Comme les fournaises plus efficaces réduisent la quantité de gaz à évacuer, une condensation excessive peut se produire lorsque la cheminée est sur la paroi extérieure de la maison, ce qui risque d'endommager la maçonnerie. Dans ce cas, il peut être nécessaire de couvrir les parois de la cheminée d'un revêtement en acier inoxydable.

Si la qualité de l'eau est mauvaise, une filtration peut être nécessaire – ce qui est également le cas pour d'autres types de chaudière. Si l'eau est livrée par camion, il faut veiller à ce que le système de chauffage ait toujours assez d'eau parce que des bulles d'air dans la tuyauterie peuvent causer des interruptions de service.

En général, les installateurs forment des techniciens locaux pour faire des petites réparations. Par contre, cela ne remplace pas le service annuel d'un technicien certifié.

Fournaies eau/air intégrées					
Description					
Les fournaies intégrées chauffent l'eau et l'air (ou l'eau de chauffage des locaux) par le mazout dans une unité combinée. Cela engendre des économies d'achat, mais augmente également l'efficacité du système combiné par rapport aux deux systèmes séparés conventionnels.					
Coût (\$/kW _{th})	370	Qualité du service			
Taille du système type (kW _{th})	12,4	La qualité de service est égale aux systèmes existants.			
Coût total par système	4 440 \$				
Déplacement de mazout (litres par kW _{th} installé, par an)	78				
Déplacement de CO ₂ (kg/an, par kW _{th} installé)	208				
Coût de revient (¢/kWh _{th})	13,7				
Durée de vie (ans)	25	Statut de la technologie	Commerciale		
Contraintes connues		Qualification du personnel			
Service annuel par un technicien recommandé.		Ne requiert pas de qualification au-delà des systèmes conventionnels.			
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
Mazout, électricité		295	0,09	3,6	0,1
Jumelage facile avec		Bruit			
Solaire thermique, chauffage urbain		Égal aux systèmes conventionnels			
Fournisseurs					
Tirino (distributeur)					
Contact : Marc Bates					
Tél. : (905) 669-8636					
Marcb@tirino.ca www.tirino.ca					

FICHE 14 : FOURNAISES À GRANULES DE BOIS

Description

Les fournaises à bois sont disponibles en plusieurs versions : les poêles à bois, les foyers et les fournaises à granules. Leur fonctionnement est plus difficile que celui des poêles à combustible fossile, et nécessite de se procurer du combustible, de l'entreposer à l'abri d'humidité, d'enlever les cendres et parfois d'alimenter manuellement le feu. Le bois étant un combustible plus polluant que les combustibles fossiles raffinés, l'entretien de l'équipement et les spécifications de la cheminée et de son entretien sont plus compliquées que pour ces derniers.

Dans une optique de réduire l'utilisation de combustibles fossiles et de réduire ainsi les émissions de GES des communautés éloignées, le remplacement du mazout par des granules de bois dans un système de chauffage central est l'approche la plus intéressante. Il permet d'alimenter la fournaise une fois par jour (ou même à moindre fréquence) en utilisant des sacs de granules de 18,1 kg. La fournaise s'alimente alors automatiquement à l'aide d'une vis sans fin. On peut en régler la température, et il est possible de l'intégrer dans le système de chauffage existant à air pulsé, c'est-à-dire qu'on peut remplacer une fournaise à mazout tout en gardant les avantages d'un chauffage central. Les fournaises à granules permettent également un fonctionnement plus efficace et moins polluant que le bois, ne nécessitent pas une cheminée de poêle à bois, et peuvent avoir un assez haut rendement. Il existe des modèles qui peuvent évacuer leurs gaz directement, sans cheminée. Il est également possible de combiner une fournaise à granules avec une autre fournaise existante, mais cette option demande plus de place et n'est pas envisagée dans cette étude. Finalement, il existe aussi des unités intégrées pour chauffer l'eau de ménage et l'air pulsé pour chauffer les lieux. Pinnacle, en Colombie-Britannique, produit des fournaises de ce type.

Les inconvénients d'un chauffage à granules de bois sont qu'il n'offre pas l'ambiance chaleureuse d'un feu à bois, ne fonctionne qu'avec l'électricité et que les granules sont souvent plus chères que le bois. Par contre, ceci ne sont pas des désavantages vis-à-vis d'un chauffage à mazout. Autrement, l'utilisation de bois produit des cendres dont il faut ensuite se débarrasser.

Le tableau 14.1 affiche les valeurs utilisées pour les calculs qui suivent, et le tableau 14.2 montre les calculs effectués pour estimer les émissions d'un système de chauffage aux granules. Un surcoût de 176 \$ par tonne de granules est ajouté à son prix pour tenir compte du profit et de la livraison à la résidence des granules. La fiche 2 (cogénération à la biomasse) donne plus de renseignements sur les présomptions faites à cet égard.

Tableau 14.1 Paramètres utilisés pour comparer le chauffage aux granules et au mazout

	Paramètres	Source
Mazout	43,4 MJ/kg 1,25\$/kg	Hydro Québec
Granules	20,9 MJ/kg 0,2\$/kg + transport (0,1\$/kg) + surcoût (0,18\$/kg)	Lauzon Ltd.
Unité de chauffage aux granules	Efficacité : 85% Coût : 4300\$+taxes	Modèle Harman PF100 www.harmanstoves.com
Unité de chauffage intégré (air et eau) aux granules	Efficacité : 80% Coût : 5050\$+taxes	Modèle Pinnacle GBU-130 www.pinnaclestove.com
Unité de chauffage au mazout	Efficacité : 76%	

Tableau 14.2 Émissions de la combustion de granules dans une unité de chauffage central certifiée

	kg/ tonne granules ⁷²	g/kWh _{th} *	Émissions électricité g/kWh**	Total g/kWh _{th}
CO ₂	-	0	11	11
PM ₁₀	2,1	0,45	0,004	0,45
NO _x	6,9	1,49	0,1	1,6
SO _x	0,2	0,043	0,003	0,05

* basé sur une efficacité de 80%

** Il s'agit de l'électricité consommée par l'unité de chauffage (300 W à un f.u. de 25%, ou 650 kWh par an).

Coût de revient annuel

Le prix d'une unité est évalué à 4300 \$; l'installation est supposée prendre un jour, ce qui augmente le coût de 560 \$ (8 heures à 70 \$). L'entretien annuel est évalué à deux heures de travail (140 \$), multiplié par deux pour tenir compte du coût élevé du transport du technicien (divisé entre plusieurs installations) et des pièces de rechange. Pour chauffer une maison-type, un système avec une efficacité de 85 % consommerait 10 142 kg de granules par an pour livrer 42 500 kWh_{th} de chaleur (4,93 kWh_{th}/kg de combustible).⁷³

⁷² Residential Wood Combustion – Vol. 3, Chapter 2. Préparé par Eastern Research Group, Inc., janvier 2001.

⁷³ Un kWh_{th} est égal à 3,6 MJ ou 3412 BTU.

Le prix des granules est actuellement de 200 \$ par tonne (prix du gros). Le transport des granules est supposé coûter 300 \$ par tonne (voir la fiche sur la cogénération à biomasse pour plus de détails). Il est envisagé de livrer les granules requis par navire ou par camion une fois par an. Les granules sont livrés en vrac et sont alors entreposés dans une maison de stockage (à construire) qui est gérée par une entreprise locale qui met les granules en sacs, les vend et les livre aux ménages au courant de l'année, ce qui engendre un surcoût de 87,80 \$ la tonne. La fournaise consomme un peu plus d'électricité qu'une fournaise à mazout pour fournir l'air de combustion et l'alimentation en granules. Sa consommation en électricité est estimée à 650 kWh par an.

Le coût unitaire d'énergie devient alors plus élevé que le coût du chauffage à mazout. Le côté gauche du tableau montre le coût pour un système de chauffage des lieux (le Harman PF 100), tandis que le côté droit décrit un système intégré (chauffage des lieux et de l'eau ; le Pinnacle GBU-130). Ces fournaises ont une capacité plus élevée que 12 kW_{th}, et leurs facteurs d'utilisation reflètent donc qu'elles ne fonctionnent pas à leur capacité nominale. La puissance installée représente donc la puissance équivalente à laquelle les fournaises sont utilisées dans une maison de 160 m².

COÛT DE REVIENT

	Harman PF-100		Pinnacle GBU-130	
	par unité	par kW _{th}	par unité	par kW _{th}
puissance nominale, kW _{th} (système type)	32	1	38	1
puissance installée, kW _{th} (système type)	10	1	12	1
investissement requis (\$/système)				
coût d'acquisition	4 300 \$	430 \$	5 050 \$	421 \$
coût d'installation	560 \$	56 \$	560 \$	47 \$
transport 20%	860 \$	86 \$	1 010 \$	84 \$
surcoût installation 50%	280 \$	28 \$	280 \$	23 \$
Total investissement requis	6 000 \$	600 \$	6 900 \$	575 \$
Paramètres spécifiques				
facteur d'utilisation	15,2%	15,2%	14,5%	14,5%
MWh _{th} annuelle par système	42,5	4,3	48,2	4,0
durée de vie (ans)	20	20	20	20
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts 10%	600 \$	60 \$	690 \$	58 \$
- O&M fixe	280 \$	28 \$	280 \$	23 \$
- total Frais fixes	880 \$	88 \$	970 \$	81 \$
Frais variables				
- Electricité	260 \$	26 \$	260 \$	22 \$
- granules	5 961 \$	596 \$	7 176 \$	598 \$
- total Frais variables	6 221 \$	622 \$	7 436 \$	620 \$
Total Coûts annuels	7 101 \$	710 \$	8 406 \$	701 \$
Coût unitaire (¢ /kWh_{th})				
	16,7		17,5	

Contraintes connues et particularités

Les fournaies à bois et aussi celles aux granules ont certains désavantages :

- La chambre de combustion doit être nettoyée chaque semaine (enlèvement de cendres et brossage), ainsi que les échangeurs de chaleur ;
- Un nettoyage plus général de la fournaie est recommandé chaque fois qu'une tonne de granules a été brûlée ;
- Les systèmes intégrés peuvent présenter un danger, car dans une installation mal conçue et non munie de soupapes de sécurité, de la vapeur pourrait s'accumuler et provoquer une explosion ;

- Les installations de ventilation horizontales droites pour poêles à granules comportent des inconvénients. Tout d'abord, le tuyau de ventilation doit être placé loin des fenêtres et des portes pour empêcher les odeurs des gaz d'échappement de pénétrer dans la maison, ce qui peut être difficile à faire. Le bon emplacement n'est pas toujours facile à trouver. Deuxièmement, les ventilateurs-extracteurs des fournaises à granules sont peu puissants. Quand le vent souffle fort contre le mur où s'effectue la ventilation, les gaz de combustion risquent d'être refoulés dans la maison. Troisièmement, s'il y a une panne d'électricité, la fumée du poêle peut se répandre dans la maison s'il n'existe aucun tirage naturel pour l'expulser de la maison.
- Les appareils tels que les ventilateurs de salle de bain et de cuisine, les sècheuses et les aspirateurs centraux peuvent réduire la pression à l'intérieur de la maison de sorte qu'elle s'oppose à l'effet de tirage de la cheminée. À la limite, cette pression pourrait même faire en sorte que la fumée serait refoulée dans la cheminée et se répandrait dans la maison. L'installation d'un dispositif d'air d'appoint pour compenser l'air soutiré de la maison peut alors être nécessaire.
- Dans les cas extrêmes de feu couvant, suffisamment de créosote peut être produite en quelques jours seulement pour soutenir un feu de cheminée. Par contre, les nouvelles fournaises à faibles émissions brûlent les granules de façon si complète que, lorsqu'elles sont utilisées à bon escient, les cheminées auxquelles elles sont raccordées ne nécessitent normalement qu'un ramonage annuel. Puisque le mélange de combustible et d'air peut être réglé une fois que l'appareil fonctionne en produisant peu d'émissions, le feu qui brûle dans une fournaise à granules risque peu de couvrir et de produire de créosote. C'est pourquoi les fournaises à granules, contrairement aux poêles à bois, n'ont pas besoin d'une cheminée pouvant résister à des hautes températures. Elles utilisent plutôt un tuyau léger à double paroi appelé tuyau d'évent pour fournaise à granules. Certaines fournaises à granules peuvent être ventilées à l'horizontale à travers le mur, ce qui élimine la nécessité d'une cheminée.
- De nombreuses entreprises d'assurances majorent les primes des maisons équipées d'appareils de chauffage au bois.

Il est aussi connu que le prix des granules a augmenté pendant l'hiver 2005/2006 dans le nord-est, suivant le prix des carburants alternatifs comme le mazout. Il serait donc prudent de négocier des contrats à long terme avec un prix défini pour assurer l'alimentation des systèmes à biomasse dans les réseaux autonomes.

Le prix de transport semble être très conservateur, vu que l'expérience dans d'autres régions nordiques du Canada montre que le transport par camion coûte environ 100\$ la tonne pour une distance de 1000 km environ (voir la fiche sur la cogénération à biomasse pour plus de détails). Il se peut donc que le coût de vente sera beaucoup plus bas dans certaines communautés nordiques où le transport par camion devient possible pendant une période de l'année. Le coût de revient baisserait alors à environ 14 ¢/kWh, ce qui est légèrement moins dispendieux que le coût de chauffage par mazout.

La gestion des cendres ne poserait pas de problèmes spécifiques, car à 0,5% de la masse du bois, les cendres peuvent être enlevées avec les déchets ménagers.

Fournaises au bois				
Description				
<i>Un chauffage central aux granules chauffe l'air en brûlant des granules de bois livrés dans des sacs de 18 kg environ. Il s'alimente alors automatiquement par une vis sans fin.</i> <i>(Les chiffres en parenthèses font référence au système intégré avec chauffe-eau.)</i>				
Coût (\$/kW)	600 (575)	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	10 (12)	<i>La qualité de service est semblable au chauffage à mazout, sauf qu'il faut nettoyer l'appareil plus fréquemment, rajouter des granules régulièrement et enlever les cendres.</i>		
Coût total par système (\$)	6 000 (6 900)			
Déplacement de mazout (litres par kW installé, par an)	5 127 (492)			
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW installé)	1 361 (1 309)			
Coût de revient (¢/kWh)	16,7 (17,5)			
Durée de vie (ans)	20	Statut de la technologie	Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
Demande une maintenance régulière (nettoyage).		Pas de qualifications requises pour l'opération.		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)
Granules, électricité		11	0,45	1,6
Jumelage facile avec		Bruit		
-		Ne cause pas de bruit au-delà d'un chauffage à mazout.		
Fournisseurs		Granules :		
Chauffage central :		Granules Combustibles Energex, Inc. Lac-Mégantic, QC Contact : Sylvie Grenier - Tél. : 819-583-5131 sales@energex.com - www.energex.com Lauzon Recycled Wood Energy Ltd.		
Les Foyers Rustiques R&D Inc. Saint-Jérôme, QC Tél. : (450) 432-3575 Lauzon Recycled Wood Energy Ltd. Papineauville, QC 888 427 5105 Stewart McIntosh stewart.mcintosh@lauzonltd.com				

FICHE 15 : STOCKAGE DE CHALEUR

Description

Le stockage d'énergie peut jouer un rôle important pour économiser l'énergie. Dans les procédés de conversion d'énergie avec des pertes énergétiques importantes, le stockage peut économiser des combustibles. L'énergie peut être stockée mécaniquement, cinétiquement ou chimiquement, mais puisqu'une grande partie de la conversion ou du transport énergétique se fait sous forme de chaleur, il est utile d'examiner le potentiel de *stockage de chaleur* plus en détail.⁷⁴

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

- (1) en changeant la température d'un matériau (stockage de chaleur sensible);
- (2) par le changement d'état – solide, liquide, vapeur (stockage de chaleur latent) ;
- (3) chimiquement, par la scission ou la reformation réversible des liens chimiques. Ce dernier cas n'est qu'au stade de démonstration.⁷⁵

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

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

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

⁷⁴ Cette fiche est basée en partie sur la recherche de la Commission Européenne ,
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/thermdintro.html, et les travaux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) <http://www.iea-eces.org/>.

⁷⁵ <http://www.solarserver.de/solarmagazin/anlagejan2000-e.html>.

Stockage de chaleur journalier centralisé

Dans les systèmes de cogénération, l'électricité devient un produit *dérivé* de la satisfaction de la demande de chaleur. La demande de chauffage est normalement la plus élevée le soir tandis que



la pointe de la demande d'électricité se trouve le matin – surtout dans les pays industrialisés avec un grand pourcentage de ménages avec plusieurs salariés. Dans la mesure où la demande de chauffage ne coïncide pas avec la demande d'électricité, on peut stocker la chaleur excédentaire « gratuite » du matin pour l'utiliser le soir en autant que les coûts de stockage soient inférieurs à la valeur du chauffage. La quasi-totalité des centrales de

cogénération danoises sont maintenant équipées avec le stockage de chaleur, surtout après la libéralisation du marché d'électricité dans les pays scandinaves. Le stock consiste en de l'eau chaude qui « flotte » au-dessus de l'eau froide (dans un réservoir relativement haut et étroit afin d'éviter de mélanger des eaux de différentes températures). Les réservoirs de stockage de chaleur sont visibles à gauche sur l'illustration ci-dessus. Il s'agit d'une centrale thermique de 505 MW_e, 575 MW_{th}, à multiples combustibles à Avedøre Holme, dans les faubourgs au sud de Copenhague.

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

Stockage de chaleur journalier décentralisé



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

différentiée est exigée selon les heures et en fonction des compteurs électriques adaptés à cette fin.

Les consommateurs ont la possibilité d'éviter des inconvénients en utilisant des calorifères munis d'accumulateurs thermiques (des briques à très haute densité) comme c'est déjà répandu dans les

régions à tarification d'électricité variable, comme en Grande-Bretagne où plusieurs millions de consommateurs se sont munis d'un tel équipement.⁷⁶ Les calorifères avec des accumulateurs thermiques sont également vendus en Amérique du Nord à des prix entre 800 et 1500 \$US par unité. Un tel calorifère (de Steffes Corporation) est illustré ci-dessus.⁷⁷ De telles solutions pourraient s'avérer rentables dans le cadre d'un système éolien-diesel à haute pénétration dans des régions comme les Îles-de-la-Madeleine ou l'Île d'Entrée.

Résumé des possibilités de stockage de chaleur journalier⁷⁸

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des technologies disponibles. Les indications des coûts sont incertaines et ne sont pas obligatoirement mises à jour pour chaque technologie.

⁷⁶ <http://www.steffes.com>.

⁷⁷ Clint Johnson, Utama Abdulwahid, James F. Manwell, Anthony Rogers, *Design and Modeling of Dispatchable Heat Storage in Wind/Diesel Systems*, Renewable Energy Research Laboratory, Dept. of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst, MA.

⁷⁸ Source: Commission Européenne,
http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/htmlu/thermdtech.html.

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

Stockage de chaleur saisonnier centralisé ou décentralisé

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

Dans le stockage thermique souterrain, on utilise normalement des cavernes souterraines isolées ou non-isolées, des nappes aquifères ou le stockage souterrain diffusif qui utilise des dizaines ou centaines de sondes géothermiques. L'énergie stockée peut provenir des capteurs solaires, comme à Okotoks en Alberta ou dans un nombre de villes en Europe, ou de rejets de chaleur/froid des pompes de chaleur de la saison précédente (hiver/été) pour l'approvisionnement de chauffage (avec une thermopompe) aussi bien que pour

⁷⁹ <http://www.iea-ec.es.org>.

l'approvisionnement de refroidissement.⁸⁰ Si la source de chaleur est un capteur solaire, on a généralement besoin d'un volume de sol de 3-5 m³ par m² de surface de capteur solaire.⁸¹

Possibilités de stockage de chaleur saisonnier⁸²

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des technologies disponibles. Les indications des coûts sont incertaines et ne sont pas obligatoirement misent à jour pour chaque technologie.

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

Coût de revient

Nos analyses indiquent qu'il y a des besoins de chauffage dans les réseaux autonomes québécois d'une manière quasi-permanente. Dans cette perspective, il apparaît inutile de faire des calculs sur l'économie du stockage de chaleur.

⁸⁰ <http://www.os.is/Apps/WebObjects/Orkustofnun.woa/swdocument/533/07Burkhard.pdf>.

⁸¹ La capacité thermique massique de l'eau liquide est 4186 J kg⁻¹ K⁻¹, ce qui signifie que 1 m³ d'eau peut stocker 1,163 kWh/degré. http://www.geothermal-energy.ch/fr/3_geostr_dir/3_geostr2_tech.htm.

⁸² Source: Commission Européenne, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas/html/lu/thermdtech.html.

6.5. *Stockage d'énergie*

- fiche 16: hydrogène (avec piles à combustible)
- fiche 17: stockage à air comprimé
- fiche 18: stockage par pompage hydraulique
- fiche 19: volants d'inertie
- fiche 20: hyper condensateurs
- fiche 21: demande différable

FICHE 16 : HYDROGÈNE AVEC PILES À COMBUSTIBLES

Description

La production d'hydrogène par le processus d'électrolyse de l'eau est une approche d'entreposage d'énergie qui a attiré beaucoup l'attention dans les dernières années. L'hydrogène peut aussi être produit à partir d'hydrocarbures, dont notamment le méthane, mais cette approche est moins pertinente pour les réseaux autonomes.

Un système d'entreposage d'électricité basé sur l'hydrogène requiert un électrolyseur, un système de stockage d'hydrogène et un appareil pour sa reconversion en électricité.

L'électrolyse de l'eau utilise de l'électricité pour séparer les composantes de la molécule d'eau, l'hydrogène et l'oxygène. L'oxygène est normalement rejeté, tandis que l'hydrogène est capturé et stocké pour servir ainsi de source d'énergie, car sa recombinaison avec l'oxygène (soit pur ou venant de l'air) libère une partie de l'énergie investie dans leur séparation. Pour la production de 1 kg d'hydrogène, il faut 65 kWh d'électricité⁸³, ce qui représente une efficacité de conversion de 60 %.

Le stockage d'hydrogène est une technologie en développement et, constamment, de nouveaux prototypes émergent sur le marché. À petite échelle, le stockage par compression est moins coûteux que la liquéfaction,⁸⁴ mais le volume des conteneurs d'hydrogène comprimé est au moins le double de celui de l'hydrogène liquéfié. Des bouteilles ou petites tanques sont disponibles sur le marché, mais plusieurs groupes développent des technologies qui pourraient améliorer la performance du stockage de l'hydrogène sous pression.⁸⁵ Un électrolyseur présentement disponible sur le marché pourrait fournir de l'hydrogène à une pression de 25 bars (362 psi), et des pressions de 200 bar (3000 psi) devraient être disponible bientôt.⁸⁶ Il serait donc possible d'entreposer l'hydrogène sans utiliser de compresseur.

⁸³ La consommation en électricité pour l'électrolyse d'eau est basée sur la moyenne des électrolyseurs examinés dans Levene, J.I. et al. : An Analysis of Hydrogen Production from Renewable Electricity Sources (Preprint). Prepared for ISES 2005 Solar World Congress, Orlando, Florida, August 6-12, 2005, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

⁸⁴ Cotrell, J. et Pratt, W. : Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems. NREL/CP-500-34043, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, mai 2003.

⁸⁵ Voir par exemple, <http://www.physorg.com/news3133.html>.

⁸⁶ Cotrell, J. et Pratt, W. : Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems. NREL/CP-500-34043, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, mai 2003.

La reconversion de l'hydrogène en énergie utile peut être effectuée soit chimiquement dans une pile à combustible, soit dans un moteur à combustion interne, soit par simple combustion pour produire la chaleur. L'énergie stockée dans ce kilogramme d'hydrogène fournit en retour 17 kWh d'électricité lorsqu'il est utilisé dans une pile à combustible (rendement de 50 %) ou 10,25 kWh avec un moteur à combustion interne (rendement de 30 %).⁸⁷ Si l'hydrogène est brûlé comme source de chaleur, par contre, on peut s'attendre à un rendement d'environ 47 % pour le cycle d'entreposage. Toutefois, nous limiterons notre analyse aux piles à combustible, parce que a) malgré son coût en capital inférieur, des études de NREL démontrent que l'option du moteur à combustion interne ne diminue pas les coûts, étant donné les coûts importants d'entretien, et b) la combustion directe de l'hydrogène sans production d'électricité est peu intéressante, étant donné l'existence de technologies supérieures pour le stockage de chaleur.

Les piles à combustible

Les piles à combustible convertissent chimiquement l'hydrogène en eau, en l'oxydant (voir la Figure 16.1). Ils renversent alors le processus de l'électrolyse, en produisant des électrons qui peuvent être convertis en courant alternatif. L'avantage de ce processus, sans explosion ni flamme, est son efficacité : plus de 50 % de l'énergie contenue dans l'hydrogène peut être convertie en électricité. Bien qu'étant une technologie nouvelle, il existe un marché de piles à combustibles allant d'environ 1 kW jusqu'aux plus grands systèmes de 250 kW. Pourtant, il n'existe pas encore beaucoup d'expérience utilisant cette technologie et plusieurs systèmes sont toujours en train d'être testés avant de pouvoir être offerts sur le marché.

⁸⁷ *Ibid.*

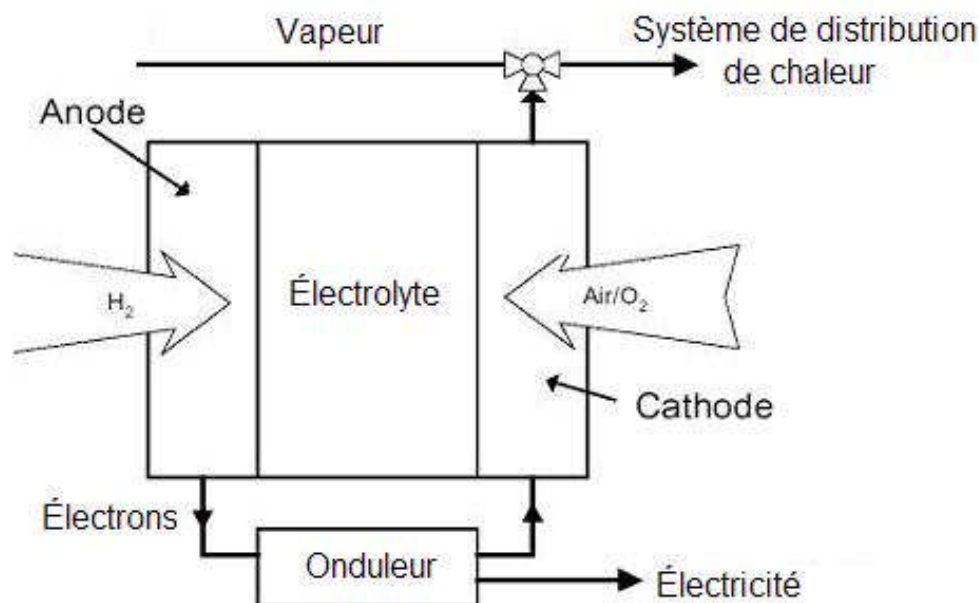


Figure 16.1 Fonctionnement schématique d'une pile à combustible avec option de cogénération

Sauf exception, les piles à combustibles requièrent de l'hydrogène pur (H₂) comme combustible. Plusieurs fabricants produisent des piles à combustibles intégrés avec des reformeurs qui produisent le H₂ à partir du gaz naturel ou d'autres hydrocarbures ou alcools. Toutefois, le transport de gaz ou d'autres carburants pour servir de source d'hydrogène n'est pas envisagé dans les réseaux autonomes à cause du coût lié au transport des carburants et la volatilité de leurs prix.

La conversion chimique de l'hydrogène crée toujours une quantité importante de chaleur, laquelle peut être utilisée dans des applications de cogénération. Quoique l'efficacité maximale d'une pile à combustible pour la production d'électricité soit limitée à environ 50 %, son efficacité totale peut augmenter à 85 % si l'on tient compte de l'utilisation de la chaleur.

Scénarios

Plusieurs scénarios pour la production d'hydrogène seraient possibles. Toutefois, nous nous limiterons à l'exemple où il serait produit à partir d'un surplus de production d'éolienne. Nous présumons également que les piles à combustibles fourniront une énergie d'appoint, sans essayer de remplacer les groupes diesel existants. Leur remplacement demanderait un surdimensionnement important des éoliennes, de l'électrolyseur et du stockage, ce qui augmenterait fortement le prix.

Nous étudions ici des systèmes centralisés avec et sans récupération de chaleur ainsi que des systèmes résidentiels (avec récupération de chaleur). Pour les options centralisées, une grande pile à combustible de 200 kW est employée. Elle produit environ la même quantité de chaleur et d'électricité, avec une efficacité de conversion électrique de 50 %. Pour l'option distribuée, des stations de cogénération d'une capacité électrique de 1 kW sont installées dans les maisons. Alors que l'efficacité de conversion électrique de ces appareils plus petits est seulement de 30 %, ils produisent deux fois plus de chaleur que d'électricité. La plupart de cette chaleur sert à répondre aux besoins en chauffage de l'espace et de l'eau de la maison.

Coût de revient annuel

Les coûts du système intégré incluent les coûts de l'électrolyseur, du stockage de l'hydrogène, et des piles à combustibles. Dans le scénario centralisé incluant la cogénération, on inclut également le coût d'un réseau de chauffage urbain. Le tableau 16.1 résume les paramètres utilisés. Il est basé, en grande partie, sur une étude du NREL pour un réseau autonome en Alaska. Le dimensionnement des éléments comme l'électrolyseur et le stockage, par rapport à la pile à combustible, est également tiré d'une étude existante qui contient une optimisation pour un tel système avec des éoliennes à basse pénétration.⁸⁸ Le stockage d'hydrogène permet, dans ce cas, le fonctionnement des piles à combustible pendant 10 jours sans régénérer les réserves en hydrogène stockées. Le coût d'électricité pour produire l'hydrogène est supposé être nul car il s'agit d'électricité d'éoliennes autrement perdue, produite pendant des périodes de basse demande.

Tableau 16.1 Paramètres des composantes d'un système avec stockage d'hydrogène

Composante	Consommation d'énergie	Durée de vie	Prix/MW	Coût O&M	Sources
Electrolyseur	65 kWh/kg H ₂	10 ans	2,5 millions \$	7%	NREL 2005b HG 2006
Stockage d'hydrogène	(fonctionne avec pression de l'électrolyseur)	20 ans	286 \$/kg de capacité de stockage de H ₂	marginal	NREL 2003a
Pile à combustible	0.059 kg H ₂ /kWh	20 ans	5 millions \$ (large) 10 million \$ (petite)	4\$/hr/MW	HG 2006

⁸⁸ Glenn Rambach, Desert Research Institute : Integrated, Renewable Hydrogen Utility Systems. NREL/CP-570-26938, 1999.

La récupération de la chaleur améliore de façon importante le rendement des piles à combustibles. Détail important, il faut rajouter le coût de la production et du stockage de l'hydrogène pour obtenir le coût total pour un système entier. Ce coût est plus élevé pour les systèmes décentralisés à cause de leur efficacité réduite de conversion électrique (30 % contre 50 % pour le système centralisé). Pourtant, cet effet ne se retrouve pas dans les calculs qui suivent car l'électricité pour produire l'hydrogène est gratuite, étant donné qu'environ 25 à 30 % de la production éolienne est gaspillée, dû aux périodes de faible charge sur le réseau. Pour cette raison, l'électrolyseur et le stockage d'hydrogène sont surdimensionnés afin que la pile à combustible puisse être utilisée avec un facteur d'utilisation élevé et un stock d'hydrogène suffisant.

Tableau 16.2 Coûts de revient

COÛT DE REVIENT						
	sans cogénération		avec cogénération			
	centralisé		distribuée			
	par unité	par kW	par unité	par kW	par unité	par kW
puissance installée, kW (système type)						
électrolyseur	1800		1800		15	
stockage (kg)	2400		2400		20	
pile à combustible	200	1	200	1	1	1
investissement requis (\$/système)						
électrolyseur	4 500 000 \$	22 500 \$	4 500 000 \$	22 500 \$	37 500 \$	37 500 \$
stockage (kg)	686 400 \$	3 432 \$	686 400 \$	3 432 \$	5 720 \$	5 720 \$
pile à combustible	1 200 000 \$	6 000 \$	1 300 000 \$	6 500 \$	12 000 \$	12 000 \$
coût d'acquisition (total)	6 386 400 \$	31 932 \$	6 486 400 \$	32 432 \$	55 220 \$	55 220 \$
coût d'installation 15%	957 960 \$	4 790 \$	972 960 \$	4 865 \$	8 283 \$	8 283 \$
transport 20%	1 277 280 \$	6 386 \$	1 297 280 \$	6 486 \$	11 044 \$	11 044 \$
surcoût installation 50%	478 980 \$	2 395 \$	486 480 \$	2 432 \$	4 142 \$	4 142 \$
Total investissement requis	9 100 620 \$	45 503 \$	9 243 120 \$	46 216 \$	78 689 \$	78 689 \$
Paramètres spécifiques						
facteur d'utilisation (électricité)	85,0%	85,0%	85,0%	85,0%	80,0%	80,0%
MWh annuelle par système	1489,2	7,4	1489,2	7,4	7,0	7,4
MWh de chaleur par an	0,0	0,0	1051,2	5,3	10,5	10,5
durée de vie (ans)	8	8	8	8	8	8
Coûts annuels						
Frais fixes						
- Amortissement et intérêts 10%	910 062 \$	4 550 \$	924 312 \$	4 622 \$	7 869 \$	7 869 \$
- O&M fixe	5 957 \$	30 \$	5 957 \$	30 \$	442 \$	442 \$
- total Frais fixes	916 019 \$	4 580 \$	930 269 \$	4 651 \$	8 311 \$	8 311 \$
Frais variables						
- Électricité (0 \$/MWh)	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
- O&M variable	- \$	- \$	- \$	- \$	3 \$	3 \$
- total Frais variables	- \$	- \$	- \$	- \$	3 \$	3 \$
Total Coûts annuels	916 019 \$	4 580 \$	930 269 \$	4 651 \$	8 314 \$	8 314 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	61,5		62,5		118,6	
Vente de chaleur (\$/kWh) 0,125	-		131 400 \$	657 \$	1 314 \$	1 314 \$
après vente chaleur (¢ /kWh)	61,5		53,6		99,9	
Distribution de la chaleur (¢ /kWh)	-		10,5		-	
coût avec distribution (¢ /kWh)	61,5		64,1		99,9	

Note : Les coûts par kW sont exprimés en relation à la puissance installée de la pile à combustible.

Le coût pour le système de distribution de chaleur pour le chauffage urbain est développé dans la fiche 1 (cogénération) et est repris ici, adapté à l'échelle du présent système. Pour les systèmes avec cogénération, l'option centralisée l'emporte sur l'option résidentielle, malgré la nécessité d'avoir un système de distribution de chaleur. Cela peut être expliqué par le coût élevé des petits systèmes, et la nécessité de surdimensionner le stockage et l'électrolyseur par rapport au système centralisé pour achever le même niveau de service électrique. On pourrait envisager de produire l'hydrogène à un endroit central dans les deux cas, mais cela nécessiterait un système de distribution d'hydrogène, dont le coût n'est pas inclus dans l'option distribuée. Par contre, le prix du système de distribution de chaleur paraît anéantir tout avantage financier par rapport au système centralisé sans cogénération, qui fournit alors l'électricité la moins coûteuse.

Contraintes et particularités

Le prix utilisé pour les grandes piles à combustible (les unités les plus larges disponibles sur le marché ont une capacité de 250 kW) est de 5000 \$ par kW. Pour les systèmes domestiques, ce prix peut facilement doubler.⁸⁹ Comme la technologie est en pleine évolution, des réductions de coût futures sont attendues. Par exemple, le coût des électrolyseurs pourrait baisser de 2 500 \$ à 700 \$ par kW d'ici dix ans. En plus, l'efficacité des piles à combustibles et des électrolyseurs devrait augmenter, baissant alors le coût de production.

Pour l'instant, l'efficacité du système de stockage d'électricité sous forme d'hydrogène est seulement de 30 %, dû aux pertes de conversion en hydrogène et ensuite la reconversion en électricité dans une pile à combustibles. Une augmentation de l'efficacité des électrolyseurs de 60 à 78 % et de celle des piles à combustibles de 50 à 55 % résulterait en une efficacité totale de 43 %.

L'utilisation domestique d'hydrogène suggère plusieurs modifications, comme par exemple la conversion du chauffage et des fours, à l'hydrogène. Cela pourrait causer des problèmes de corrosion, mais aussi de sécurité à moins que l'hydrogène ne soit muni d'une odeur qui trahisse des fuites éventuelles. Plusieurs systèmes commerciaux utilisent le gaz naturel pour lequel les standards et les réglementations sont déjà en place ; ce serait un défi d'obtenir les permis pour installer un système fonctionnant à l'hydrogène dans des ménages individuels.

Une autre question est le dimensionnement des installations domestiques. La consommation de base pourrait être fournie par une pile à combustible de 1 kW, mais les pointes peuvent

⁸⁹ Voir, par exemple, <http://krystal-planet.com>.

facilement excéder 2 ou 3 kW, ce qui ne semble pas économique à un prix de 10 000 \$ par kW. L'utilisation d'un système qui ne fournit que les besoins d'énergie de base demanderait alors que les systèmes de chauffage existants soient retenus.

Il serait également nécessaire de créer une infrastructure de distribution pour l'hydrogène, soit à l'aide d'une tuyauterie qui desservirait les ménages, soit à l'aide d'un système de distribution en bouteilles livrées par des petits camions. Cette dernière option a été prise en compte pour l'option de cogénération distribuée.

Il n'existe pas de piles à combustible à haute capacité disponibles sur le marché présentement : les plus grandes sont de 250 kW. Pour des puissances plus élevées, il faudra lier plusieurs unités. Le fait de combiner plusieurs unités est souhaitable parce que la défaillance d'une pile à combustible ne mènera alors pas à une interruption totale de la production d'électricité.

Le fonctionnement des piles à combustibles à long terme n'est pas encore éprouvé, et la garantie présentement offerte par les fabricants est seulement valable pour 2000 heures – moins de trois mois de fonctionnement continu. Les premières expériences avec les piles à combustible en Allemagne et en Islande ont démontré qu'elles peuvent fonctionner au moins 3600 heures,⁹⁰ mais il n'est pas certain que leur fiabilité soit pareille à celle des groupes électrogènes. Les fabricants disent que les systèmes actuels ne fonctionneront pas plus longtemps que 13 000 heures mais qu'ils visent une durée de vie entre 5 et 8 ans pour les systèmes domestiques, ou 40 000 heures.⁹¹ Pour les calculs, un remplacement éventuel des piles à combustible après 8 ans a été pris en compte, et leur coût d'investissement a donc été augmenté de 20 %.

L'optimisation pour la production d'électricité ou pour la chaleur devrait être déterminée lors de la conception des systèmes de cogénération. Les piles à combustible sont capables de suivre, du moins en partie, les fluctuations de demande sur le réseau électrique, mais une opération en mode continu peut réduire le coût par kWh du système. De plus, une optimisation pour la production de chaleur peut forcer une réduction de production d'électricité non désirable lors des périodes de basse demande en chaleur.

⁹⁰ Icelandic New Energy, présentation à GLOBE 2006.

⁹¹ Information de la firme suisse Sulzer Hexus, 10 avril 2006.

Des bouteilles ou petites tanques sont disponibles sur le marché, mais plusieurs groupes développent des technologies qui pourraient améliorer la performance du stockage de l'hydrogène sous pression.⁹²

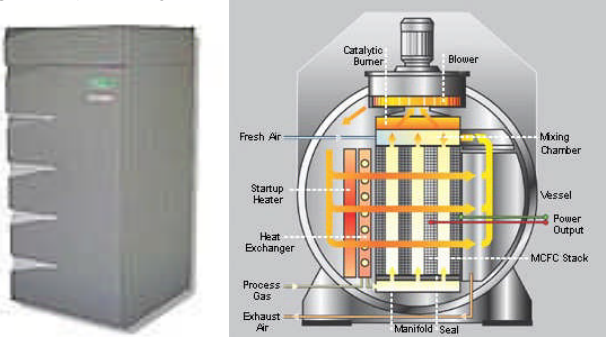
Une modélisation détaillée complète serait nécessaire pour optimiser le dimensionnement des composantes d'un système éolien-hydrogène. Les calculs ci-dessus doivent donc être considérés comme préliminaires.

En comparaison avec d'autres types de stockage d'énergie, l'hydrogène offre une capacité et une durée de stockage limitée uniquement par l'échelle de l'investissement. Les pertes de conversion de l'électricité en hydrogène et d'hydrogène en électricité sont, par contre, considérables (environ 70 %). Par contre, l'utilisation de la chaleur dégagée par les piles à combustibles augmente l'efficacité à des niveaux raisonnables.

L'hydrogène cause de la corrosion dans les réservoirs et tuyaux en métal, ce qui peut mener à des pannes ou des problèmes de stockage. Ce coût n'a pas été quantifié, mais l'expérience initiale des systèmes existants en Allemagne et en Islande a montré que la corrosion peut être contrôlée.

⁹² Voir par exemple, <http://www.physorg.com/news3133.html>.

Piles à combustible – système central sans cogénération				
Description		 Pile à combustible domestique (à gauche) et industrielle (en bas)		
<i>L'hydrogène est un gaz qui peut être comprimé pour stocker de l'énergie, avant de faire réagir l'hydrogène avec l'oxygène dans des piles à combustible ou dans un moteur pour produire de l'électricité.</i>				
Coût (\$/kW)	45 503	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	200	<i>La qualité du service dépend en premier lieu de la technologie de conversion. L'hydrogène peut être utilisé comme carburant dans des générateurs (après modification) ou dans des piles à combustible. Il sert, entre autres, à stabiliser le fonctionnement de sources intermittentes d'énergie, comme l'éolien.</i>		
Coût total par système (\$)	9 101			
Déplacement de diesel (litres par kW installé, par an)	2 234			
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW installé)	5 942			
Coût de revient (¢/kWh)	61,5			
Durée de vie (ans)	8	Statut de la technologie		Commerciale
Contraintes connues		Qualification du personnel		
<i>La garantie du fabricant des piles à combustible ne s'étend que sur 2000 heures d'opération.</i>		<i>Service par du personnel qualifié.</i>		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
<i>Hydrogène</i>		0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit		
<i>Eolien et diesel</i>		<i>Ne s'entend pas à l'intérieur d'un bâtiment.</i>		
Fournisseurs		Ballard		
Hydrogenics Corporation		Burnaby, BC		
Mississauga, ON		Tél. : 604.454.0900		
Contact : M. René Mandeville		marketing@ballard.com		
Tél. : 905 361 3660		www.ballard.com		
rmandeville@hydrogenics.com				
www.hydrogenics.com				

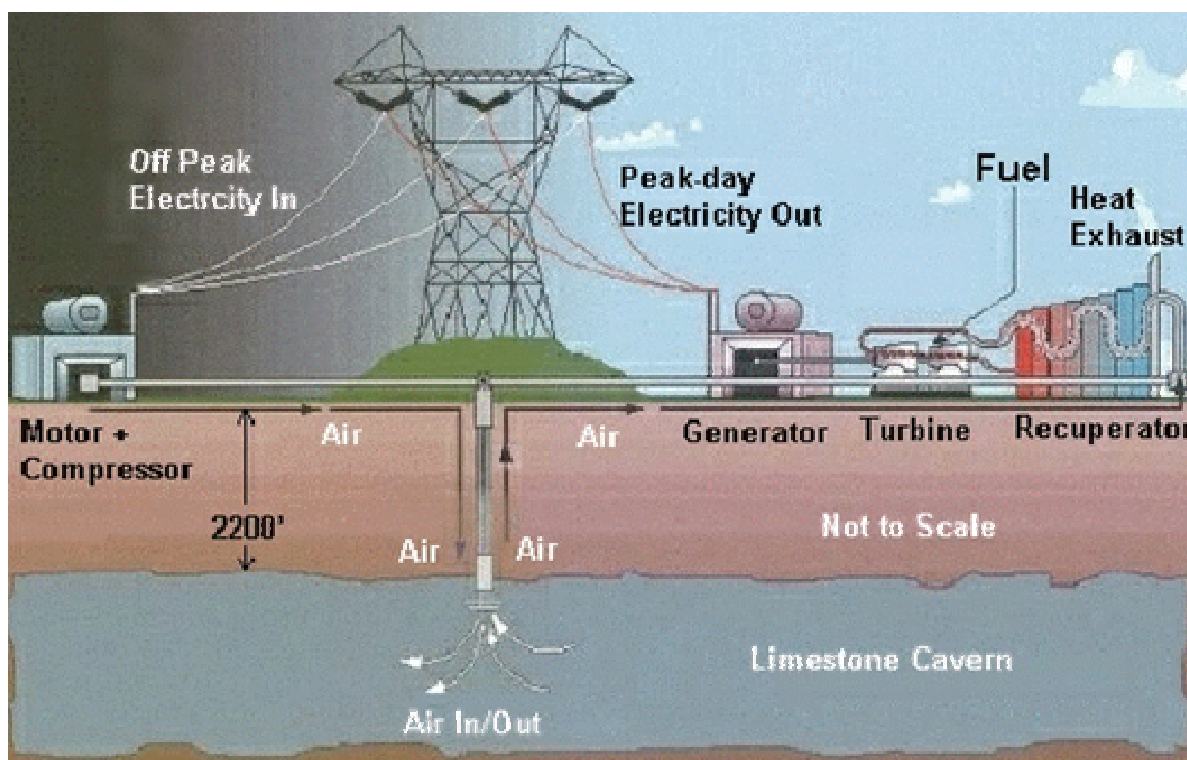
Pile à combustible avec cogénération				
Description		Le système de cogénération Avanti de Nuvera (gauche) et le système centralisé de MTU (droite)		
L'hydrogène est un gaz qui peut être comprimé pour stocker de l'énergie, avant de faire réagir l'hydrogène dans des piles à combustible pour produire de l'électricité et de la chaleur. Les données économiques entre parenthèses se réfèrent au système centralisé dans le texte, les autres au système décentralisé.				
Coût (\$/kW)	78 689 (50 925)	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	1 (200)	Comparable aux systèmes centralisés de chauffage à distance. Les systèmes décentralisés ne servent généralement qu'aux besoins en chaleur de base et nécessitent que le système de chauffage existant soit retenu.		
Coût de l'unité centrale (\$)	78 689 (9 243 120)			
Coût total avec système de distribution de chaleur (\$)	- (10 184 720)			
Déplacement de diesel/mazout (litres par kW installé, par an)	2 098 (3 452)			
Déplacement de CO ₂ (kg par an, par kW installé)	7 737 (9 182)			
Coût de revient (¢/kWh)	64 (100)			
Durée de vie (ans)	8	Statut de la technologie	Commerciale	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
L'hydrogène brûle avec une flamme plus chaude que les carburants fossiles, ce qui peut causer des problèmes de soupapes. Les systèmes domestiques ne sont actuellement pas autorisés pour l'utilisation d'hydrogène, mais seulement pour le gaz naturel ou autres carburants.		Formation spéciale requis pour maintenir un système à l'hydrogène.		
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
Hydrogène		0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit		
Eolien		Ne s'entend pas à l'intérieur d'un bâtiment.		
Fournisseurs		Systèmes centralisés :		
Systèmes distribués :		United Technologies :		
www.nuvera.com		www.utcfuelcells.com		
www.plugpower.com		www.mtu-cfc.com		
www.hexis.com				

FICHE 17 : STOCKAGE PAR AIR COMPRIMÉ

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

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

Rappelons que, dans une turbine à gaz, presque les deux tiers de l'énergie produite par la turbine sont consommés par le compresseur afin de chauffer et comprimer le mélange d'air et de combustible. En utilisant l'air comprimé pour fournir la pression requise pour faire fonctionner la turbine à gaz, l'énergie fournie au réseau par celle-ci peut être augmentée par un facteur de trois.⁹³



⁹³ http://www.doc.ic.ac.uk/~mpj01/ise2grp/energystorage_report/node7.html.

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

Les deux centrales les plus importantes utilisant le stockage à air comprimé sont celle de Huntorf, en Allemagne, et celle de McIntosh, en Alabama. La centrale d'Huntorf de 290 MW, la première centrale commerciale d'air comprimé au monde, est en opération depuis 1978. Elle utilise deux cavernes d'un volume total de 310 000 m³, à une pression variant normalement entre 43 et 70 bar. N'étant pas doté d'un système de récupération de chaleur (dit « *diabatique* »), l'efficacité de ce système est de seulement 42 % par cycle (charge et décharge)⁹⁴. Il prend jusqu'à 12 heures de compression à 60 MW pour charger complètement la réserve; ensuite, la centrale peut produire à 290 MW pendant 3 heures. Toutefois, la centrale est surtout utilisée pour fournir une réserve de très courte durée⁹⁵.

La centrale McIntosh en Alabama est plus moderne que celle d'Huntorf et aussi plus efficace à cause de son système de récupération de la chaleur qui réduit l'utilisation du combustible de près de 25 %. Cette centrale de 110 MW est en service depuis 1991. Pour le stockage d'air comprimé, elle utilise une caverne de presque 300 000 m³. À pleine charge, la pression est de 76,5 bar ; même déchargée, la pression reste à 45 bar. En mode production, la consommation spécifique de la chaleur (*heat rate*) est de 4600 Btu par kWh, soit le tiers de la valeur typique d'une turbine à gaz.

Le futur

Plusieurs projets de stockage d'air comprimé sont en construction ou au stade de la planification. L'*Iowa Association of Municipal Utilities* a lancé un projet innovateur d'équipement de stockage de l'air comprimé actionné par l'énergie éolienne, où l'air est stocké dans les nappes aquifères. Une fois complétée, la Iowa Stored Energy Plant aura une puissance de 264 MW.

Toutes les installations existantes faisant appel à l'air comprimé pour stocker l'énergie utilisent des cavernes ou d'autres structures géologiques qui s'y prêtent. Toutefois, la possibilité de

⁹⁴ http://www.ifr.ing.tu-bs.de/forschung/downloads/papers/Renewables_05_E_Leonhard.pdf.

⁹⁵ Klaus-Uwe Mohmeyer et Roland Scharf, « Huntorf CAES : More than 20 years of successful operation, » http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H03c_Crotogino_ea_HuntorfCAES_CompressedAirEnergyStorage.pdf.

construire des petites installations en utilisant des tanques ou des tuyaux souterrains pour le stockage d'air comprimé est évoquée à quelques reprises dans la littérature⁹⁶.

Une entreprise californienne, *Energy Storage and Power Corp.* (www.espcinc.com), qui a joué un rôle important dans la construction de la centrale McIntosh en Alabama, détient plusieurs brevets sur des technologies avancées ayant trait au stockage par air comprimé. Notamment, ils ont découvert que la quantité d'énergie qui peut être stockée dans un volume d'air comprimé augmente dramatiquement en augmentant l'humidité de l'air⁹⁷.

Des systèmes non-géologiques sont connus sous le vocable *sub-surface compressed air energy storage* (SSCAES). Ils utilisent de l'équipement de l'industrie de gaz naturel pour le stockage de l'air comprimé, qui peut se faire sur ou sous la surface. Le coût en capital des équipements est autour de 80\$/kW-h. À cela il faut ajouter le coût d'une turbine à gaz, ainsi que le coût des compresseurs (estimé à 100 \$ le kW). Rappelons que, comme nous l'avons précisé dans l'introduction, nous prenons comme hypothèse la présence d'un parc éolien qui produira de l'énergie non utilisable pendant des heures de faible demande. Étant donné que cette énergie est produite pendant un nombre restreint d'heures, le système de stockage doit avoir une capacité de recevoir de l'énergie très élevée par rapport à sa capacité de stockage et à sa capacité de production.

Dans le cas d'un système d'air comprimé, cela veut dire que la capacité des compresseurs doit être très grande par rapport aux autres composantes du système.

Coûts

Les estimations de coût présentées ci-dessous se basent sur les coûts d'une microturbine de 30 kW présentés à la fiche 5. On prévoit l'ajout d'un compresseur de 150 kW, et 3 000 kWh d'entreposage, soit des tuyaux suffisants pour garder l'air comprimé par le compresseur fonctionnant à plein régime pendant 20 heures. Une fois pleins, ces tuyaux auront suffisamment d'air comprimé pour faire fonctionner la microturbine pendant cent heures.

⁹⁶ www.ewi.uni-koeln.de/content/e266/e283/e3047/EWECPaperFinal2004_ger.pdf.

⁹⁷ Communication directe, Dr. Rodney Gay, pdg de ESPC.

COÛT DE REVIENT

	sans cogén		avec cogén	
	30	par kW 1	30	par kW 1
puissance installée, kW (système type)				
investissement requis (\$/système)				
coût d'une microturbine (installée)	58 995 \$	1 967 \$	66 495 \$	2 217 \$
coût d'acquisition - stockage 20	240 000 \$	8 000 \$	240 000 \$	8 000 \$
coût d'acquisition - compresseur 150	15 000 \$	500 \$	15 000 \$	500 \$
coût d'installation 20%	51 000 \$	1 700 \$	51 000 \$	1 700 \$
transport 20%	13 200 \$	440 \$	13 200 \$	440 \$
surcoût installation 30%	19 260 \$	642 \$	19 260 \$	642 \$
Total investissement requis	397 455 \$	13 249 \$	404 955 \$	13 499 \$
Paramètres spécifiques				
kWh input/kWh output	1,28	1,28	1,28	1,28
facteur d'utilisation	75,0%	75,0%	75,0%	75,0%
MWh _{el} annuelle par système	197	6,6	197,1	6,6
heat rate (btu/kWh)	4500	4500	4500	4500
efficacité	76%	76%	76%	76%
Efficacité (l diesel/kWh)	0,13	0,13	0,13	0,13
Consommation diesel (l/an)	24 685	823	24 685	823
énergie potentielle du diesel (MWh _{th})	260	8,7	260	8,7
MWh _{th} perdu par an	63	2,1	0	0
MWh _{th} utile par an	0	0	63	2,1
durée de vie	20	20	20	20
Coûts annuels				
Frais fixes				
- Amortissement et intérêts 10%	39 746 \$	1 324,9 \$	40 496 \$	1 349,9 \$
- O&M fixe	560 \$	19 \$	560 \$	19 \$
- total Frais fixes	40 306 \$	1 344 \$	41 056 \$	1 369 \$
Frais variables				
- Carburant	29 177 \$	973 \$	29 177 \$	973 \$
- Électricité 0	- \$	- \$	- \$	- \$
- O&M variable	3 942 \$	131 \$	3 942 \$	131 \$
- total Frais variables	33 119 \$	1 104 \$	33 119 \$	1 104 \$
Total Coûts annuels	73 425 \$	2 447 \$	74 175 \$	2 472 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)	37,3	37,3	37,6	37,6
Valeur de chaleur (\$) 125 \$	- \$	- \$	7 847 \$	262 \$
Coût unitaire après vente chaleur	37,3	37,3	33,7	33,7

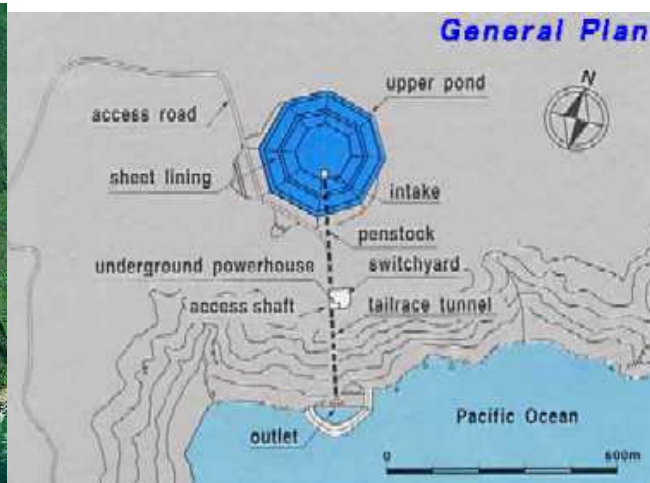
Stockage par air comprimé				
Description		(pas d'image disponible)		
Stockage d'air comprimé dans des tuyaux souterrains. Utilisation d'air comprimé pour augmenter substantiellement l'efficacité d'une turbine à gaz (avec cogénération).				
Coût (\$/kW)	13 249 (13 499)	Qualité du service		
Taille du système type (kW)	30	Requiert l'installation d'une turbine à gaz pour récupérer l'énergie stockée.		
Coût total par système (\$)	397 470 (404 970)			
Déplacement de diesel (litres par kW installée, par an)	1148 (1 410)			
Déplacement de CO ₂ (kg par kW installée, par an)	3100 (3700)			
Coût de revient (¢/kWh)	37,3 (33,7)			
Durée de vie (ans)	20	Statut de la technologie	commercial (avec stockage dans des structures géologiques); pré-commercial (avec stockage dans les tuyaux souterrains)	
Contraintes connues		Qualification du personnel		
Requiert l'installation d'une turbine à gaz				
Ressources requises	CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
	0	0	0	0
Jumelage facile avec	Bruit			
Éolienne				
Fournisseurs		Dale Bradshaw		
Energy Storage and Power Corp. 684 Alamo Pintado Road, Suite A, Solvang, CA 93463 USA attn : Dr. Michael Nakhamkin (908)658-4815 Mnakhamkin @ ESPCinc.com		Electrivation 423-344-1622 dtbradshaw@bellsouth.net		

FICHE 18 : POMPAGE HYDRAULIQUE

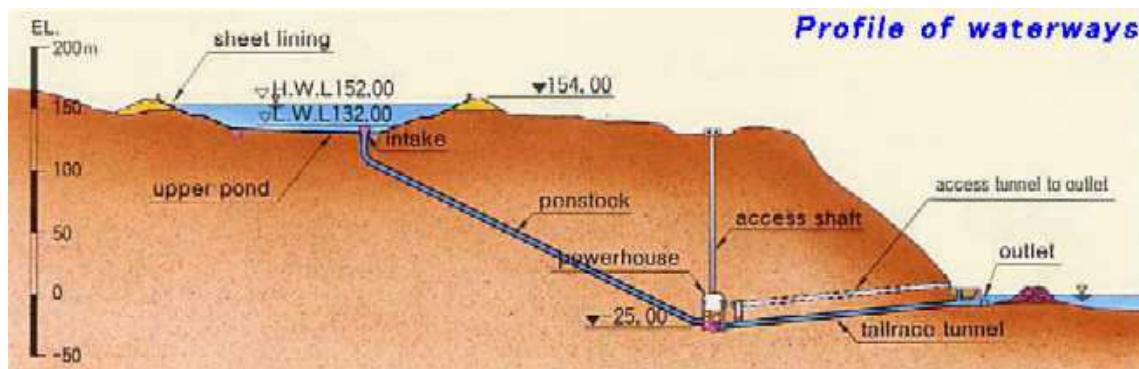
La technologie de l'accumulation par pompage hydraulique est connue depuis très longtemps et est déjà très utilisée avec près de 300 installations dans le monde. Aux États-Unis, il existe environ 19,5 GW d'accumulation par pompage. En Europe, le chiffre s'élève à 32 GW.

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

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

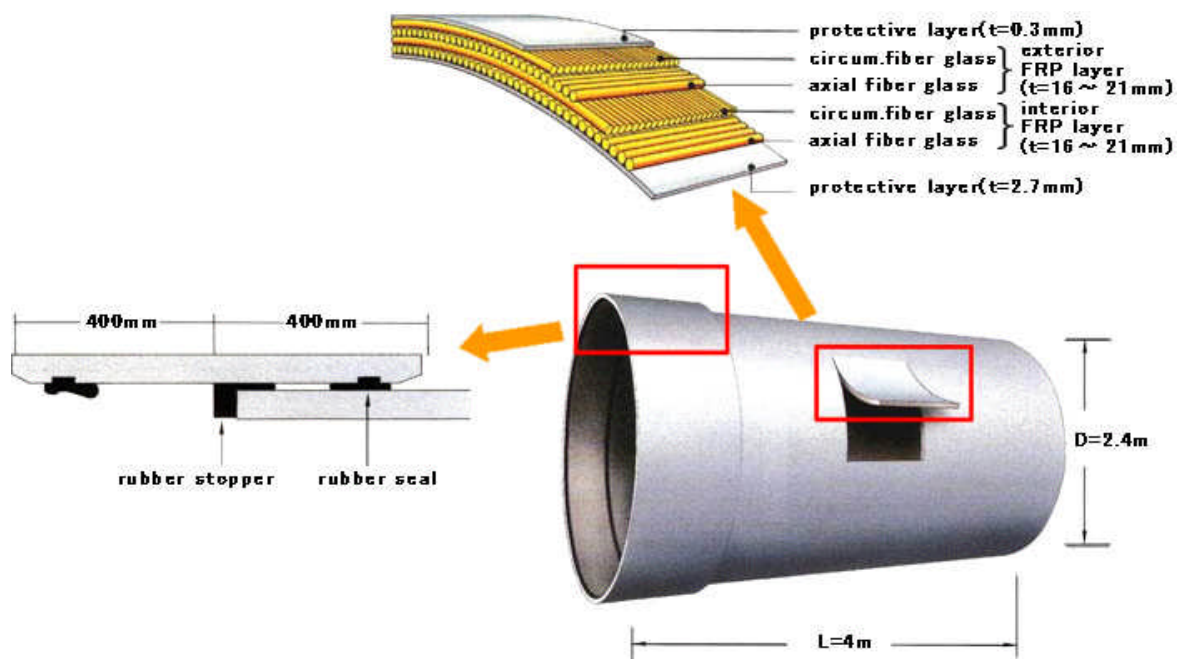


Centrale pilote de pompage hydraulique
d'eau de mer d'Okinawa



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

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



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

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

Comme précisé dans l'introduction, toutes les fiches portant sur des options de stockage d'énergie prennent comme hypothèse la présence d'un parc éolien qui a été économiquement optimisé. Pendant des heures de faible demande, cependant, un tel système produit de l'énergie non utilisable. Cette énergie qui autrement est gaspillée est réputée avoir un coût nul.

Cette énergie gratuite peut représenter jusqu'à 27 % de la production annuelle des turbines éoliennes, mais elle est produite pendant un nombre d'heures beaucoup plus restreint. Il s'en suit que le système doit avoir une capacité très élevée pour recevoir de l'énergie par rapport à sa capacité de production.

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

Coûts

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

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

COÛT DE REVIENT

puissance installée, kW (système type)	300	par kW 1
investissement requis (\$/système)		
Total investissement requis	2 508 000 \$	8 360 \$
Paramètres spécifiques		
kWh input/kWh output	1,33	1,33
facteur d'utilisation	75,0%	75,0%
MWh _{el} annuelle par système	1 971	6,6
durée de vie	50	50
Coûts annuels		
Frais fixes		
- Amortissement et intérêts 10%	250 800 \$	836 \$
- O&M fixe	2 508 \$	8 \$
- total Frais fixes	253 308 \$	844 \$
Frais variables		
- Carburant	- \$	- \$
- Électricité 0	- \$	- \$
- O&M variable		
- total Frais variables	- \$	- \$
Total Coûts annuels	253 308 \$	844 \$
Coût unitaire (¢ /kWh)		12,9

Accumulation par pompage hydraulique					
Description					
Stockage de l'énergie par le pompage de l'eau. Nouvelle technologie de l'eau salée, utilisant la mer comme bassin inférieur, aurait des applications potentielles dans les communautés côtières.					
Coût (\$/kW)	8 360 \$				
Taille du système type (kW)	300				
Coût total par système	2,5 M \$				
Déplacement de diesel (litres par kW installée, /an)	1971				
Déplacement de CO ₂ (kg /an, par kW installée)	5243				
Coût de revient (¢/kWh)	12,9	Qualité du service			
Durée de vie (ans)	50				
Contraintes connues					
Plusieurs exigences à l'égard du site; impacts environnementaux					
Ressources requises					
		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
		0	0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit			
éolien ou toute autre source d'électricité		aucun			
Fournisseurs					
J-Power Electric Power Development Co. 6-15-1 Ginza Chuo-ku Tokyo, Japan tél : +03-3546-2211					

FICHE 19 : VOLANT D'INERTIE

Description

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

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 aux puissances intermédiaires ;
- le temps de recharge ;
- les pertes énergétiques par cycle ; et
- 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.

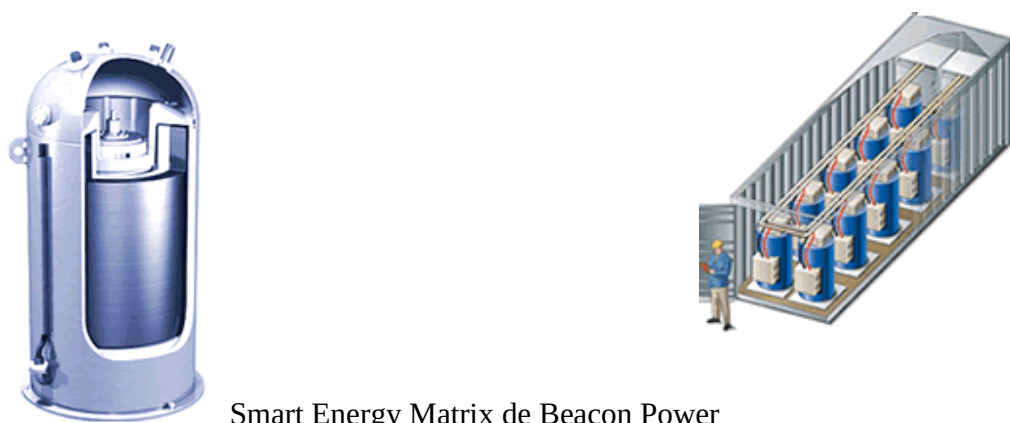
Ainsi, le volant d'inertie peut servir pour faciliter l'intégration de différentes technologies d'énergies renouvelables aux réseaux autonomes en stabilisant et en sécurisant les réseaux.

Fournisseurs

Le volant d'inertie est nouvellement commercialisé pour des applications de gestion de réseaux électriques. L'entreprise 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 d'inertie qui servirait à la gestion du réseau électrique. L'entreprise

Active Power semble être prête, mais *Beacon Power* du Massachusetts semble avoir pris une avance sur ses concurrents.

Beacon Power commercialise un système de stockage d'énergie à volants d'inertie qui se veut une solution à long terme pour la régulation de la fréquence d'un réseau électrique. Il s'agit d'une matrice de 10 volants d'inertie de 25 kW qui loge dans un conteneur de transport de 30 pieds. Cette matrice de plusieurs volants d'inertie parallèles 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'entreprise commercialise le système sous le nom de Smart Energy Matrix (SEM).



Smart Energy Matrix de Beacon Power

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

Cette technologie peut être utilisée avec des unités de production d'énergie qui peuvent connaître des fluctuations très rapides. Sa première qualité est l'ultra rapide capacité d'absorption et de réinjection de la charge dans le réseau lorsque les générateurs surproduisent ou lorsque la demande est plus forte que la puissance fournie.

Le système de stockage d'énergie sur volant d'inertie se compare avantageusement aux autres technologies de stockage d'énergie à cause des caractéristiques suivantes :⁹⁸

⁹⁸ Lazarewicz 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.

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

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

Application dans les réseaux autonomes

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

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

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

Volants d'inertie					
Description					
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 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.					
Coût (\$/MW)					1,9 M \$
Taille du système type (MW)					1
Coût total par système					1,9 M \$
Déplacement de diesel (litres par MW installée, /an)		n/a	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.		
Déplacement de CO ₂ (tonnes /an, par MW installée)		n/a			
Coût de revient (¢/kWh)		n/a			
Durée de vie (ans)		20			
Statut de la technologie		Experimental / Commercial			
Contraintes connues		Qualification du personnel			
		Pas de personnel requis pour l'opération.			
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)
		0	0	0	0
Jumelage facile avec		Bruit			
Des énergies intermittentes ou variables					
Fournisseurs		Beacon Power Corporation			
Flywheel Energy Systems Inc.		234 Ballardvale Street			
25C Northside Road		Wilmington, MA 01887			
Ottawa, Ontario		www.beaconpower.com			
Canada K2H 8S1		Matt Polimeno			
Tél : (613) 596-0856		Tél : (978) 661-2073			
Fax : (613) 596-6052		Polimeno@beaconpower.com			
fesi@magma.ca					
www.magma.ca/~fesi					

FICHE 20 : HYPER CONDENSATEURS

Description

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

Comme tout condensateur, les hyper condensateurs stockent de la charge entre deux surfaces séparées. Pour atteindre un très haut niveau de capacitance, les électrodes sont faites de carbone activé et le séparateur est trempé dans un électrolyte. Les électrodes en carbone activé peuvent être aussi mince pour permettre une superficie de 2 000 m²/g. L'application d'une charge fait en sorte que les ions de l'électrolyte s'orientent à l'intérieur même du séparateur (fait de papier, de polymère ou de fibres de verre), à une distance de 2 à 5 nm l'un de l'autre.

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

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

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

Les coûts des hyper condensateurs diminuent rapidement. Au milieu des années 1980, un hyper condensateur de 2,3 volts et de 470 farads manufacturé par Panasonic coûtait 2 \$ par farad. Aujourd'hui, ce même hyper condensateur coûte le vingtième, soit 0,10 \$ par farad.

Les principales entreprises dans le domaine sont Maxwell des États-Unis, Epcos d'Europe, Esma de Russie et NESS de Corée du Sud. Selon Andrew Burke du *Institute for Transportation Studies* de l'Université de Californie, les hyper condensateurs ont tous plus ou moins les caractéristiques suivantes, soit de 2,5 à 2,7 volts à 5 farads/gramme. La nouvelle technologie qui est développée en ce moment, les appareils nanogates, affiche une capacité de 30 farads/gramme.⁹⁹

Avantages et inconvénients

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

La densité de l'énergie gravimétrique d'un hyper condensateur est actuellement d'une échelle de 1 à 10 Wh/kg. Cette densité énergétique est élevée par rapport à un condensateur régulier, mais représente seulement un dixième de celle d'une pile hybride nickel-métal. De plus, contrairement à une pile électrochimique, qui fournit un voltage stable dans la gamme de l'énergie utilisable, le voltage d'un hyper condensateur est linéaire et s'affaisse de façon égale du plein voltage à zéro volt. Pour cette raison, l'hyper condensateur est incapable de livrer une pleine tension, à moins d'être muni d'un convertisseur DC à DC.

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

La durée de vie d'un hyper condensateur est estimée à 1 million de cycles contre quelques milliers pour une pile. Notons qu'avec une utilisation normale, l'hyper condensateur se détériore de 20 % après 10 ans. La basse impédance des hyper condensateurs améliore le maniement de la charge lorsque ces derniers sont placés en parallèle avec une pile. La méthode de charge est relativement simple puisqu'une fois que l'énergie requise est atteinte, les hyper condensateurs arrêtent d'accepter de la tension. Ils n'ont donc pas besoin d'un circuit détecteur de pleine tension comme les piles. Le temps de charge d'un hyper condensateur est de seulement 10

⁹⁹ John Miller, « Ultracapacitors Challenge the Battery, » June 2004,
http://www.worldandi.com/subscribers/feature_detail.asp?num=23938 page 4.

secondes ce qui est très rapide.¹⁰⁰ Finalement, soulignons que les hyper condensateurs ne produisent pas de déchets dangereux comme les piles et qu'ils peuvent fonctionner de - 40 à + 85 °C.

Enercon, un des grands producteurs mondiaux d'éoliennes, a fait l'achat de 1,5 million d'hyper condensateurs auprès de l'entreprise Maxwell en février dernier. Le modèle BOOSTCAP® sera installé directement dans les turbines d'Enercon pour stabiliser leur production. Chaque turbine incorpore de 200 à 700 hyper condensateurs BOOSTCAP.¹⁰¹



Application dans les réseaux autonomes

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

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

Notons à cet égard que la Hawaiian Electric Company (HECO) a récemment fait l'installation dans un parc éolien d'un « PureWave Electronic Shock Absorber », qui intègre des

¹⁰⁰ <http://www.batteryuniversity.com/partone-8.htm>.

¹⁰¹ <http://www.maxwell.com/news/release.asp?PRID=194>.

condensateurs statiques shunt et des hyper condensateurs¹⁰². Conçu spécifiquement pour des réseaux isolés, son objectif est de fournir de l'entreposage de court terme, du support à la tension et d'améliorer la stabilité du réseau.

Cela dit, le dimensionnement optimal d'un système et l'évaluation de ses bénéfices dépassent le cadre de la présente étude.

¹⁰² http://www.sandc.com/webzine/011806_1.asp.

Hyper condensateurs				
Description				
Des condensateurs de très grande capacité qui peuvent être utilisées pour stabiliser le réseau. Aidera à l'intégration de l'éolien, mais pas utile pour le stockage de quantités importantes d'énergie.				
Coût (\$/MW)			Qualité du service	
Taille du système type (kW)				
Coût total par système				
Déplacement de diesel (litres par MW installée, /an)		n/a		
Déplacement de CO ₂ (tonnes /an, par MW installée)		n/a		
Coût de revient (¢/kWh)		n/a		
Durée de vie (ans)		20	Statut de la technologie	
Contraintes connues			Commercial	
			Qualification du personnel	
			Pas de personnel requis pour l'opération.	
Ressources requises		CO ₂ (kg/MWh)	Poussière (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)
		0	0	SO ₂ (kg/MWh)
Jumelage facile avec		0		
Des énergies intermittentes ou variables		Bruit		
Fournisseurs				
Maxwell Industries Tecate Group (distr. en Am. du Nord) 1-858-513-2300				

FICHE 21 : DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ DIFFÉRABLE OU OPTIONNELLE

Description

Dans les systèmes de jumelage éolien-diesel des réseaux autonomes, surtout dans les systèmes à haute pénétration éolienne, il existe des périodes pendant lesquelles la production des éoliennes excédera la consommation d'électricité dans le réseau. Des situations analogues sont possibles dans les réseaux avec une haute pénétration d'unités photovoltaïques.¹⁰³

Dans ces cas, une des possibilités est bien sûr d'arrêter les unités de production. Toutefois, puisque la source d'énergie primaire est gratuite et les coûts variables de production énergétique sont près de zéro, en général on préfère continuer la production des énergies renouvelables et « brûler » l'énergie électrique excédentaire dans des résistances électriques (« dump loads »). Jusqu'ici, des alternatives faisant appel au stockage d'électricité ont été jugées trop chères pour une application générale.¹⁰⁴

La quantité d'énergie gaspillée peut être importante dans des systèmes de jumelage éolien-diesel à haute pénétration où plus de 25 % de l'énergie éolienne peut être perdue.¹⁰⁵ Afin d'améliorer l'économie de tels systèmes, il est utile de considérer comment l'électricité excédentaire peut être utilisée plutôt que gaspillée.

1. Demande d'électricité différable

Il s'agit prioritairement de trouver des applications existantes où l'électricité peut être utilisée à une valeur aussi élevée que possible, ce qui signifie en général des usages qui requièrent de l'électricité mais où la consommation peut être déplacée dans le temps, ce qu'on appelle la demande d'électricité différable. Plusieurs systèmes éolien-diesel en

¹⁰³ Des situations semblables peuvent également se produire dans les systèmes de cogénération où la production d'électricité est établie en fonction de la demande de chaleur plutôt que de la demande d'électricité. Dans ce dernier cas, la solution est généralement d'installer des fournaies sur le réseau de chauffage urbain. On peut ainsi rompre le lien entre la génération électrique de la production de chaleur, évitant ainsi tout besoin de demande d'électricité différable ou optionnelle. Ce cas n'est donc pas discuté dans cette fiche.

¹⁰⁴ De nouvelles technologies de stockage sont traitées dans les fiches 16 à 21.

¹⁰⁵ Institut de recherche d'Hydro-Québec pour Hydro-Québec Distribution: *Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – mise à jour 2004*. IREQ-2003-247C, Varennes, décembre 2003.

Grèce ou sur les Îles de Cap Verde utilisent de l'électricité différable pour la désalinisation. Un autre exemple souvent cité dans la littérature est le pompage d'eau, étant donné que les systèmes d'approvisionnement d'eau sont souvent parmi les plus grands consommateurs d'énergie dans les villages arctiques.

Le potentiel de demande d'électricité différable dans une communauté dépend d'une analyse détaillée des charges électriques chez les consommateurs principaux.¹⁰⁶ Une modélisation basée sur une telle analyse peut par la suite être combinée avec une simulation de la production horaire des éoliennes ou des systèmes photovoltaïques pour trouver des applications plus propices à un traitement différé.

2. *Demande d'électricité optionnelle*

Dans la mesure où il y a des besoins énergétiques dans un réseau autonome qui demandent des sources d'énergie qui sont plus chères par unité énergétique que la simple valeur du chauffage (remplacement du mazout), comme l'énergie mécanique des moteurs à combustion interne ou la substitution de GPL, ces applications devront être analysées en second lieu. Ce type de demande supplémentaire pour l'électricité est normalement appelé la demande d'électricité optionnelle. Nous n'avons pas trouvé d'exemple plus concret de ce type dans la littérature, sauf pour la production de chaleur mentionnée ci-dessous.

3. *La chaleur*

L'utilisation d'électricité pour produire la chaleur, par exemple pour le chauffage d'édifices, peut être catégorisée comme la demande optionnelle ou peut être traitée comme une catégorie en soi. En général les systèmes centralisés qui utilisent la chaleur (y compris le système d'approvisionnement d'eau) ont une certaine capacité de stockage de chaleur. Notons que, dans un climat comme celui du Nunavik, il y a des besoins de chauffage presque en permanence. Ailleurs, comme aux Îles-de-la-Madeleine, on pourrait envisager la possibilité d'utiliser l'électricité excédentaire en conjonction avec des systèmes de stockage de chaleur dans les maisons individuelles, bien que ceci pose des problèmes de communication pour la régulation des charges.

¹⁰⁶ Mia Devine, Ian Baring-Gould, Brent Petrie: Wind-Diesel Hybrid Options for Remote Villages in Alaska, NREL, Golden Colorado, 2004. Disponible de <http://www.ceere.org/rerl/publications/published/2004/AWEA%2004%20Wind%20Diesel%20in%20Remote%20Villages,%20Alaska.pdf>.

Coût de revient annuel

4. *Demande d'électricité différable*

Dans la mesure où il est possible de déplacer des charges électriques au moment où l'électricité est excédentaire, on peut évidemment économiser les coûts variables de la génération électrique de cette quantité d'énergie.

De plus, la demande d'électricité différable peut diminuer le nombre d'heures d'opération des unités diesel ainsi que le nombre d'arrêts et démarrages dépendant du nombre et de la taille des unités diesel. À ces économies s'ajoute une limitation de la capacité du réservoir requis pour le stockage de diesel à la centrale électrique (à long terme)¹⁰⁷.

5. *Demande d'électricité optionnelle*

L'économie est le carburant économisé par l'utilisation de l'électricité excédentaire. Évidemment, l'économie énergétique est réduite par les coûts des capitaux pour les investissements nécessaires pour la possibilité de substituer l'électricité pour d'autres sources énergétiques.

6. *La chaleur*

L'économie et la valeur est le combustible de chauffage économisé (normalement le mazout dans les réseaux autonomes). À cela s'ajoute comme dans la première catégorie ci-dessus une limitation de la capacité du réservoir (central) du village requise pour le stockage de mazout (à long terme). Comme dans la catégorie précédente l'économie énergétique est réduite par les coûts en capital pour l'installation de calorifères électriques, des unités pour le chauffage d'eau ou des pompes à chaleur supplémentaires. Pour les systèmes de maisons individuelles s'ajoutent les coûts pour des systèmes de communication et de contrôle des charges décentralisées. Ces coûts sont estimés dans une étude américaine à 1 200 \$ US par unité¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Cette analyse ressemble évidemment à l'analyse de la demande interruptible, sauf que cette dernière porte sur les coûts marginaux à long terme de la puissance maximale disponible sur le réseau, tandis que l'analyse ici a un impact (surtout) sur la réduction des coûts d'exploitation variables.

¹⁰⁸ Clint Johnson, Utama Abdulwahid, James F. Manwell, Anthony Rogers, *Design and Modeling of Dispatchable Heat Storage in Wind/Diesel Systems*, Renewable Energy Research Laboratory, Dept. of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts, Amherst, MA.

Particularités et contraintes connues

Aspects de développement de la technologie

Le sujet de l'optimisation des systèmes hybrides diesel / énergies renouvelables est très populaire dans la communauté académique. Chaque conférence sur l'énergie éolienne a normalement plusieurs papiers académiques sur le sujet. Il apparaît néanmoins qu'il y a beaucoup plus de littérature au sujet d'études portant sur l'optimisation des systèmes hybrides que d'expériences concrètes de l'application au monde réel, sauf pour la désalinisation où la technologie est clairement rentable. Il existe également plusieurs logiciels provenant de projets de recherche, normalement appliqués aux systèmes éolien-diesel purement hypothétiques¹⁰⁹. Il existe cependant très peu de littérature concernant l'optimisation de la demande pour favoriser l'implantation des éoliennes.

Organisation

L'utilisation de l'électricité différée ou optionnelle exige des compteurs supplémentaires pour l'énergie en question. La tarification de l'électricité excédentaire doit être conçue de sorte qu'il y ait un certain partage des économies entre les consommateurs qui utilisent cette électricité excédentaire et le distributeur, donc il faut faire une différenciation des tarifs selon les coûts de l'énergie qui sera remplacée par l'électricité excédentaire.

¹⁰⁹ Ceci inclut le logiciel Hybrid 2 développé par NREL. Manwell, J.F., et al. (1998), *Hybrid2 – A Hybrid System Simulation Model Theory Manual*, National Renewable Energy Laboratory, Subcontract No XL-1-11126-1-1. Disponible sur <http://www.ecs.umass.edu/mie/labs/rerl/hy2/theory/theory.htm>.

7. CONCLUSIONS

Les fiches précédentes pourraient servir à faire un choix préliminaire des technologies les plus prometteuses afin de réduire la consommation de diesel et de mazout dans les réseaux autonomes au Québec. Elles représentent une comparaison technologique et économique simplifiée et, pour en tirer des conclusions, il est essentiel de comprendre les limitations de cette approche.

Le calcul des coûts a été simplifié de manière importante dans le cadre de ce rapport. Il est donc utile de garder à l'esprit les deux éléments suivants :

1. Ces calculs ne représentent pas la durée de vie technique de chacune des technologies. Il s'en suit qu'une simple comparaison des coûts mènerait inévitablement à des choix incorrects, puisque des solutions à court terme vont toujours paraître moins coûteuses que celles à long terme. Les énergies renouvelables et le chauffage urbain ayant généralement des durées de vie beaucoup plus longues que les groupes diesel, notamment, l'analyse des coûts sera biaisée en faveur des technologies existantes plutôt qu'envers une quelconque alternative.
2. Les énergies renouvelables nécessitent généralement un investissement initial plus important et des coûts d'opération beaucoup plus faibles que les énergies traditionnelles, ce qui contribue à une comparaison inexacte avec le diesel en termes de coûts futurs. Le risque associé aux coûts des carburants pour chaque technologie est également non comptabilisé. La nature imprévisible des prix de combustibles fossiles signifie qu'un choix basé principalement sur une prévision des coûts d'ingénierie favorise indûment l'utilisation de carburants.

Il faut souligner que la plupart des analyses contenues dans les fiches sont partielles, chaque technologie étant comparée à la génération au diesel contemporaine et aux systèmes de chauffage au mazout existants. Par ailleurs, certaines fiches tiennent en considération des options décrites dans une autre fiche. Ainsi, le réseau de chauffage urbain décrit dans la fiche 1 est repris dans plusieurs autres fiches, la source thermique pouvant provenir de la récupération de chaleur de génération au diesel, des chaudières centrales hautement efficaces ou de différentes énergies renouvelables comme la géothermie ou la biomasse.

Sous cet angle, le chauffage urbain semble être un concept méritant une évaluation plus approfondie. Il est toutefois important de souligner qu'une transition vers la cogénération implique un calcul des impacts économiques et environnementaux qui tiendra compte également des autres technologies qui seront ensuite introduites.

La perspective retenue lors de l'élaboration des fiches a été celle d'une planification intégrée des ressources, c'est-à-dire que les observations et calculs s'appuient sur une vision globale des impacts économiques et environnementaux de chaque technologie. L'analyse tient donc compte du coût total et des répercussions environnementales sur la société de chacune des options.

Il faut cependant souligner qu'en pratique certains équipements et certaines infrastructures sont exploités et possédés par les fournisseurs d'électricité, tandis que d'autres sont la propriété de particuliers ou de municipalités. De plus, les décisions actuelles des ménages peuvent être basées sur des prix subventionnés pour l'électricité et le mazout. D'autres facteurs institutionnels et individuels peuvent également représenter des obstacles importants dans la mise en place de nouvelles technologies au sein de réseaux autonomes.

Nous avons indiqué dans certaines des fiches des aspects organisationnels de la sorte. D'autres publications récentes, comme le *Alaska Rural Energy Plan* ainsi que plusieurs plans pour les énergies renouvelables à travers le monde, portent une attention particulière à ces aspects, qui peuvent s'avérer un facteur clé à l'implantation réussie de ces technologies. Dans ce contexte, pratiquement tous les rapports soulignent l'importance d'une bonne communication et d'efforts d'éducation afin de mobiliser à la fois les autorités et la population locales à l'appui des initiatives en question. Les développements qui s'appuieront sur ces fiches nécessiteront probablement des initiatives similaires afin de réussir. Il faut également garder à l'esprit que des mécanismes financiers novateurs et une réglementation innovatrice tels que le recours obligatoire aux systèmes collectifs d'énergie pourraient s'avérer essentiels au succès économique et politique de certaines options.

Un survol des différentes technologies disponibles permet de se rendre compte que certaines d'entre elles sont beaucoup plus développées que d'autres. Par exemple, un concept comme l'utilisation de l'électricité excédentaire d'une éolienne pour des fins de chauffage électrique

peut sembler assez simple, mais, dans la pratique, sa mise en place poserait des complications très importantes. Il n'est donc pas surprenant qu'un tel système n'ait pas encore été instauré.

Le tableau suivant, ainsi que les graphiques en annexe, fait la comparaison qualitative entre les technologies examinées. Dans ce tableau, certains aspects, tels que le coût d'investissement et le coût de revient, sont évalués par rapport à la technologie de référence, soit le groupe électrogène, soit le chauffage à mazout pour les technologies de chauffage. Comme cela est décrit plus en détail par la suite, seulement quelques technologies sont recommandées en vue de l'évaluation de leurs avantages et inconvénients : le chauffage urbain, les microturbines, l'hydrocinétique (bien qu'elle n'ait pas encore atteint un niveau commercial), la demande différable et les fournaies efficaces et aux granules pour le chauffage.

Les prochaines sections présentent une analyse sommaire des résultats.

	Centralisé	Distribué	Cogénération possible	Coût de revient	Coût d'investissement	Statut de la technologie	Déplacement diesel/\$	Résultat
Génération d'électricité et cogénération								
<i>Groupe électrogène</i>	X	-	Oui	-	+	Commerciale	n.a.	-
a03 Biodiesel (gr .el.)	X	-	Oui	-	+	Commerciale	n.a.	-
a02 Cogénération biomasse	x	-	Oui	--	-	Pré-comm.	+	-
a04 Biogaz	x	-	Oui	+	-	Commerciale	o	o
a05 Microturbines (cogén.)	x	x	Oui	+	+	Commerciale	+	+
a06 Marémotrice	x	-	Non	+	o	Pré-comm.	o	o
a07 Hydrocinétique	x	-	Non	++	o	Pilote	o	+
a08 Énergie des vagues	x	-	Non	+	o	Pré-comm.	o	-
a09 Photovoltaïque	x	x	Non	-	--	Commerciale	o	-
a10 Petites éoliennes	-	x	Non	-	o	Commerciale	o	o
Stockage d'électricité								
a16 Hydrogène	x	x	Oui	--	--	Pré-comm.	-	--
a17 Air comprimé	x	-	Oui	+	-	Commerciale	o	o
a18 Pompage hydraulique	x	-	Non	++	-	Pré-comm.	o	o
a19 Volants d'inertie	x	-	Non	n.a.		Commerciale	n.a.	
a20 Hypercondensateurs	x	-	Non	n.a.		Commerciale	n.a.	
a21 Demande différable	-	x	n.a	++	++	Commerciale		++
Chaleur								
<i>Chauffage à mazout</i>	-	x	n.a.	-	+	Commerciale	n.a.	-
a03 Biodiesel (mazout)	-	x	n.a.	--	+	(possible)	n.a.	-
a01 Chauffage urbain	x	-	Oui	++	o	Commerciale	o	+
a11 Thermopompes	x	x	n.a	--	--	Commerciale	-	--
a12 Solaire thermique	-	x	n.a	--	-	Commerciale	-	-
a13 Fournaies efficaces	-	x	n.a	+	+	Commerciale	+	+
a14 Fournaies à granules	-	x	n.a	-	+	Commerciale	++	o
a15 Stockage de chaleur	x	x	n.a			Commerciale		

7.1. Production d'électricité et cogénération

Plusieurs technologies peuvent être appliquées soit de façon centralisée soit de façon distribuée, et en mode « électricité » ou en mode « cogénération ». La cogénération rajoutée aux groupes électrogènes est déjà pratiquée dans plusieurs régions nordiques. Cette option semble, malgré ses coûts d'investissement élevés, être une option prometteuse pour réduire les besoins en mazout. En général, l'option cogénération, si elle est disponible, demeure très avantageuse, car la vente de la chaleur peut réduire le coût d'électricité de façon importante, comme par exemple pour les microturbines où le coût de revient estimé baisse de 47 à 23 ¢/kWh. Le biogaz permet d'obtenir un prix d'électricité très bas en mode cogénération, mais cette option ne semble pas très pratique dans les communautés nordiques à cause des difficultés de trouver des volumes suffisants de biomasse.

Les technologies océaniques ont des facteurs d'utilisation assez bas, et leur exploitation peut devenir impossible en hiver à cause de la glace (surtout pour l'énergie des vagues). Le photovoltaïque, quoique simple à implanter, apparaît dans nos fiches parmi les options les plus chères. Toutefois, il est important de souligner que si les calculs tenaient compte de la durée de vie prolongée des modules, d'une part, et des améliorations technologiques prévues dans un court avenir qui impliqueraient une importante baisse des coûts, d'autre part, le résultat pourrait être fort différent, surtout pour une application dans les réseaux les plus chers à desservir en diesel.

Les petites éoliennes offrent des facteurs d'utilisation assez bas, ce qui les désavantage par rapport aux grandes éoliennes ou autres technologies. Leur coût de revient n'est pas plus bas que le diesel, mais elles peuvent quand même apporter une réduction modeste en consommation de diesel sans augmenter le coût total du système. L'hydrocinétique serait faisable seulement en présence d'un cours d'eau suffisamment grand pour avoir des débits significatifs en hiver. Toutefois, ses coûts attrayants en font une option fort intéressante, malgré le fait qu'il n'y ait que quelques projets pilotes jusqu'ici.

7.2. Stockage d'électricité

La question des technologies de stockage énergétique a été abordée avec une attention particulière pour la problématique reliée à l'éolien à haute pénétration. Lorsque des conditions de vents à haute vitesse coïncident avec une faible demande (la nuit, par exemple), des quantités importantes d'énergie seraient perdues, à moins que des technologies de stockage efficaces (ou leur équivalent fonctionnel) puissent être intégrées. Ce problème particulier nécessite une configuration inhabituelle des systèmes de stockage : la capacité de recevoir de grandes quantités d'énergie rapidement, et une capacité de stockage suffisante pour permettre d'utiliser cette énergie sur une période beaucoup plus longue. Cela implique que la capacité de la composante qui « charge » le stockage (l'électrolyseur dans un système à hydrogène, la pompe dans un système d'accumulation par pompage hydraulique, et le compresseur dans un système à air comprimé) doit être plusieurs fois plus grande que celle de la composante de décharge (la pile à combustible, la turbine et la turbine au gaz, respectivement). La capacité de stockage doit également être grande, une modélisation précise étant toutefois nécessaire afin de déterminer la taille requise. Ces paramètres mènent à une évaluation des prix très différente de celle issue d'une configuration standard.

Parmi les options de stockage, notre analyse démontre que, dans cette configuration, l'hydrogène demeure une technologie très coûteuse, principalement à cause du prix des électrolyseurs à haute capacité, et non de celui des piles à combustible. Un stockage non géologique de l'air comprimé semble prometteur, surtout si les turbines au gaz sont déjà intégrées au système, mais cette option n'a pas encore été implantée dans une installation commerciale. Par ailleurs, en fonction de la capacité de stockage nécessaire, le coût élevé de l'équipement de stockage peut rendre cette technologie non rentable.

Le pompage de l'eau de mer représente également un concept intrigant, si des sites d'une hauteur adéquate sont disponibles à proximité de la mer et des communautés. Dans ce cas aussi, il s'agit d'une technologie nouvelle qui amène des complications importantes et des coûts significatifs, et ce, sans mentionner la problématique environnementale qui risque d'accompagner ce type d'installation.

Nous avons également examiné deux technologies avancées que sont les volants d'inertie et les hyper condensateurs. Même si ces technologies offrent des bénéfices notables au réseau,

particulièrement lorsqu'il y a une composante éolienne importante, aucune des deux ne peut répondre aux critères de stockage cités plus haut. Cela dit, il est important de noter que des projets pilotes sont en cour pour chacune de ces deux technologies dans le cadre de réseaux isolés ailleurs qu'au Québec. Au fur et mesure que les projets de jumelage diesel-éolien à l'Île d'Entrée et au Nunavik vont de l'avant, il pourrait être utile d'examiner la valeur ajoutée que ces deux technologies peuvent apporter aux réseaux concernés.

Finalement, il importe de souligner que notre mandat n'impliquait pas l'étude de batteries comme moyen de stockage d'énergie. Toutefois, des avances importantes sont en cours dans ce domaine. Ainsi, il serait également important de faire le point sur l'état de développement et des coûts de ces nouvelles technologies avant que la conception d'installations éoliennes ne soit arrêtée. Les batteries redox au vanadium, développées par l'entreprise canadienne VRB Power Systems (C.-B.) se montrent particulièrement intéressantes dans ce contexte. Le Conseil national de recherche a récemment acquis une unité VRB pour évaluer son potentiel dans le cadre du jumelage diesel-éolien dans les réseaux autonomes¹¹⁰.

Rappelons que, malgré le stade pré-commercial et dispendieux de ces technologies actuellement, la problématique du gaspillage de quantités importantes d'énergie dans un système de haute pénétration éolien-diesel est bien réelle. Il est donc fortement conseillé de maintenir une veille sur l'évolution de ces technologies dans les années à venir.

7.3. Chaleur

La comparaison des technologies pour fournir la chaleur montre que, bien qu'il soit possible d'utiliser les ressources renouvelables de chaleur même dans les réseaux autonomes, il ne semble pas que leur utilisation amène une réduction réelle du coût par rapport à l'utilisation du mazout. Les thermopompes ne sont pas utiles dans les réseaux autonomes, car l'avantage du chauffage plus efficace est anéanti par le besoin additionnel en électricité, qui est générée à basse efficacité par des groupes électrogènes. Les panneaux solaires thermiques sont également incapables d'atteindre le coût de revient du mazout, du moins selon l'approche simplifiée utilisée ici pour estimer les coûts en capital. Seules les fournaies plus efficaces sont capables de réduire le coût

¹¹⁰ <http://www.vrbpower.com/docs/news/2006/20060308%20-%20PR%20-%20NRCC%2010kWh%20Purchase.pdf>.

de chauffage de façon importante dans les réseaux autonomes, tout en réduisant le besoin d'importer les carburants fossiles.

7.4. Comparaisons

Les figures à la fin de ce chapitre font la comparaison entre les technologies examinées. Les barres rouges sont les points de repère, soit les valeurs pour les groupes électrogènes et les fournaies existantes. Quant au coût de revient des options de génération d'électricité, le biodiesel, les petites éoliennes, l'énergie des vagues et les microturbines sans cogénération se trouvent au même niveau que les groupes électrogènes, au prix courant du diesel. Les microturbines (et les groupes électrogènes) avec cogénération, l'énergie marémotrice, le biogaz et l'hydrocinétique sont moins coûteux que les groupes électrogènes, tandis que les coûts du photovoltaïque et de la cogénération avec biomasse sont clairement plus élevés suivant les méthodes simplifiées de calcul. En ce qui concerne le stockage, seuls les options « air comprimé » (en combinaison avec des turbines) et « pompage hydraulique » semblent intéressantes d'un point de vue économique, dans cette première évaluation.

Pour les options de chauffage, les différences entre les cas examinés sont moins distinctes : le solaire thermique et les thermopompes sont parmi les solutions les plus dispendieuses, alors que le chauffage urbain (utilisant la chaleur des groupes électrogènes) est l'option la plus attrayante.

La deuxième figure montre le déplacement de diesel et/ou mazout, critère important pour éviter la construction de nouveaux réservoirs dans les réseaux autonomes. Il est important de considérer que l'utilisation de biodiesel déplacerait le diesel, mais ne présente pas de solution pour la demande croissante de carburant, car elle nécessite toujours le stockage dans des réservoirs. Cette option n'a donc pas été incluse dans cette figure. Pour l'option biomasse, le stockage de diesel est remplacé par le stockage de granules, ce qui est moins compliqué par rapport aux permis environnementaux à obtenir. La figure montre que les systèmes qui fournissent le plus d'énergie par kW installé déplacent un maximum de diesel ou de mazout. Les options de stockage apparaissent parmi les technologies avec le plus grand impact, mais ce constat découle en grande partie de l'hypothèse décrite à la section 5.5, selon laquelle l'énergie stockée a un coût nul parce qu'elle aurait autrement été perdue. Les options de chaleur n'apportent pas de grande réduction de la demande de mazout. Ceci peut être expliqué par l'efficacité plus grande du chauffage (environ 76 %) par rapport aux groupes électrogènes (30 %). Le déplacement

d'électricité des groupes électrogènes a donc un impact beaucoup plus important que le déplacement de chaleur venant des fournaies à mazout. Pourtant, cette figure omet un aspect très important : celui de l'investissement requis. Pour cette raison, une deuxième figure montre le déplacement de diesel et mazout par dollar investi. Les options utilisant la biomasse sont alors les plus efficaces, tandis que les options de stockage sont les plus dispendieuses. La figure confirme encore que les thermopompes n'offrent qu'un très petit avantage par rapport au système existant. Les options renouvelables les plus économiques (marémotrice et hydrocinétique) offrent des réductions importantes par dollar investi.

Ces résultats sont étroitement liés au coût d'investissement par kW, sujet de la figure suivante. Le coût du stockage d'hydrogène est d'un ordre de grandeur plus élevé que les autres options. Seules les microturbines peuvent se comparer aux groupes électrogènes pour les options électriques, quoique les différentes fournaies aient des prix très comparables. Le solaire thermique et les thermopompes ont des coûts élevés, ainsi que le chauffage urbain.

Si l'on compare, enfin, les émissions des différentes options (dernière figure), il est clair que les technologies renouvelables n'ont pas d'émissions. Seule la biomasse cause des émissions, et peut émettre plus de poussière que le mazout ou le diesel, en fonction des technologies de nettoyage appliquées. En général, toutes les options examinées sont moins polluantes que les options existantes. L'utilisation de biodiesel peut légèrement augmenter les émissions de NOx. Les options de stockage n'ont pas d'émissions, sous réserve d'utiliser l'énergie éolienne comme énergie primaire.

7.5. Technologies prometteuses

Après cet examen des différentes nouvelles technologies, il en ressort que les options les plus intéressantes d'un point de vue économique et technique seraient :

1. Le chauffage central urbain avec cogénération (en utilisant le diesel comme carburant) lorsque la configuration géographique de la communauté le permet, ou surtout lorsqu'un nombre important de nouveaux édifices seront construits ;
2. Les microturbines décentralisées à cogénération; et
3. Les technologies hydrocinétiques, lorsqu'elles seront matures.

Les premières deux options sont déjà disponibles commercialement. Elles possèdent des antécédents prometteurs dans des conditions arctiques et semblent être des technologies à faible risque. Le chauffage urbain offre plusieurs options intéressantes en ce qui concerne les sources thermiques, comme l'incinération des déchets qui, même s'il ne s'agit pas nécessairement d'un enjeu énergétique en lui-même, représente clairement un problème de société dans les régions arctiques. Puisque le Groenland semble jouir d'une avance d'environ cinquante ans en ce qui a trait à la cogénération et au chauffage urbain, et une dizaine d'années d'expérience avec l'incinération des déchets, il pourrait être utile d'envisager la possibilité d'un partage des expériences dans ce domaine, comme le recommande également l'*Alaska Rural Energy Plan*.

À ces options s'ajoutent bien sûr des technologies bien connues comme la petite hydraulique et l'éolien de haute pénétration. À la lecture de la stratégie énergétique récemment rendue publique par le gouvernement du Québec, il semble clair que les projets de jumelage diesel-éolien iront de l'avant assez rapidement. Pour ce qui est de la filière de la petite hydraulique, nous présumons que cette option continue d'être examinée, selon la disponibilité de sites adéquats et selon les intérêts des communautés concernées.

7.6. Prochaines étapes

Pour arriver à réaliser un projet-pilote d'application des technologies examinées, les démarches suivantes sont recommandées à Hydro-Québec :

- Dans la mesure où l'installation d'un réseau de chauffage urbain semble une option réaliste dans au moins une communauté, il est suggéré d'étudier également le chauffage urbain aux granules de bois, l'incinération des déchets, et les concentrateurs solaires pour la cogénération d'électricité et de chaleur.
- Dans la mesure où des technologies de longue vie utile semblent intéressantes, par exemple le chauffage urbain ou le photovoltaïque, leurs coûts de revient devraient être recalculés avec une méthode qui tient compte de la durée de vie du matériel. On devrait également évaluer le risque de hausses du prix des carburants fossiles. Ce recalcule devrait être basé sur des méthodologies qu'Hydro-Québec emploie pour évaluer ses propres investissements à long terme. Il serait également utile d'identifier les communautés où l'électricité est plus chère que 40 ¢/kWh et d'en analyser les raisons pour confirmer si certaines technologies qui paraissent trop coûteuses pourraient néanmoins se qualifier pour ces réseaux.

- Le choix d'une communauté où un projet-pilote aurait une grande probabilité de réussir s'il peut servir d'exemple pour sa réplication dans d'autres communautés. Ce choix devrait être basé sur une connaissance approfondie des caractéristiques particuliers de chaque communauté, ainsi qu'une évaluation de sa situation sociale, géographique et structurelle. Une visite aux communautés concernées pourrait aider à faire un choix final.

Ces recommandations sont d'autant plus importantes étant donné le mandat énoncé dans le cadre de la nouvelle stratégie énergétique du gouvernement selon lequel Hydro-Québec doit définir un plan d'implantation de systèmes de jumelage éolien-diesel dans l'ensemble des réseaux autonomes. Comme nous l'avons souligné ci-dessus, l'implantation d'un système éolien, surtout à haute pénétration, modifie inévitablement plusieurs des éléments du contexte énergétique et économique de la communauté. Il est donc essentiel que tout projet pilote d'autres technologies soit planifié en relation avec les autres gestes actuellement au stade de la planification.

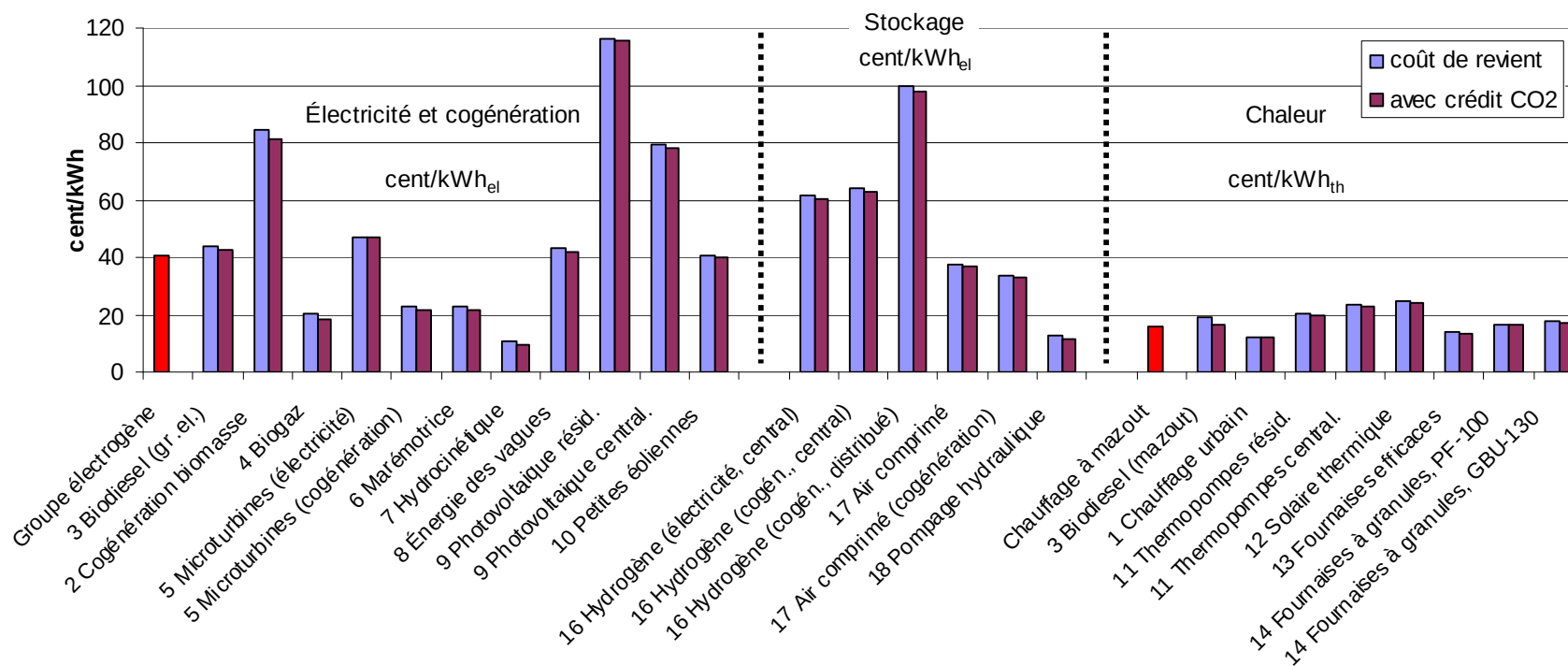
Dans ce contexte particulier, nous suggérons l'approche suivante :

- Dans un premier temps, nous suggérons de passer en revue le contexte énergétique de chacun des réseaux autonomes, pour identifier les cas les plus propices pour un projet pilote ; et
- Dans un deuxième temps, en consultation avec le personnel de HQRA, nous recommandons d'étudier les synergies positives ou négatives par rapport aux installations éoliennes sous considération, étant bien entendu que l'identification de systèmes éoliens dans les diverses communautés demeure à un stade très préliminaire.

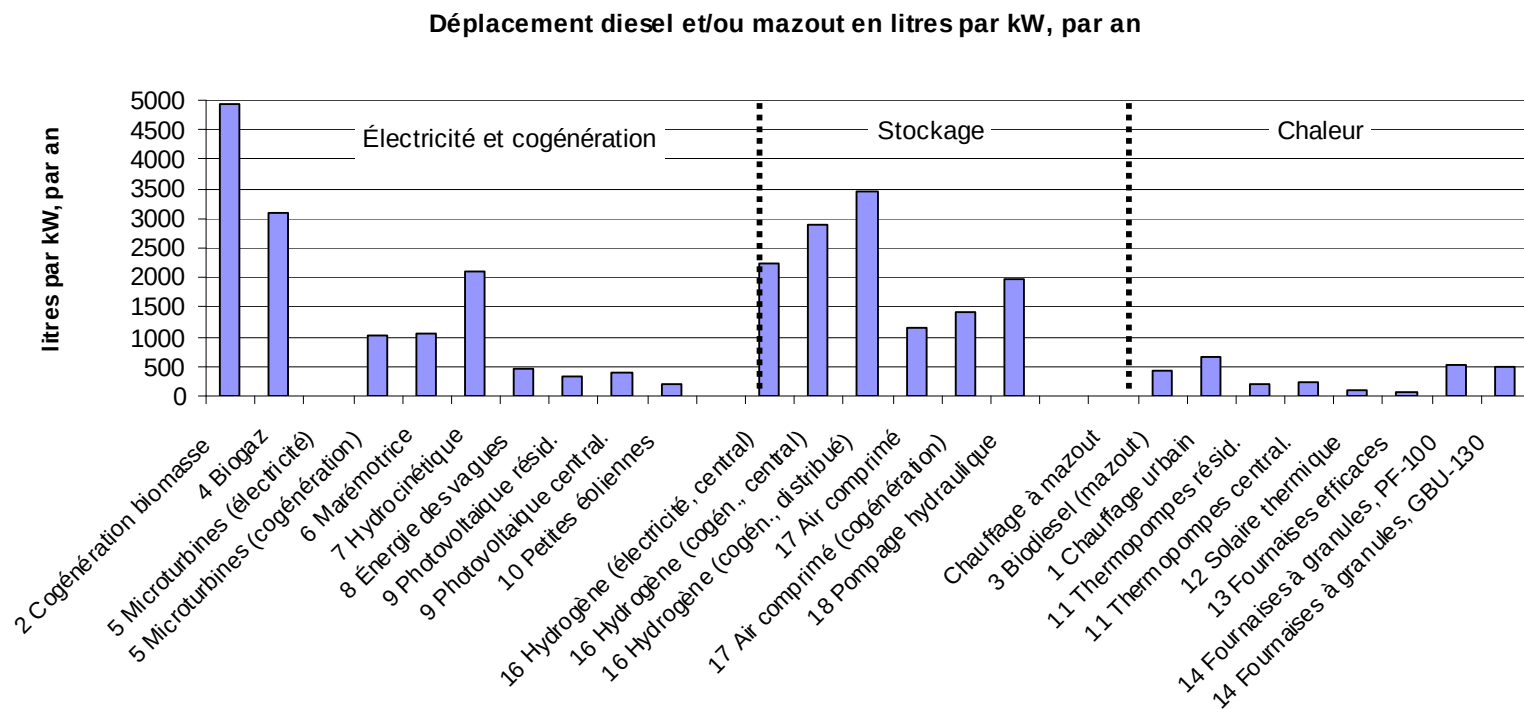
Finalement, nous suggérons également de maintenir une veille sur les technologies identifiées, en apportant des mises à jour, chaque fois que cela est nécessaire. Ces fiches peuvent aussi être complétées tant par l'ajout d'autres technologies que nous avons identifiées comme prometteuses dans le cadre de ce travail, par exemple les batteries redox au vanadium, que par l'ajout d'autres technologies qui peuvent apparaître dans un avenir prochain.

ANNEXE I – GRAPHIQUES SOMMAIRES

1) Coût de revient

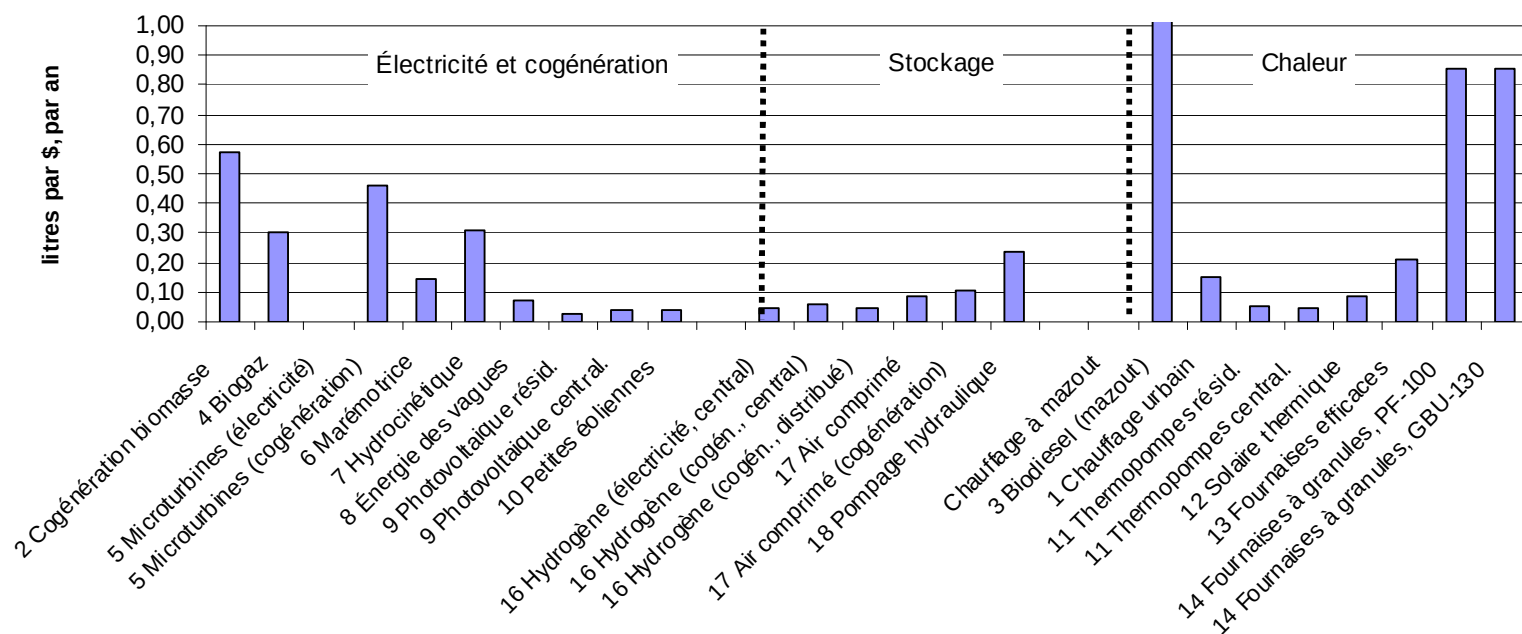


2a) Déplacement de carburants fossiles

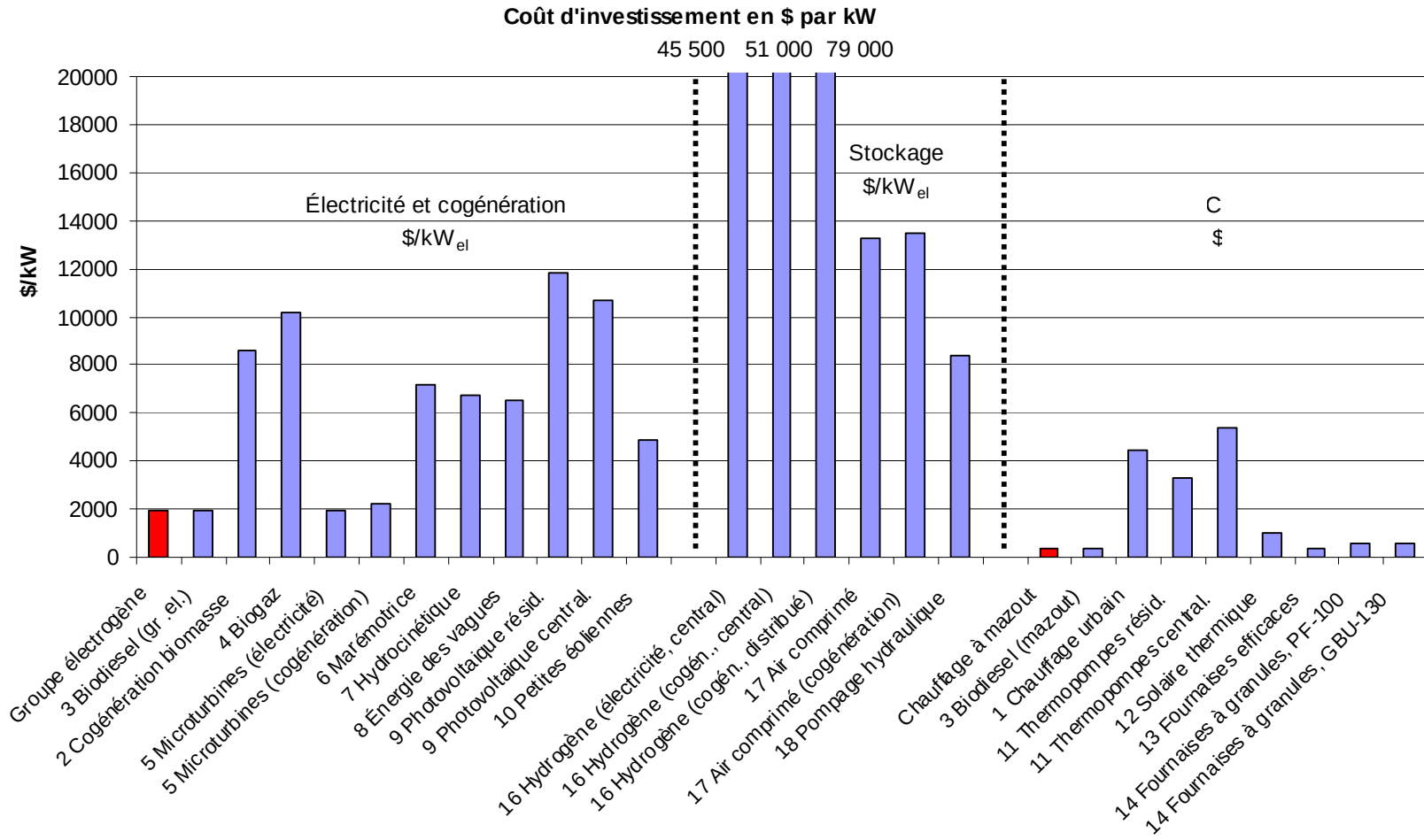


2b) Déplacement de carburants fossiles

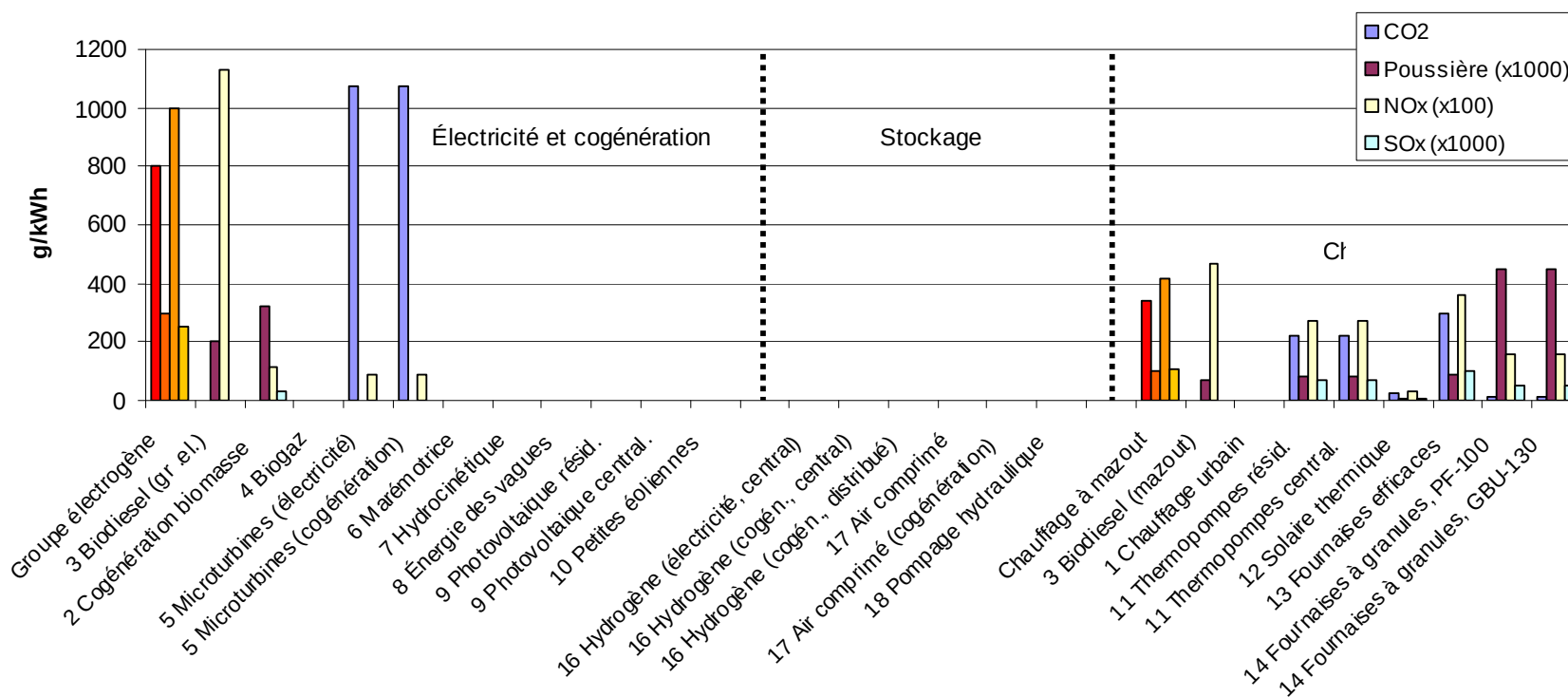
Déplacement diesel et/ou mazout en litres par \$ investi, par an



3) Coût d'investissement



4) Émissions



ANNEXE II – PROGRAMMES FÉDÉRAUX SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les informations ci-dessous concernent les programmes fédéraux en date d'avril 2006. Étant donné le changement récent de gouvernement, ainsi que les nombreuses compressions budgétaires auxquelles il procède actuellement, il est recommandé de vérifier périodiquement la validité de ces informations.

1. TEAM (Mesures d'action précoce en matière de technologie)

TEAM est un programme géré par trois ministères fédéraux, soit RNCan, Environnement Canada et Industrie Canada. Les TEAM appuient les projets de développement à un stade avancé ainsi que les nouveaux projets de démonstration servant à réduire les gaz à effet de serre au Canada et ailleurs, tout en favorisant le développement social et économique. Les programmes appuyés par les TEAM suivent une méthode unique basée sur le financement par reconduction et le réseautage élaboré dans le but de rassembler des partenaires provenant de l'industrie, des collectivités et des organismes internationaux afin de promouvoir davantage d'investissement. Afin d'obtenir l'appui des TEAM, un projet doit occasionner la réduction ou l'élimination des émissions de gaz à effet de serre, ou y contribuer fortement. Les TEAM donnent leur appui dans les cinq principaux secteurs prioritaires suivants :

- Procédés moins polluants à base de combustibles fossiles
- Technologie liée à l'efficacité énergétique
- Biotechnologie
- Économie basée sur l'hydrogène
- Production énergétique décentralisée

Clairement, le mandat de TEAM est lié à des projets de réduction de l'utilisation des carburants fossiles, et spécifie, entre autres, des technologies comme la biomasse, les microturbines, l'éolien, le solaire et l'énergie des vagues.

Globalement, les contributions des TEAM, ajoutées à l'ensemble des autres fonds, visent un rapport de partage de 5 pour 1. Habituellement, le financement total accordé par le gouvernement fédéral pour la réalisation d'un projet est de moins de 50 p. 100 ; toutefois, il s'agit d'une somme flexible dépendant de chaque projet, pourvu que le rapport général reste le même. L'aide financière prévue dans le cadre des TEAM sera, de préférence, de moins de 75 p. 100, mais ne devra pas excéder les 85 p. 100 de la part du financement assumée par le gouvernement fédéral, à moins que le Comité de direction l'autorise comme expliqué à l'étape III du Plan d'affaires des TEAM.

Lien: http://www.climatechange.gc.ca/francais/team_2004/

2. Le fonds municipal vert

Le Fonds municipal vert (FMV) a été créé par le gouvernement du Canada dans son budget de 2000 afin de stimuler les investissements dans des projets municipaux novateurs axés sur l'environnement qui permettent aux collectivités canadiennes de progresser dans la voie du développement durable. Le FMV appuie les partenariats publics-privés afin de mettre à contribution les fonds publics et privés dans des initiatives municipales visant à améliorer la qualité de l'air, de l'eau et du sol, ainsi qu'à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Le FMV est le seul fonds centré en particulier sur les besoins des gouvernements municipaux et propose un vaste éventail de produits financiers, de ressources, d'expertise et de services. Dans le cas des projets d'immobilisations, le financement annuel disponible est de 50 à 70 millions de dollars en prêts et de 7 à 10 millions de dollars en subventions. Des subventions de 8 à 12 millions de dollars par année sont également réservées en tout temps aux études de faisabilité, évaluations, essais sur le terrain et plans de collectivités viables. Le FMV continue d'appuyer les mesures visant l'énergie, les déchets, l'eau, les transports durables et la planification des collectivités viables, de même que la nouvelle catégorie du réaménagement des terrains contaminés.

Le gouvernement municipal doit faire partie du partenariat de réalisation du projet. Lorsque la législation d'une province ou d'un territoire ne permet pas qu'une administration municipale procède à des emprunts auprès du FMV, celui-ci peut consentir le prêt à une société contrôlée par la province ou le territoire, ou qui lui appartient, et dont le mandat prévoit notamment l'emprunt de sommes pour le compte d'administrations municipales. Basées sur les avantages environnementaux possibles procurés par le projet d'immobilisation, les options de financement

varient d'un prêt de 25 % du total des coûts admissibles jusqu'à la combinaison d'un prêt et d'une subvention de 80 % et de 50 % du total des coûts admissibles, respectivement. L'option de financement disponible aux personnes qui demandent des études de faisabilité, des essais sur le terrain et des plans de collectivités viables est une subvention de 50 % du total des coûts admissibles jusqu'à un maximum de 350 000 \$.

Lien : <http://www.sustainablecommunities.ca/fr/GMF/>

3. PACAN (Programme d'action pour les collectivités autochtones et nordiques)

En août 2003, le gouvernement du Canada a annoncé un nouveau budget d'environ 30,7 M\$ répartis sur quatre ans pour appuyer les initiatives sur les changements climatiques et l'énergie dans les collectivités autochtones et nordiques.

Le programme vise toutes les activités liées à la gestion de l'énergie, incluant :

- Communications et sensibilisation
- Mesures du développement de la capacité
- Analyse énergétique de base des collectivités
- Mesures d'efficacité énergétique
- Utilisation de sources d'énergie renouvelables et de remplacement

Le PACAN est administré par l'intermédiaire des bureaux régionaux d'AINC, sauf pour ce qui est des initiatives d'envergure nationale ou multirégionale, auquel cas les projets sont administrés par l'administration centrale d'AINC et de RNCAN. Chaque région soumet son plan annuel à l'approbation du Comité de direction national du PACAN. Les fonds accordés aux projets approuvés sont transférés aux régions, qui en assurent la gestion. Le programme offre un appui de 5 000 \$ pour les activités d'information et de sensibilisation, jusqu'à 250 000 \$ pour les systèmes d'énergie renouvelable. Cette limite de financement peut augmenter jusqu'à un maximum de 350 000\$ pour les collectivités du nord, éloignées et avec réseau autonome.

Lien : http://www.ainc-inac.gc.ca/clc/index_f.html

4. TDDC (Technologies du développement durable Canada)

Ce fonds de 550 millions \$ finance les technologie émergentes, y compris dans le secteur de l'énergie. Un projet doit être géré par un groupe de promoteurs, et doit inclure des aspects innovateurs. On pourrait envisager un projet de demande différable ou un projet utilisant une technologie au stade pré-commercial au Canada qui jouirait d'un apport de TDDC. Pour être éligibles à ce programme, les candidats doivent faire la preuve suivante :

- le projet proposé est techniquement solvable et est entrepris par un candidat qui possède les capacités techniques, financières et de gestion nécessaires;
- le projet proposé sera entrepris en collaboration et de façon novatrice;
- la nouvelle technologie et la propriété intellectuelle connexe seront diffusées en temps opportun dans les secteurs pertinents du marché;
- le financement est nécessaire pour s'assurer que le projet évolue de manière que les Canadiens en bénéficient largement à l'échelle nationale et régionale.

La Fondation peut financer en moyenne, si on considère l'ensemble de son portefeuille de projets financés, jusqu'à 33 % des coûts de projets admissibles et jamais plus de 50 % des coûts admissibles d'un projet donné. Les limites de financement imposées à chaque projet sont établies par le Conseil d'administration de TDDC au moment de l'approbation du projet.

Lien : <http://www.sdtc.ca/fr/>

5. Autres Programmes fédéraux

Initiative des Innovateurs énergétiques (IIE)

L'IIE peut aider à investir dans les bâtiments avec les appuis financiers pour l'amélioration du rendement énergétique. Après avoir adhéré à l'IIE, les organismes admissibles peuvent présenter une demande.

Les organismes commerciaux et institutionnels peuvent recevoir jusqu'à 50% des coûts admissibles liés aux vérifications énergétiques, aux études de faisabilité, aux plans de gestion de l'énergie et aux autres mesures liées à l'élaboration de projets.

Les organismes commerciaux et institutionnels peuvent recevoir jusqu'à 25 % des coûts admissibles (en fonction des économies d'énergie envisagées) pour la gestion et l'élaboration de projets, les systèmes d'éclairage, de chauffage, de contrôle et de surveillance, la formation ainsi que d'autres mesures liées à l'économie d'énergie.

Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER)

En vigueur depuis le 1^{er} avril 1998, PENSER est un programme d'une durée de neuf ans et d'une valeur de 24 millions de dollars créé pour promouvoir l'utilisation de systèmes à énergie renouvelable pour le chauffage et le refroidissement des locaux et de l'eau. Les entreprises peuvent recevoir un remboursement de 25 % des coûts d'achat et d'installation d'un système admissible, soit un remboursement pouvant atteindre 80 000 \$. Ressources naturelles Canada offre des mesures incitatives similaires aux organismes fédéraux et à des établissements publics. Dans les collectivités éloignées, les organisations peuvent recevoir un remboursement de 40 % des coûts d'achat et d'installation d'un système admissible, soit un remboursement maximum de 80 000 \$.

Fonds pour l'innovation en matière de logement

Dans la stratégie *Rassembler nos forces - Le plan d'action du Canada pour les questions autochtones*, on souligne la nécessité de favoriser le renforcement des capacités dans les collectivités des Premières Nations. Le Fonds pour l'innovation en matière de logement (FIL) offrira aux Premières Nations la possibilité d'explorer des formules nouvelles et innovatrices susceptibles de leur permettre d'améliorer leur situation en matière de logement.