

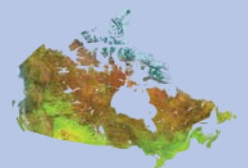
RETScreen® International

Centre d'aide à la décision sur les énergies propres
www.retscreen.net

Analyse de projets d'énergies propres

Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen®

Troisième édition



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

Canada

Le manuel **Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen®** est un document électronique de référence destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires qui sont intéressés à apprendre comment mieux analyser la viabilité technique et financière de projets potentiels d'énergies propres.

Le chapitre d'introduction donne un aperçu des technologies d'énergies propres et de leur mise en œuvre. Il introduit également le **Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen International**. Les chapitres subséquents couvrent un certain nombre de technologies du logiciel RETScreen, incluant un aperçu de ces technologies et une description détaillée des algorithmes utilisés dans les modèles RETScreen de technologies d'énergies propres.



CHAPITRES



Introduction à l'analyse de projets d'énergies propres

INTRO



Analyse de projets de centrale éolienne

EOLE



Analyse de projets de petite centrale hydroélectrique

HYDRO



Analyse de projets d'installation photovoltaïque

PV



Analyse de projets de cogénération

COGEN



Analyse de projets de chauffage à la biomasse

CBIO



Analyse de projets de chauffage solaire de l'air

CSA



Analyse de projets de chauffage solaire de l'eau

CSE



Analyse de projets de chauffage solaire passif

CSP



Analyse de projets de pompes à chaleur géothermique

PCG

Reproduction

Le présent rapport peut être reproduit, sans permission spéciale, en totalité ou en partie dans n'importe quel format, à des fins éducatives ou non lucratives, à la condition que la source soit mentionnée. Ressources naturelles Canada aimerait recevoir une copie des publications dans lesquelles le présent rapport est mentionné. Par ailleurs, certains éléments se trouvant dans ce rapport peuvent être assujettis aux droits d'auteur détenus par d'autres organisations. Dans de tels cas, la reproduction de ces données ou éléments graphiques peut faire l'objet de restrictions; il peut être nécessaire de demander à l'auteur ou au titulaire du droit d'auteur de donner son accord avant toute reproduction. Pour plus de renseignements au sujet du droit d'auteur et des restrictions qui s'appliquent à la reproduction, veuillez communiquer avec le service à la clientèle de RETScreen.

Exonération

La présente publication est diffusée uniquement à des fins d'information. Elle ne représente pas nécessairement les opinions du gouvernement du Canada et son contenu ne peut être interprété comme une recommandation d'un produit commercial ou d'une personne. Le gouvernement du Canada, ses ministres, ses hauts fonctionnaires, ses employés et ses agents ne donnent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité à l'égard de la présente publication.

Janvier 2006

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001-2006.

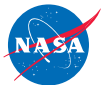
This publication is available in English under the title: "Clean Energy Project Analysis: RETScreen® Engineering & Cases Textbook."

ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE INTRODUCTION À L'ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2006.



ISBN : 0-662-78865-6
Catalogue no. : M39-112/2005F-PDF

© Ministre de Ressources Naturelles Canada 2001-2006.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES	5
1.1	Technologies d'énergies propres	7
1.1.1	Efficacité énergétique versus technologies d'énergies renouvelables	7
1.1.2	Raisons de l'intérêt croissant pour les technologies d'énergies propres	10
1.1.3	Caractéristiques communes aux technologies d'énergies propres	14
1.1.4	Technologies d'énergies renouvelables pour la production d'électricité	15
1.1.5	Technologies d'énergies renouvelables pour le chauffage et la climatisation	19
1.1.6	Technologies de cogénération	25
1.1.7	Autres technologies commerciales et émergentes	27
1.2	Études préliminaires de faisabilité	33
1.2.1	Conditions favorables à un projet	35
1.2.2	Facteur de viabilité des projets	37
2	Logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen	39
2.1	Aperçu du logiciel RETScreen	40
2.1.1	Analyse de projet standardisée en cinq étapes	40
2.1.2	Plate-forme commune d'évaluation et de développement de projets	42
2.1.3	Modèles de technologies d'énergies propres	45
2.1.4	Bases de données internationales pour les projets d'énergies propres	46
2.1.5	Manuel en ligne et matériel de formation	55
2.2	Modèle d'analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)	57
2.2.1	GES pour les modèles de technologies de production d'électricité	59
2.2.2	GES pour les modèles de technologies de chauffage ou de climatisation	62
2.3	Modèle d'analyse financière	64
2.3.1	Paievements de la dette	64
2.3.2	Flux monétaires avant impôt	65
2.3.3	Dépréciation d'actifs	66
2.3.4	Impôt	68
2.3.5	Report des pertes	69
2.3.6	Flux monétaires après impôt	69
2.3.7	Indicateurs de viabilité financière	69
2.4	Modèles d'analyse de sensibilité et de risque	72
2.4.1	Simulation Monte Carlo	73
2.4.2	Graphique d'impact	74
2.4.3	Médiane et intervalle de confiance	76
2.4.4	Validation du modèle d'analyse de risque	76
2.5	Sommaire	80
	Références	83
	Annexe A – Équipe de développement et des experts RETScreen	85





CHAPITRE INTRODUCTION À L'ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES

*Le manuel **Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen®** est un document électronique de référence destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels d'énergies propres. Il fait le point sur les technologies d'énergies propres et présente l'analyse de projet à l'aide du logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International. Il présente aussi un bref aperçu des données météorologiques et de produits disponibles avec le logiciel RETScreen®. Il décrit de manière détaillée les algorithmes inclus dans le logiciel RETScreen® et utilisés pour l'analyse des gaz à effet de serre, l'analyse financière et l'analyse de sensibilité et de risque. Une collection d'études de cas comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.*

1 CONTEXTE - ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES¹

L'utilisation des technologies d'énergies propres, c.-à-d. les technologies d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, a considérablement augmenté au cours des précédentes décennies. Des technologies autrefois considérées comme étranges ou exotiques sont maintenant devenues des réalités commerciales qui représentent des alternatives rentables aux systèmes conventionnels à combustibles fossiles, qu'accompagnent des problèmes d'émissions de gaz à effet de serre, de coûts d'opération élevés et de pollution locale.

Afin de tirer profit de ces technologies, les utilisateurs, décideurs et responsables politiques, planificateurs, investisseurs et fournisseurs d'équipements potentiels doivent être en mesure d'analyser facilement et rapidement le bien fondé d'une proposition de projet d'énergies propres. Ce type d'analyse devrait permettre, avec un minimum d'effort et d'investissement en temps, de révéler si oui ou non un projet potentiel d'énergies propres est suffisamment prometteur pour mériter une étude plus poussée.

Le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen International est l'outil de pointe par excellence pour faciliter les analyses de pré faisabilité et de faisabilité des technologies d'énergies propres. L'élément central de l'outil consiste en un logiciel d'analyse de projet standardisé et intégré qui peut être utilisé à travers le monde pour évaluer la production énergétique, le coût du cycle de vie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables. Tous les modèles de technologies d'énergies propres du logiciel RETScreen ont une présentation similaire selon une approche standardisée qui facilite une prise de décision basée sur des résultats fiables². Chaque modèle intègre également des bases de données de produits, de coûts et météorologiques ainsi qu'un manuel d'aide en ligne détaillé qui aide à réduire considérablement le temps et les coûts associés à la préparation des études de pré faisabilité.

1. Une partie du texte de ce chapitre provient de la référence suivante : Leng, G., Monarque, A., Graham, S., Higgins, S., et Cleghorn, H., **RETScreen® International : résultats et impacts 1996-2012**, CTEC-Varenes, Ressources naturelles Canada, ISBN 0-662-11903-7, Cat. M39-106/2004F-PDF, 44 pp., 2004.
2. Tous les modèles RETScreen ont été validés par des experts externes et les résultats sont publiés dans les différents chapitres de ce e-manuel portant sur les technologies.





Le logiciel RETScreen est probablement l'outil le plus simple et le plus rapide pour estimer la viabilité d'un projet potentiel d'énergies propres.

Comme RETScreen International contient beaucoup d'informations et de nombreuses données utiles, son utilisation s'étend au-delà de l'étude de préfaisabilité et de faisabilité. Par exemple, une personne n'ayant aucune connaissance sur l'énergie éolienne aura une bonne compréhension des capacités de cette technologie en lisant les sections sur ce sujet dans ce e-manuel et le « manuel en ligne » intégré au logiciel RETScreen. Un ingénieur qui souhaite connaître la quantité d'énergie solaire arrivant sur une surface inclinée à l'emplacement d'un chantier trouvera cette information très rapidement à l'aide du calculateur de ressources solaires. Un architecte qui recherche des fenêtres éconergétiques pour un nouveau projet utilisera la base de données sur les produits intégrée dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif afin de trouver des fournisseurs de fenêtres ayant certaines propriétés thermiques. Un investisseur ou un banquier utilisera les capacités d'analyse de sensibilité et de risque disponibles dans chaque modèle afin d'évaluer le risque associé à l'investissement dans un projet donné. Le logiciel RETScreen est très facile d'utilisation et permet à l'utilisateur de se concentrer sur les aspects qui l'intéressent plus particulièrement.

Ce e-manuel complète le logiciel RETScreen et fournit de l'aide au lecteur de trois manières :

- il familiarise le lecteur avec les principales technologies d'énergies propres modélisées par le logiciel RETScreen International;
- il introduit le cadre de travail du logiciel RETScreen pour l'analyse de projets d'énergies propres; et
- il sert de référence pour les hypothèses et les méthodes à la base de chaque modèle RETScreen de technologies d'énergies propres.

Ce e-manuel part d'une vue d'ensemble des technologies d'énergies propres et de l'analyse de projets pour examiner plus en détails chacune de ces technologies et leur modélisation dans le logiciel RETScreen. A cette fin, le chapitre d'introduction commence par expliquer les raisons de l'intérêt croissant pour les technologies d'énergies propres et décrit sommairement le fonctionnement de ces technologies ainsi que leurs applications et leurs marchés. Par la suite, l'importance des analyses de préfaisabilité et de faisabilité dans le cycle de mise en œuvre d'un projet est présentée. Finalement, les méthodes communes à tous les modèles RETScreen de technologies d'énergies propres sont discutées, à savoir : l'utilisation de données météorologiques et d'évaluation des ressources en énergies renouvelables, le calcul de la réduction d'émissions de gaz à effet de serre, l'analyse financière, et l'analyse de sensibilité et de risque.

Chacun des chapitres qui suit est dédié à l'une des principales technologies d'énergies propres considérées par RETScreen International. Une information de base sur la technologie elle-même (contexte technologique) vient compléter la brève description du chapitre d'introduction. Chaque chapitre portant sur une technologie d'énergies propres particulière offre une description détaillée des algorithmes utilisés dans le modèle, incluant les hypothèses, les équations et les limites de l'approche. La dernière section de chacun de ces chapitres rapporte les différentes





méthodes utilisées pour étudier et valider la précision du modèle, généralement à partir de comparaisons réalisées par des tiers sur la base de simulations ou de données mesurées.

La combinaison du logiciel RETScreen et des outils associés³ qui sont tous disponibles gratuitement via le site Web de RETScreen, fournit un ensemble complet pour informer et guider toutes les personnes intéressées par une analyse technique et financière adéquate des projets potentiels d'énergies propres.

1.1 Technologies d'énergies propres

Cette section présente les technologies d'énergies propres en commençant par une comparaison entre les technologies d'énergies renouvelables et les mesures d'efficacité énergétique, puis explique les raisons de l'intérêt croissant pour ces technologies à l'échelle mondiale et décrit leurs caractéristiques générales communes. Le texte donne ensuite une vue d'ensemble de certaines technologies d'énergies propres directement prises en compte par le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen International; des informations plus détaillées sont disponibles dans les chapitres individuels dédiés à chaque technologie. Finalement, cette section donne un bref aperçu d'autres technologies d'énergies propres commercialisées ou en émergence.

1.1.1 Efficacité énergétique versus technologies d'énergies renouvelables

Les technologies d'énergies propres regroupent les technologies d'efficacité énergétique et les technologies d'énergies renouvelables (TÉR). Les unes comme les autres permettent de réduire l'utilisation d'énergies de sources conventionnelles (c.-à-d. les combustibles fossiles), mais présentent des différences sous d'autres aspects.

Les « mesures d'efficacité énergétique » font référence à des méthodes et moyens mis en œuvre afin de réduire la consommation d'énergie lors de la production de biens ou de services, notamment par comparaison à une approche standard ou conventionnelle. Le service fourni est souvent du chauffage, du refroidissement ou de la production d'électricité. Les systèmes de réfrigération à récupération de chaleur sont un exemple de technologie d'efficacité énergétique : ils peuvent fournir le même niveau de refroidissement que des technologies de réfrigération conventionnelles mais demandent beaucoup moins d'énergie pour opérer. De manière générale, les mesures d'efficacité énergétique peuvent s'appliquer à divers secteurs et applications (voir *Figure 1* et *Figure 2*).

Les technologies d'énergies propres classées dans la catégorie de l'efficacité énergétique incluent généralement les systèmes de cogénération, les systèmes d'éclairage efficaces, les systèmes de ventilation à récupération de chaleur, les moteurs à vitesse variable pour compresseurs et ventilateurs, l'amélioration de l'isolation, les enveloppes de bâtiments et les fenêtres hautes performances ainsi que d'autres technologies existantes ou émergentes.

3. Fruits de l'expérience de plus de 210 experts issus de l'industrie, de gouvernements et du secteur académique. Voir Annexe A pour une liste détaillée des experts impliqués dans le développement de RETScreen International.

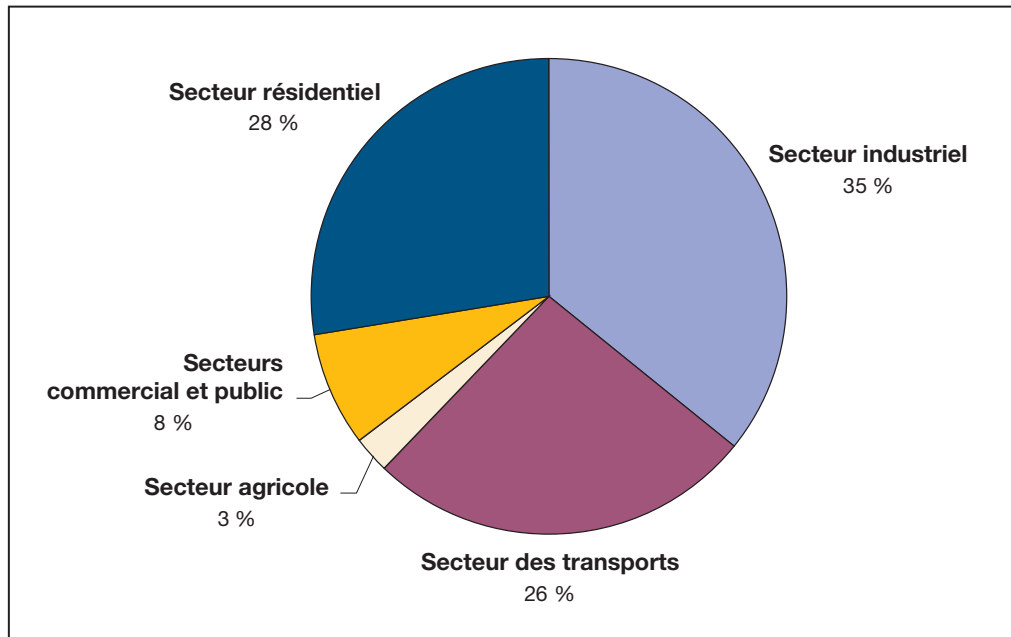


Figure 1 :
Consommation mondiale d'énergie par secteur [adapté de World Resources Institute, 2003].

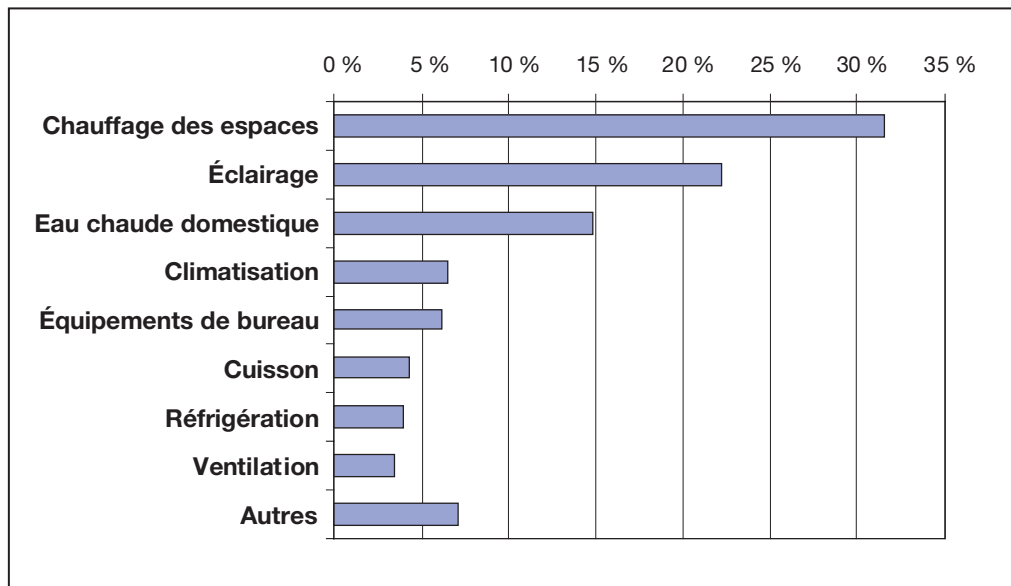


Figure 2 :
Consommation d'énergie dans les bâtiments commerciaux aux États-Unis [adapté de Swenson, 1998].

Les technologies d'énergies renouvelables (TÉR) transforment une source d'énergie renouvelable en chaleur, froid, électricité ou énergie mécanique. Une source d'énergie renouvelable est une ressource dont l'utilisation n'affecte pas sa disponibilité future. Par exemple, chaque unité de gaz brûlée pour chauffer un bâtiment est une unité de moins





pour satisfaire les besoins futurs. En revanche, utiliser l'énergie solaire pour chauffer le même bâtiment ne réduit en rien l'éclairage solaire à venir. Certaines sources d'énergies renouvelables perdent leur caractère renouvelable lorsqu'elles sont trop sollicitées. C'est le cas des arbres qui fournissent un apport renouvelable en biomasse pour la combustion, à condition que leur taux d'exploitation ne conduise pas à la déforestation.

Les TÉR regroupent les systèmes de conversion d'énergie solaire en électricité, chauffage et froid, les systèmes de production d'électricité à partir du vent, des chutes d'eau (c.-à-d. les générateurs hydroélectriques), des vagues ou des marées, ou les systèmes qui extraient la chaleur du sol ou refroidissent en réinjectant la chaleur dans le sol.

Normalement, un planificateur de projet devrait commencer par mettre en place les mesures d'efficacité énergétique rentables, puis considérer les TÉR. Certaines inefficacités peuvent typiquement être réduites avec des investissements minimes, conduisant ainsi à des réductions significatives de consommation énergétique. Arriver au même résultat à l'aide de TÉR est souvent plus coûteux. De plus, en réduisant la quantité d'énergie à fournir à partir de TÉR, les mesures d'efficacité permettent d'utiliser un système d'énergie renouvelable plus petit. Les TÉR ayant généralement un coût initial élevé, investir dans l'efficacité énergétique peut rendre les TÉR plus intéressantes financièrement.

A titre d'exemple, considérons une maison hypothétique, semblable à celle de la **Figure 3**, connectée au réseau électrique, en climat froid. Si l'objectif est de réduire la consommation d'énergie conventionnelle, la première étape serait d'étudier l'enveloppe du bâtiment : une isolation de haut niveau, des ponts thermiques réduits au minimum et une construction étanche à l'air réduisent les pertes de chaleur durant l'hiver. Ensuite, la demande en énergie devrait être minimisée en maximisant l'utilisation du solaire passif, en concevant adéquatement les systèmes de chauffage et de climatisation, et en sélectionnant des équipements efficaces. Enfin, des technologies d'énergies renouvelables telles que le chauffage solaire de l'eau ou le photovoltaïque (génération d'électricité directement à partir du soleil) peuvent être considérées.



Figure 3 :

Combinaison de mesures d'efficacité énergétique, de conception solaire passive et de chauffage solaire de l'eau pour une application résidentielle au Canada.

Crédit photo :

Waterloo Green Home





Installer un système photovoltaïque sur le toit de cette maison attirerait plus l'attention des voisins qu'une amélioration de l'enveloppe du bâtiment, mais cela contribuerait beaucoup moins à l'objectif de réduction de la consommation énergétique, tout en présentant un coût bien supérieur.

Dans de nombreux cas, mettre en place des mesures d'efficacité énergétique peut diminuer de moitié la consommation énergétique par rapport aux pratiques courantes. L'ajout de technologies d'énergies renouvelables rentables peut réduire encore plus, voire éliminer, la consommation d'énergie conventionnelle.

Parfois, la limite entre technologies d'efficacité énergétique et TÉR devient floue. Dans le cas de la maison discutée précédemment, des fenêtres hautes performances (c.-à-d. assurant des pertes de chaleur minimales) pourraient être considérées comme faisant partie de l'enveloppe du bâtiment, donc comme une mesure d'efficacité énergétique. Cependant, si elles sont orientées vers l'équateur et proprement ombragées de manière à éviter de surchauffer l'intérieur de la maison l'été, ces fenêtres permettent de chauffer la maison grâce au soleil et ce, l'hiver seulement, faisant d'elles une TÉR également (c.-à-d. un système de chauffage solaire passif). De la même manière, une pompe à chaleur géothermique qui extrait la chaleur du sol, est une manière efficace d'utiliser l'électricité (qui alimente la pompe) pour chauffer la maison. Mais la chaleur du sol provient de l'énergie solaire. Heureusement, cette distinction n'est pas importante : l'objectif, qui est d'épargner de l'argent et de réduire la consommation d'énergie conventionnelle, est le même quel que soit la nature de la technologie d'énergies propres utilisée.

1.1.2 Raisons de l'intérêt croissant pour les technologies d'énergies propres

Les technologies d'énergies propres suscitent un intérêt de plus en plus grand de la part des gouvernements, de l'industrie et des consommateurs. Cet intérêt est le reflet d'une prise de conscience grandissante des avantages environnementaux, économiques et sociaux qu'offrent ces technologies.

■ Raisons environnementales

L'inquiétude environnementale au sujet du réchauffement climatique et de la pollution locale a donné la première impulsion à de nombreuses technologies d'énergies propres du 20^e siècle. Le réchauffement climatique est le phénomène de hausse des températures observé partout dans le monde ces dernières années. Cette tendance au réchauffement est généralement attribuée à l'accroissement des émissions de certains gaz, connus sous le nom de « gaz à effet de serre », qui incluent le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, la vapeur d'eau, l'ozone et plusieurs classes d'halocarbures (composés carbonés contenant du fluor, du brome et/ou du chlore). Les gaz à effet de serre sont appelés ainsi car leur présence dans l'atmosphère n'empêche pas la lumière solaire d'atteindre la surface terrestre, mais ralentit l'évacuation de la chaleur hors de l'atmosphère terrestre. En conséquence, la chaleur est piégée, comme dans une serre, et la température augmente (voir **Figure 4**).



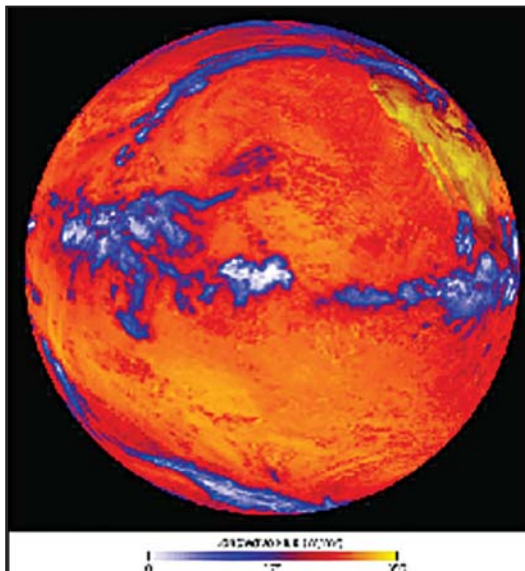


Figure 4 :

Réchauffement de la terre associé à l'absorption du rayonnement solaire.

Crédit photo :

NASA Goddard Space Flight Center (NASA-GSFC)

Le réchauffement climatique pourrait causer d'énormes dégâts écologiques et humains. Dans le passé, des changements climatiques rapides et sévères ont abouti à l'extinction d'un grand nombre d'espèces de plantes et d'animaux. Le niveau des mers augmentera à mesure que les calottes glacières fondront, inondant les zones de faible altitude à travers le monde. Tandis que les températures moyennes augmenteront, la fréquence des événements climatiques extrêmes devrait augmenter, y compris les tempêtes d'hiver et les froids extrêmes. Certaines régions seront inondées plus souvent tandis que d'autres souffriront de sécheresse et de désertification, accentuant ainsi la pression sur les terres agricoles restantes. Le changement climatique pourrait permettre à des maladies tropicales telles que la malaria d'envahir les zones tempérées en Europe et en Amérique du Nord. Les sociétés dont le mode de vie dépend étroitement de la santé des écosystèmes, tels que les peuples autochtones, risquent d'être durement touchés par les impacts environnementaux du réchauffement climatique.

Un large consensus unit les scientifiques qui étudient le réchauffement climatique sur le fait que le réchauffement actuellement observé est le fait de l'activité humaine et notamment, de la combustion de combustibles fossiles. La combustion de pétrole, de gaz ou de charbon pour propulser les automobiles, générer de l'électricité ou fournir de la chaleur, produit entre autres du dioxyde de carbone, des oxydes nitreux et du méthane. Ainsi, nos systèmes énergétiques conventionnels sont dans une large mesure responsables de ce problème environnemental imminent (IPCC, 2001). Les technologies d'énergies propres s'attaquent à ce problème en réduisant la quantité de combustibles fossiles utilisée. Le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen permet à l'utilisateur d'estimer la réduction d'émissions de gaz à effet de serre associée à l'utilisation d'une technologie d'énergies propres à la place d'une technologie d'énergies conventionnelles.

Le réchauffement climatique n'est pas le seul problème environnemental à l'origine de la croissance de la mise en place des technologies d'énergies propres. Les systèmes d'énergies conventionnels polluent aussi bien à l'échelle locale qu'à l'échelle globale. Aux échelles locales et régionales, la combustion produit des composés et des particules qui aggravent les conditions respiratoires des personnes sensibles, le plus bel exemple en est le smog qui recouvre de nombreuses villes. À l'échelle globale, le charbon, lorsqu'il contient du soufre, provoque des pluies acides après combustion. De plus, la pollution locale n'est pas seulement limitée aux émissions associées à la combustion : dans le cas de petits systèmes, le bruit et la pollution visuelle peuvent être aussi importants pour les personnes qui vivent et travaillent à proximité. Pour ces systèmes, les pertes de carburant ont aussi pour conséquences de sérieux dommages pour l'environnement local et des coûts de nettoyage élevés. Prenons par exemple un système d'alimentation pour la maison d'un gardien de parc en région éloignée. Dans le cas où une génératrice diesel serait utilisée, les gardiens et les visiteurs entendraient le bruit du moteur (pollution sonore) et verraient le réservoir de carburant (pollution visuelle). De plus, l'opérateur du système devrait faire bien attention à ne pas contaminer la zone en raison des pertes de carburant diesel. Ces possibilités de pollution pourraient être réduites ou même supprimées par l'utilisation de systèmes photovoltaïques ou éoliens, deux technologies d'énergies propres.

■ **Raisons économiques**

Une large part de l'augmentation récente des ventes de technologies d'énergies propres est attribuable à des clients pour lesquels le facteur environnemental n'est pas nécessairement le motif principal pour décider d'adopter une technologie d'énergies propres. Ils basent plutôt leur décision sur les faibles « coûts du cycle de vie », c.-à-d. sur les faibles coûts sur toute la durée de vie du projet associés aux technologies d'énergies propres. Tel que décrit dans la section suivante, les technologies d'énergies propres sont souvent compétitives sur le long terme, voire moins chères, comparées aux technologies conventionnelles.

Ce n'est pas seulement le coût de l'énergie conventionnelle qui rend les systèmes d'énergies conventionnelles moins attrayants. Souvent, l'incertitude associée à ces coûts est encore plus problématique aux fins de planification. En effet, les prix des énergies conventionnelles montent et baissent en fonction des conditions de l'offre et de la demande aux niveaux local, national, continental et global. Il est arrivé plusieurs fois au cours des dix dernières années que des pics imprévus dans le prix des énergies conventionnelles (électricité, gaz naturel et pétrole) génèrent de sérieux problèmes financiers aux individus, aux familles, aux industries et aux services publics. Cela ne concerne pas seulement les consommateurs, mais aussi les gouvernements, qui sont souvent tenus pour responsables de la situation économique.

Il y a de bonnes raisons de croire que le coût des énergies conventionnelles va augmenter dans les décennies à venir. Partout à travers le monde, le taux de découverte des nouvelles réserves de pétrole est en déclin, tandis qu'en même temps la demande augmente. Les réserves conventionnelles restantes, bien que vastes, sont concentrées dans un petit nombre de pays. Des ressources non conventionnelles abondantes, telles que les sables bitumeux, existent au Canada, au Venezuela et





dans d'autres régions, mais la production de carburant utile (ou « brut synthétique ») à partir de ces sources est plus onéreuse que les méthodes conventionnelles d'extraction et émet davantage de gaz à effet de serre. L'augmentation des prix de l'énergie et le risque de chocs pétroliers rend les technologies d'énergies propres d'autant plus attractives.

Le logiciel RETScreen inclut des feuilles de calcul sophistiquées, mais facile d'utilisation, d'analyse financière et d'analyse de sensibilité et de risque qui permettent de déterminer la viabilité financière et les risques d'un projet d'énergies propres. L'utilisateur peut analyser l'influence d'un certain nombre de paramètres financiers, incluant le taux d'indexation du prix de l'énergie.

■ **Raisons sociales**

Les technologies d'énergies propres sont associées à de nombreux avantages sociaux qui sont d'un intérêt particulier pour les gouvernements. Premièrement, les technologies d'énergies propres requièrent généralement plus de main-d'œuvre par unité d'énergie produite que les technologies d'énergies conventionnelles, créant ainsi plus d'emplois. Deuxièmement, les technologies d'énergies conventionnelles exploitent des sources énergétiques concentrées à l'aide de technologies dont les coûts d'investissement sont très importants et dont la caractéristique d'épuisement impose une activité d'exploration continue pour de nouveaux sites à exploiter. En comparaison, les mesures et technologies d'efficacité énergétique mettent l'accent sur la maximisation de l'utilisation des ressources existantes et les TÉR « récoltent » des sources d'énergies plus dispersées, plus diluées. Ces caractéristiques entraînent généralement plus d'interventions humaines, soit dans l'utilisation de la technologie, la fabrication ou l'entretien des équipements. Le coût additionnel de la main-d'œuvre requise par les technologies d'énergies propres est compensé par le coût inférieur de l'énergie. Par exemple, dans le cas de l'énergie solaire ou éolienne, l'énergie est gratuite.

L'importation de combustibles fossiles draine l'argent en circulation dans l'économie locale. Quant à elles, les mesures et les technologies d'efficacité énergétique sont mises en place sur des systèmes installés au niveau local et les TÉR utilisent des sources d'énergie sur place. Par conséquent, les activités économiques qui leurs sont associées ont tendance à se produire entre des organisations actives à l'échelle locale. Comme l'activité économique demeure au niveau local, l'« effet multiplicateur » en est augmenté. À titre d'exemple, il suffit de comparer les impacts d'un système de combustion de la biomasse utilisant des copeaux de bois produits à partir de résidus de bois avec ceux découlant d'une chaudière alimentée à partir de pétrole importé. Dans ce dernier cas, le combustible acheté canalise l'argent vers les compagnies pétrolières situées à de grande distance des communautés; dans le premier cas, la collecte des copeaux, l'assurance de qualité, l'entreposage et la livraison sont effectuées par des entreprises locales qui utiliseront de la main-d'œuvre locale et qui dépenseront une portion de leurs revenus dans les magasins locaux et chez les fournisseurs de services permettant à l'argent de circuler au sein de la communauté. Globalement, ceci peut être ou ne pas être avantageux, mais cela demeure certainement d'intérêt pour les gouvernements locaux et un incitatif à la base de leur intérêt envers les technologies d'énergies propres.



Une autre raison sociale et économique de l'intérêt pour les technologies d'énergies propres est simplement la demande croissante en énergie. Basé sur les tendances historiques et sur la croissance économique, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a prévu que la demande mondiale d'énergie aura triplé en 2050 (AIE, 2003). Les industries ont vu le potentiel de cette croissance, alors que les gouvernements y ont vu un besoin pour de nouvelles technologies et de nouveaux combustibles afin de répondre à cette demande. Ceci a stimulé l'intérêt envers les technologies d'énergies propres.

1.1.3 Caractéristiques communes aux technologies d'énergies propres

Plusieurs caractéristiques partagées par les technologies d'énergies propres deviennent évidentes lorsqu'elles sont comparées aux technologies d'énergies conventionnelles; ces caractéristiques ont été mentionnées précédemment, mais nécessitent davantage d'approfondissement.

Premièrement, les technologies d'énergies propres sont généralement préférables pour l'environnement par rapport aux technologies conventionnelles. Ceci ne signifie pas qu'elles sont sans impact sur l'environnement, ni qu'elles peuvent être utilisées sans égard pour l'environnement. Tous les systèmes de chauffage, les génératrices d'électricité et par extension, les consommateurs d'énergie, génèrent des impacts environnementaux. Bien qu'ils ne puissent être éliminés, ils doivent être minimisés et les technologies d'énergies propres ont été conçues afin de répondre aux problèmes environnementaux les plus importants. Lorsque ces technologies sont utilisées de manière responsable et intelligente, elles peuvent fournir de l'énergie à un coût environnemental bien inférieur à celui des technologies conventionnelles, surtout lorsque ces technologies fonctionnent à l'aide de combustibles fossiles.

Deuxièmement, les technologies d'énergies propres ont généralement un coût d'investissement supérieur (c.-à-d. les coûts initiaux du projet) vis-à-vis des technologies conventionnelles concurrentes. Ceci a conduit certaines personnes à la conclusion que les technologies d'énergies propres sont trop dispendieuses. Malheureusement, ce point de vue ignore les coûts très réels induits par l'exploitation et l'entretien de tous systèmes d'énergies, peu importe qu'ils soient propres ou conventionnels.

Troisièmement, les technologies d'énergies propres ont généralement des coûts d'exploitation inférieurs à ceux des technologies conventionnelles. En effet, les mesures d'efficacité énergétiques réduisent les besoins énergétiques, et les TÉR utilisent des sources d'énergies renouvelables disponibles à un coût marginal minimal ou nul.

Alors, comment les coûts d'investissement élevés et les coûts d'exploitation faibles des technologies d'énergies propres peuvent-ils se comparer aux coûts d'investissement faibles et coûts d'exploitation élevés des technologies conventionnelles? La réponse consiste à considérer tous les coûts sur toute la durée de vie d'un projet. Ceux-ci incluent non seulement les coûts initiaux (analyse de faisabilité, ingénierie, développement, achat d'équipements et installation) mais également :





- les coûts annuels pour le combustible, l'exploitation et l'entretien;
- les coûts pour les remises en état majeures et les remplacements d'équipements;
- les coûts pour le démantèlement du projet (qui peuvent être relativement élevés pour les technologies qui polluent un site, par exemple à cause des déversements de combustible); et
- les coûts de financement du projet, comme les frais d'intérêt.

L'ensemble de ces coûts doivent être additionnés, en prenant en compte la valeur temporelle de l'argent, pour déterminer tous les coûts du « cycle de vie » d'un projet.

Cette réflexion nous conduit à la quatrième caractéristique commune aux technologies d'énergies propres : malgré leurs coûts d'investissement plus élevés, elles sont souvent rentables vis-à-vis des technologies conventionnelles lorsque comparées sur la base du coût sur le cycle de vie, surtout pour certaines applications. Le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen a été spécifiquement développé pour faciliter l'identification et le calcul de tous les coûts, et pour procéder à l'analyse du cycle de vie de manière à ce qu'une juste comparaison puisse révéler si une technologie d'énergies propres est appropriée pour un projet donné.

1.1.4 Technologies d'énergies renouvelables pour la production d'électricité

RETScreen International prend en charge un certain nombre de technologies d'énergies renouvelables pour la production d'électricité. Les quatre technologies les plus utilisées actuellement sont les centrales éoliennes, les petites centrales hydroélectriques, les installations photovoltaïques et les technologies de production d'électricité par combustion de biomasse. Les trois premières sont brièvement présentées dans les sections suivantes alors que la quatrième est introduite dans la section portant sur les technologies de cogénération. De l'information plus détaillée est également disponible dans les chapitres spécifiquement dédiés à chacune de ces technologies.

■ Centrales éoliennes

Les centrales éoliennes convertissent l'énergie cinétique de l'air en mouvement pour produire de l'électricité ou de l'énergie mécanique. Elles peuvent être utilisées pour fournir de l'électricité à des réseaux de type centralisé ou isolé, pour servir comme système électrique sur site isolé (hors réseau) ou pour le pompage de l'eau. Les éoliennes sont disponibles sur une base commerciale dans une vaste gamme de taille. Celles utilisées pour charger des batteries ou pour pomper de l'eau hors réseau ont tendance à être petite, avec une taille variant de 50 W à 10 kW. Dans le cas des applications pour les réseaux isolés, les éoliennes sont généralement plus grandes, avec une taille variant de 10 à 200 kW. En 2005, les plus grandes éoliennes sont installées sur les réseaux centralisés et leur puissance varie de 1 à 2 MW, mais des machines de démonstration conçues pour être installés au large dans des eaux peu profondes, ont déjà des capacités allant jusqu'à 5 MW.



Une ressource éolienne de bonne qualité est essentielle au succès d'un projet éolien commercial. L'énergie éolienne disponible augmente proportionnellement au cube de la vitesse du vent, qui généralement augmente avec la hauteur au-dessus du niveau du sol. Au minimum, la vitesse annuelle moyenne du vent pour un projet éolien devrait dépasser 4 m/s à une hauteur de 10 m au-dessus du sol. Certaines caractéristiques topographiques tendent à accélérer le vent et les éoliennes sont souvent installées le long de celles-ci. Ces caractéristiques incluent les crêtes de pentes longues et graduelles (mais pas les falaises), les cols entre des montagnes ou des collines et les vallées qui canalisent le vent. De plus, les secteurs qui présentent peu d'obstructions au vent, tels que la surface des océans, la bordure des régions côtières à proximité de l'eau et les plaines plates et herbeuses, peuvent présenter une bonne ressource éolienne.

Depuis le début des années 1990, la technologie des centrales éoliennes a émergé à l'échelle mondiale comme la technologie de production d'électricité présentant le plus fort taux de croissance. Ceci est la conséquence d'une diminution constante des coûts de production de l'énergie éolienne associée à la montée en puissance de la technologie et de l'industrie : là où la ressource éolienne est bonne et lorsque le réseau central est situé à proximité, l'énergie éolienne se positionne parmi les technologies de production d'électricité les moins coûteuses, avec des coûts de production d'électricité similaires à ceux d'une centrale au gaz naturel à cycle combiné.



Figure 5 :
Éolienne.

Crédit photo :
RINCan

■ **Petites centrales hydroélectriques**

Les petites centrales hydroélectriques convertissent l'énergie potentielle et cinétique de l'eau en mouvement en électricité grâce à une turbine qui entraîne un alternateur. Lorsque l'eau se déplace d'un point élevé à un point plus bas, comme dans une rivière ou une chute, elle transporte de l'énergie. Cette énergie peut être harnachée par des systèmes de petite centrale hydroélectrique. Utilisées depuis plus de cent ans, les petites centrales hydroélectriques représentent une technologie fiable et bien maîtrisée. Cette technologie peut fournir de l'énergie électrique à un réseau central, à un réseau isolé ou à une charge hors réseau. Elle peut aussi être installée au fil de l'eau ou inclure un réservoir d'entreposage de l'eau.

La majeure partie de la production mondiale d'hydroélectricité provient de projets hydroélectriques de grande envergure, jusqu'à plusieurs GW qui incluent l'entreposage de grands volumes d'eau derrière des barrages. Les projets de petites centrales hydroélectriques, qui profitent des connaissances et de l'expérience acquise durant la construction de projets de grande envergure, sont d'une échelle plus modeste avec des capacités installées de moins de 50 MW. Ils nécessitent rarement la construction



de grands barrages, exceptés dans certains lieux isolés où la valeur de l'électricité est très élevée à cause de l'absence de solutions de production concurrentes. Les projets de petites centrales hydroélectriques peuvent même avoir une capacité inférieure à 1 kW pour des petites applications hors réseau.

Un débit d'eau suffisant et constant est essentiel au succès commercial d'un projet de petite centrale hydroélectrique. L'énergie produite par une turbine hydraulique est proportionnelle à la quantité d'eau qui circule à travers la turbine par unité de temps (c.-à-d. le débit) et la différence de hauteur entre la turbine et la surface de l'eau à la prise d'eau (c.-à-d. la hauteur de chute)⁴. Puisque la majeure partie du coût d'un projet de petite centrale hydroélectrique est issu des coûts de construction et d'achat des équipements, un projet hydroélectrique peut générer de grande quantité d'énergie électrique à de faibles coûts d'exploitation et avec de modestes dépenses d'entretien pour une période de 50 ans ou plus.

Dans plusieurs régions du monde, les opportunités en développement de grands projets hydroélectriques diminuent et des sites plus petits sont considérés en tant qu'alternatives procurant ainsi un potentiel de croissance significatif du marché des petites centrales hydroélectriques (p. ex. : en Chine).



Figure 6 :

Petite centrale hydroélectrique.

Crédit photo :

SNC-Lavalin

■ **Installations photovoltaïques**

Les installations photovoltaïques convertissent directement l'énergie du soleil en électricité. Ils sont composés de cellules photovoltaïques, généralement sous la forme de galettes minces ou de couches de matériel semi-conducteur qui génèrent un petit courant lorsqu'elles sont touchées par la lumière du soleil. Plusieurs cellules peuvent être assemblées en modules qui sont câblées pour constituer un champ dont la taille est fonction des besoins. Les petits systèmes photovoltaïques se trouvent dans les montres et les calculatrices; la capacité des plus grands champs photovoltaïques peut dépasser les 5 MW.

4. En réalité, ceci doit être ajusté en fonction de pertes diverses.



Les installations photovoltaïques sont rentables pour les petites applications hors réseau. Dans ces situations, ils fournissent de l'électricité aux résidences dans les zones rurales des pays en voie de développement, aux chalets hors réseau, aux maisons mobiles dans les pays industrialisés, aux systèmes isolés de télécommunication ou de suivi et de contrôle dans le monde entier. Le pompage de l'eau est également une application hors réseau importante des installations photovoltaïques, notamment pour répondre aux besoins domestiques ou agricoles et dans les pays en voie de développement, pour répondre aux besoins des villages. Ces systèmes de production d'électricité sont relativement simples, modulaires et hautement fiables à cause de l'absence de pièces mobiles. Les installations photovoltaïques peuvent être combinés à des génératrices opérant à l'aide de combustibles fossiles dans le cas des applications ayant de fortes demandes en énergie ou dans les climats caractérisés par de longues périodes avec une faible luminosité solaire (p. ex. : l'hiver aux latitudes élevées) afin de former des systèmes hybrides.

Les systèmes photovoltaïques peuvent également être connectés à des réseaux de type centralisé ou isolé via des onduleurs spécialement conçus pour cela. Malheureusement, sans subvention, les installations connectées à un réseau centralisé sont rarement rentables à cause du prix élevé des modules photovoltaïques, même s'il a diminué régulièrement depuis 1985. À cause de coûts d'entretien minimaux et de l'absence d'économies d'échelle durant la construction, la production distribuée et décentralisée est la voie de l'avenir pour les applications rentables des installations photovoltaïques sur les réseaux centraux. Dans un contexte de production distribuée, les petits systèmes photovoltaïques seraient répartis partout sur le réseau, installés sur des bâtiments et autres structures, n'ayant ainsi aucun coût de location ou d'achat de terrains. Actuellement, de telles applications sont facilitées par le développement de technologies et de pratiques d'intégration des systèmes photovoltaïques à l'enveloppe du bâtiment, ce qui permet de bénéficier du crédit associé au remplacement des coûts en matériel et/ou en main-d'œuvre qui auraient été dépensés de toute façon pour mettre en place le revêtement conventionnel.



Figure 7 :

Installation photovoltaïque au Centre Adam Joseph Lewis pour les études environnementales du Collège Oberlin (USA); les panneaux couvrent 4 682 pieds carrés sur le toit courbe orienté vers le sud.

Crédit photo :

Robb Williamson/NREL Pix



Les systèmes photovoltaïques ont connu la même croissance explosive que les éoliennes, mais en partant d'installation beaucoup plus petites. À titre d'exemple, la capacité photovoltaïque mondiale installée en 2003 était d'environ 3 000 MW. Même si cette capacité représente moins d'un dixième de celle des centrales éoliennes, elle est significative pour l'industrie photovoltaïque et continue à progresser rapidement.

1.1.5 Technologies d'énergies renouvelables pour le chauffage et la climatisation

RETScreen International prend en charge un certain nombre de technologies d'énergies renouvelables pour le chauffage et la climatisation qui possède un potentiel significatif de réduire la dépendance envers les sources d'énergies conventionnelles. Ces technologies matures sont souvent rentables et possèdent un potentiel de croissance immense. Les principales sont les technologies de chauffage à la biomasse, de chauffage solaire de l'air, de chauffage solaire de l'eau, de chauffage solaire passif et les pompes à chaleur géothermiques. Elles sont brièvement présentées dans les sections qui suivent et de l'information plus détaillée est également disponible dans les chapitres spécifiquement dédiés à chacune de ces technologies.

■ Systèmes de chauffage à la biomasse

Les systèmes de chauffage à la biomasse brûlent de la matière organique, telles que des copeaux de bois, des résidus agricoles et même des résidus municipaux, pour produire de la chaleur utilisable dans les bâtiments, pour le chauffage de communautés entières ou les procédés industriels. Plus sophistiqués que les poêles à bois conventionnels, ce sont des systèmes de chauffage hautement efficaces, réalisant presque une combustion complète de la biomasse grâce au contrôle du débit d'air de combustion et du taux d'admission du combustible. Ces systèmes incorporent dans la plupart des cas des systèmes automatiques de manutention du combustible.

Un système de chauffage à la biomasse est constitué d'une centrale de chauffage, d'un système de distribution de la chaleur et d'un système d'approvisionnement en biocombustible. La centrale de chauffage utilise différentes sources de chaleur, incluant un système de récupération thermique, un système de chauffage à la biomasse, un système de chauffage de pointe et un système de chauffage de secours. Le système de distribution de chaleur transporte l'eau chaude ou la vapeur de la centrale de chauffage aux charges qui peuvent être localisées au sein du même bâtiment, comme dans le cas des bâtiments institutionnels ou industriels. Dans le cas des systèmes de chauffage urbain, la chaleur est distribuée à un groupe de bâtiments situés à proximité de la centrale de chauffage.

Les combustibles à biomasse incluent une large gamme de matériaux (p. ex. : des résidus de bois, des résidus agricoles, des déchets municipaux solides, etc.) qui varient beaucoup plus que les combustibles fossiles en termes de qualité et d'homogénéité. Pour ces raisons, les opérations d'approvisionnement d'une centrale de chauffage à la biomasse prennent une envergure et une importance beaucoup plus grandes que celles nécessaires dans le cas des combustibles fossiles conventionnels. Ces opérations constituent donc un élément à part entière du système de chauffage à la biomasse. Les systèmes de chauffage à la biomasse ont un coût d'investissement



plus élevé que pour les chaudières conventionnelles et nécessitent des opérateurs dédiés et attentionnés. Dans ces conditions, ces systèmes peuvent fournir de grandes quantités de chaleur en fonction de la demande et avec des coûts en combustible très faibles qui dépendent de la provenance du combustible.

Aujourd'hui, 11 % de l'approvisionnement mondial total en énergie primaire (Total Primary Energy Supply - TPES)⁵ provient de la combustion de la biomasse, totalisant plus de 20 000 MW (68 243 million BTU/h) de capacité installée à travers le monde [Langcake, 2003]. C'est une source majeure d'énergie, surtout utilisée pour la cuisson et le chauffage dans les pays en voie de développement. Par exemple, 50 % de la TPES du continent africain provient de la biomasse [IEA Statistics, 2003].

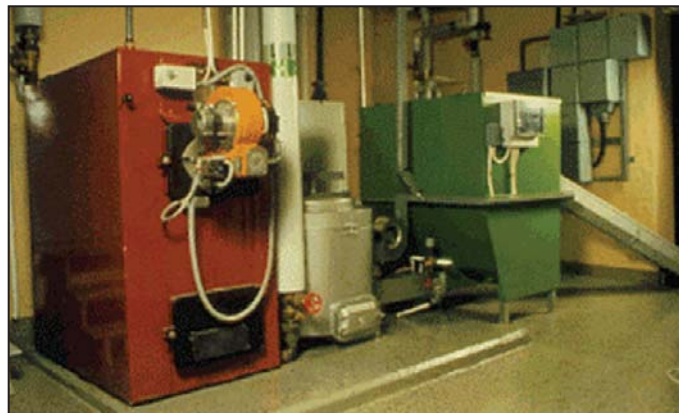


Figure 8 :
*Système de chauffage
à la biomasse.*

Crédit photo :
RNCan

■ **Systèmes de chauffage solaire de l'air**

Les systèmes de chauffage solaire de l'air utilisent l'énergie solaire pour chauffer l'air de ventilation des bâtiments ou les procédés industriels, tel que le séchage. En moyenne, ces systèmes augmentent la température de l'air extérieur d'environ 5 à 15 °C (41 à 59 °F). Ils fournissent généralement une fraction de la chaleur requise, tandis que le reste est fourni par des appareils de chauffage conventionnels.

Le système de chauffage solaire de l'air modélisé dans RETScreen consiste en un capteur perforé, qui est en fait une tôle d'acier ou d'aluminium perforé de nombreux petits trous à travers lesquels l'air extérieur est aspiré. Installé sur un mur faisant face à l'équateur, le capteur perforé absorbe le rayonnement solaire et réchauffe la couche d'air située à proximité. Un ventilateur aspire l'air réchauffé par le soleil à travers les perforations en direction de l'espace derrière le capteur, puis dans les conduits à l'intérieur du bâtiment. Finalement, l'air réchauffé est distribué dans le bâtiment ou dans le processus industriel. Des contrôles permettent de régulariser la température de l'air dans le bâtiment en ajustant le mélange d'air repris dans les locaux et d'air frais ou en modulant la production des appareils de chauffage conventionnels. Lorsque le chauffage n'est pas requis, comme en été, un registre de

5. Une mesure de la quantité totale d'énergie utilisée par les humains.



dérivation permet d'éviter l'entrée d'air par le capteur. Le système permet d'isoler mieux, de récupérer les pertes de chaleur par les murs qu'il couvre et peut réduire la stratification, c'est-à-dire l'accumulation d'air chaud près du plafond de bâtiments volumineux. Le résultat est un système peu coûteux, robuste et simple qui ne demande pratiquement aucun entretien et dont l'efficacité peut atteindre 80 %.

Les systèmes de chauffage solaire de l'air tendent à être plus rentables dans les nouvelles constructions, lorsque le coût net d'installation du capteur perforé est compensé par le coût évité du revêtement protecteur traditionnel qu'il remplace. Dans les nouvelles constructions, le concepteur a d'ailleurs plus de latitude dans l'intégration du capteur au système de ventilation du bâtiment et dans l'esthétique générale de ce dernier. L'installation de capteurs perforés est aussi avantageuse lors du remplacement d'un revêtement âgé ou usé.

Étant donné les grandes quantités d'énergie utilisée pour chauffer l'air de ventilation, l'utilisation de capteurs perforés pour le chauffage solaire de l'air a un potentiel immense. En général, le marché pour cette technologie est favorisé là où la saison de chauffage est longue, les besoins en ventilation sont élevés et les combustibles conventionnels sont coûteux. Pour toutes ces raisons, les bâtiments industriels en constituent le plus grand marché, suivi par les bâtiments commerciaux et institutionnels, puis par les bâtiments résidentiels multi-unités et les écoles. Le chauffage solaire de l'air a aussi un grand potentiel dans les procédés industriels qui nécessitent de réchauffer de grands volumes d'air, comme dans le cas du séchage des produits agricoles.



Figure 9 :

*Système de chauffage
solaire de l'air.*

Crédit photo :

Conserval Engineering

■ **Systèmes de chauffage solaire de l'eau**

Les systèmes de chauffage solaire de l'eau utilisent l'énergie solaire pour chauffer l'eau. Selon le type de capteur solaire utilisé, les conditions météorologiques et la demande en eau chaude, la température de l'eau produite par ces systèmes peut varier de tiède à presque bouillante. La plupart des systèmes solaires sont conçus pour fournir de 20 à 85 % de la demande annuelle en eau chaude. Le reste de la demande est fourni par des technologies de chauffage conventionnelles qui augmentent davantage la température de l'eau ou qui fournissent de l'eau chaude lorsque le système solaire ne peut répondre à la demande (p. ex. : la nuit).



Les systèmes solaires peuvent être utilisés dans tous les cas où de l'eau modérément chaude est nécessaire. Des systèmes standardisés prêts à installer peuvent ainsi fournir l'eau chaude pour les salles de bain et les cuisines des résidences. De plus, des systèmes sur mesure peuvent aussi être conçus pour des charges plus importantes, telles que celles existants dans le cas des appartements multi-unités, des restaurants, des hôtels, des motels, des hôpitaux et des complexes sportifs. Le chauffage solaire de l'eau est aussi utilisé pour les procédés industriels et commerciaux, tel que pour le cas des lave-autos et des buanderies.

À l'échelle mondiale, il existe des millions de capteurs solaires, la plus grande proportion étant installée en Chine et en Europe. Le marché nord-américain des chauffe-eaux solaires a été historiquement moins dynamique à cause des faibles coûts des sources d'énergies conventionnelles, mais une forte demande pour le chauffage des piscines a conduit les capteurs solaires sans vitrage à une position dominante sur ce marché. La technologie du chauffage solaire de l'eau a été retenue par de nombreux pays en voie de développement ayant une bonne ressource solaire pour faire face à des approvisionnements énergétiques coûteux et non fiables.



Figure 10 :

Système de chauffage solaire de l'eau.

Crédit photo :

RNCan

■ **Systèmes de chauffage solaire passif**

Le chauffage solaire passif utilise l'énergie solaire pour le chauffage des bâtiments avec des fenêtres hautement efficaces et bien orientées. Pour ce faire, des matériaux intérieurs bien choisis doivent permettre d'accumuler la chaleur solaire du jour pour la relâcher durant la nuit. Ce faisant, le chauffage solaire passif permet de diminuer l'énergie conventionnelle requise pour chauffer le bâtiment. Un bâtiment utilisant le chauffage solaire passif maintient une température intérieure confortable tout au long de l'année et peut réduire les besoins en chauffage d'un bâtiment de 20 à 50 %.

L'amélioration de la technologie des fenêtres commercialement disponible a facilité les applications du chauffage solaire passif en réduisant le taux de perte de chaleur tout en incorporant la majeure partie du rayonnement solaire incidente. Grâce à leurs bonnes propriétés thermiques, les fenêtres hautes performances permet-





tent aussi au concepteur de bâtiment de faire un meilleur usage de la lumière du jour puisque leurs tailles et leurs emplacements sont moins restreints qu'avec des fenêtres traditionnelles. Aujourd'hui, l'utilisation de fenêtres hautes performances devient une pratique standard dans l'industrie de la construction.

Le chauffage solaire passif peut être très rentable dans le cas des nouvelles constructions puisqu'à cette étape plusieurs bonnes pratiques de conception (orientation, ombrage, amélioration des fenêtres) peuvent être implantées à un coût additionnel minime ou nul en comparaison des méthodes de conception standard. Selon le niveau de performance désiré, choisir des fenêtres qui performant mieux que les châssis de bois standard avec un double vitrage ajoute de 5 à 35 % aux coûts. Des dépenses réduites en énergie justifient rarement le remplacement des fenêtres en place si elles sont en bonne condition, mais une amélioration des fenêtres (p. ex. : du simple vitrage ou double vitrage) devrait être considérée lorsque les fenêtres sont remplacées.

Le chauffage solaire passif est plus rentable lorsque la charge en chauffage du bâtiment est élevée en comparaison de sa charge en climatisation. À la fois le climat et le type de bâtiment détermine cette caractéristique du bâtiment. Généralement, les climats froids ou modérément froids sont les plus prometteurs pour une conception solaire passive. Une application du solaire passif aux constructions résidentielles de faible hauteur est mieux justifiée que dans le cas des bâtiments commerciaux ou industriels où les gains internes en chaleur peuvent être très élevés, diminuant d'autant les besoins en chauffage. D'un autre côté, de tels bâtiments nécessitent un chauffage périphérique, même lorsque la charge nette en chauffage du bâtiment est zéro ou négative; par contre, si des fenêtres hautes performances peuvent éliminer l'utilisation d'un chauffage périphérique, celles-ci peuvent devenir très rentables.



Figure 11 :

*Système de chauffage
solaire passif*

Crédit photo :

McFadden, Pam DOE/NREL

■ *Pompes à chaleur géothermique*

Les pompes à chaleur géothermique fournissent de la chaleur à basse température en l'extrayant du sol ou d'une masse d'eau; elles fournissent du froid pour la climatisation en inversant le procédé. Leur principale application est le chauffage et la climatisation des espaces, bien que plusieurs systèmes puissent fournir également de l'eau chaude domestique. Elles peuvent même être utilisées pour maintenir l'intégrité structurelle des fondations d'un bâtiment dans des conditions de pergélisol, en conservant le sol gelé durant l'été.

Un système de pompe à chaleur géothermique (PCG) possède trois composantes principales : l'échangeur de chaleur avec le sol, la pompe à chaleur et le système de distribution de la chaleur et du froid. L'échangeur avec le sol permet le transfert de chaleur avec le sol. Le type le plus commun d'échangeur avec le sol comprend des tuyaux enterrés dans des tranchées horizontales ou dans des forages verticaux ou encore des tuyaux submergés dans un lac ou dans un étang. Un mélange antigel, de l'eau ou un autre type de fluide caloporteur circule de la pompe à chaleur vers les tuyaux puis retourne vers la pompe à chaleur en une « boucle fermée ». Dans le cas des échangeurs de chaleur avec le sol à « boucles ouvertes », l'eau d'un puits ou d'une masse d'eau est pompée pour transférer ou absorber la chaleur de l'eau au niveau de la pompe à chaleur, avant d'être retournée dans le sol (p. ex. : dans un deuxième puits) ou vers la masse d'eau.

Puisque l'énergie extraite du sol dépasse la quantité d'énergie utilisée pour opérer la pompe à chaleur, l'« efficacité » de la PCG peut excéder 100 % et avoisine régulièrement les 200 à 500 % au cours d'une saison. Grâce à la température stable et modérée du sol, les systèmes PCG sont plus efficaces que les pompes à chaleur à source air qui échangent la chaleur avec l'air extérieur. Les systèmes PCG sont également plus efficaces que les technologies conventionnelles de chauffage et d'air conditionné et ont généralement des coûts d'entretien inférieurs. Les PCG requièrent aussi moins d'espace, surtout lorsqu'une boucle de distribution de chaleur/froid à circulation de liquide remplace les conduits d'air volumineux des systèmes conventionnels. De plus, étant donné que les tuyaux d'échange sont sous la surface de la terre, ils ne sont pas sujets au vandalisme comme les unités conventionnelles en toiture. Finalement, le fait que la consommation d'électricité en pointe des PCG durant la saison de climatisation est plus basse qu'avec les unités d'air conditionnée conventionnelles, elles peuvent ainsi réduire les pénalités tarifaires appliquées par les utilités aux demandes électriques en période de pointe.

La capacité de climatisation type des pompes à chaleur varie de 3,5 à 35 kW (1 à 20 tonnes de réfrigération). Une seule unité dans cette plage est suffisante pour une résidence ou un petit bâtiment commercial. Les bâtiments commerciaux et institutionnels plus grands nécessitent généralement l'installation de plusieurs pompes à chaleur (p. ex. : une pour chaque zone) reliées à un seul échangeur avec le sol. Ceci permet aux occupants un plus grand contrôle des conditions de chaque zone et facilite le transfert de la chaleur des zones nécessitant de la climatisation vers les zones nécessitant du chauffage. La pompe à chaleur produit généralement de l'air chaud ou froid qui peut être distribué localement grâce à des conduits d'air conventionnels.





Des marchés dynamiques pour les systèmes PCG existent dans les pays industrialisés où les besoins en chauffage et en climatisation sont élevés. À l'échelle mondiale, 800 000 unités totalisant 10 000 MW de capacité thermique (plus de 843 000 tonnes de réfrigération) ont été installées jusqu'à maintenant avec un taux de croissance annuel de 10 % [Lund, 2003].



Figure 12 :

*Système de pompe
à chaleur géothermique.*

1.1.6 Technologies de cogénération

Le principe sous-jacent aux systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité (ou « cogénération ») est de récupérer la chaleur résiduelle issue de la combustion⁶ produite par un système de production d'électricité. Cette chaleur est souvent rejetée dans l'environnement, perdant ainsi une proportion importante de l'énergie disponible dans le combustible qui pourrait être utilisée pour le chauffage et la climatisation des espaces, le chauffage de l'eau, et le chauffage et la climatisation dans les procédés industriels localisés à proximité des installations. Grâce à l'utilisation de l'énergie autrement perdue, la cogénération d'électricité et de chaleur augmente de manière significative l'efficacité générale du système, faisant passer celle-ci des plages 25-55 % à 60-90 %, selon les équipements utilisés et les applications.

Les systèmes de production de chaleur et d'électricité peuvent être implantés à toutes les échelles, tant qu'il existe une charge en chaleur appropriée. Par exemple, des systèmes de cogénération de grande envergure pour les systèmes énergétiques communautaires et les grands complexes industriels peuvent mettre à profit des turbines à gaz (**Figure 13**), des turbines à vapeur et des moteurs à pistons ayant des capacités de production électrique pouvant atteindre 500 MW. La capacité des systèmes autonomes d'approvisionnement en énergie, tel que ceux des hôpitaux, des universités ou des petites communautés, varient

6. Tels que les combustibles fossiles (p. ex. : le gaz naturel, le diesel, le charbon, etc.), les combustibles renouvelables (p. ex. : les résidus de bois, le biogaz, les sous-produits agricoles, la bagasse, les gaz de sites d'enfouissement, etc.), l'hydrogène, etc.



autour des 10 MW. Les systèmes de cogénération à petite échelle utilisent généralement des moteurs à pistons pour fournir la chaleur à des bâtiments indépendants avec de petites charges. Les systèmes de cogénération avec des capacités inférieures à 1 kW sont également commercialement viables pour une opération sur site isolé hors réseau, tel que sur un voilier. Lorsqu'il existe une charge de climatisation substantielle à proximité de la centrale énergétique, il peut être intéressant d'intégrer un système de climatisation dans le projet de cogénération⁷. Les charges de climatisation peuvent inclure du refroidissement en procédé industriel, comme par exemple, dans le domaine de la transformation alimentaire, ou pour la climatisation de l'espace et la déshumidification de bâtiments.

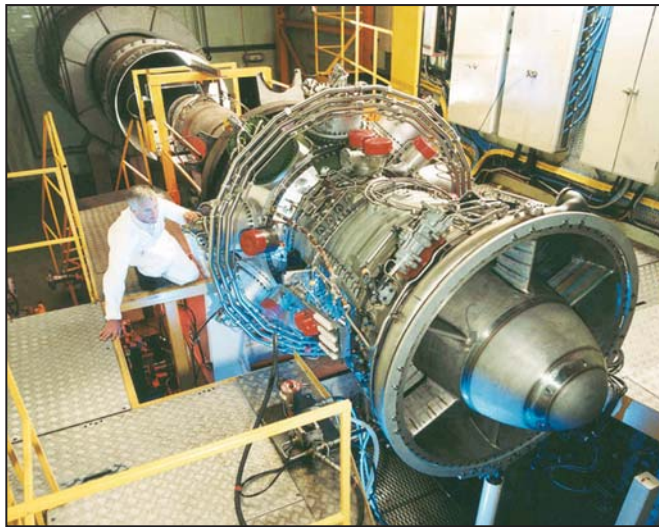


Figure 13 :

Turbine à gaz.

Crédit photo :

Rolls-Royce plc

L'électricité produite peut être utilisée pour des charges situées à proximité du système de cogénération ou pour des charges localisée ailleurs, en transmettant l'énergie à travers le réseau électrique central. Puisque la chaleur ne peut être aussi aisément transportée que l'électricité sur de longues distances, la chaleur produite est normalement utilisée pour répondre à des charges au sein du même bâtiment ou pour des charges localisée à proximité par l'intermédiaire d'un réseau local de chauffage urbain. Cela signifie souvent que l'électricité est produite plus près du lieu de la charge que dans le contexte d'un réseau centralisé. Cette approche de production électrique décentralisée ou « distribuée » permet une installation géographique plus dispersée des centrales de production. Ceci permet de réduire les pertes de transmission de l'électricité et fournit le chauffage et la climatisation des espaces et des procédés industriels, dans le cas de bâtiments isolés ou multiples (**Figure 14**).

Une installation de cogénération comprend quatre sous-systèmes : la centrale électrique, le système de récupération thermique, un système optionnel afin de satisfaire aux besoins en chauffage⁸ et/ou en climatisation⁹ et un système de contrôle. De nombreux types

7. Dans un tel cas, le projet de cogénération devient un « projet de production de froid, de chaleur et d'électricité ».

8. Équipements de chauffage, tels que : récupérateurs de chaleur, chaudières, fournaies, réchauffeurs, pompes à chaleur, etc.

9. Équipements de climatisation, tels que : compresseurs, refroidisseurs à absorption, pompes à chaleur, etc.



d'équipements peuvent être utilisés dans une centrale électrique, à la seule condition que l'équipement électrique¹⁰ rejette de la chaleur à une température suffisamment élevée pour répondre aux charges de chaleur. Dans un système de cogénération, la chaleur peut être récupérée et distribuée sous la forme de vapeur (une forme d'énergie souvent requise pour les charges thermiques qui nécessitent des températures élevées, comme dans les procédés industriels) ou d'eau chaude transportée dans des tuyaux de la centrale vers les charges thermiques à faible température pour satisfaire les besoins en eau chaude domestique ou pour le chauffage de l'espace.



Figure 14 :

Cogénération à l'hôtel de ville de Kitchener, Ontario, Canada.

Crédit photo :

Urban Ziegler, RNCan

À l'échelle mondiale, les systèmes de cogénération ont une capacité électrique installée d'environ 240 GW. Cette importante contribution à l'approvisionnement énergétique mondial est d'autant plus impressionnante si l'on considère que les centrales de cogénération produisent beaucoup plus de chaleur que d'électricité. En tenant compte du fait que la plupart de l'électricité à travers le monde est générée par des machines qui tirent leur énergie de la combustion, les systèmes de cogénération ont un énorme potentiel de croissance. Cette croissance future pourrait se déplacer des grands systèmes industriels vers une multitude de petits projets de cogénération, surtout si une approche décentralisée est plus largement adoptée et que des produits commerciaux sont disponibles pour ce marché.

1.1.7 Autres technologies commerciales et émergentes

RETScreen International prend en charge un certain nombre d'autres technologies d'énergies propres qui sont commercialement disponibles ou à divers stades de développement. Certaines de ces technologies commerciales ou émergentes sont brièvement présentées dans cette section. Le développement de RETScreen est en cours pour certaines des technologies qui ne sont pas actuellement couvertes par le logiciel.

10. Équipements de production électrique, tels que : turbines à gaz, turbines à gaz à cycle combiné, moteurs à pistons, piles à combustible, etc.



■ Technologies commerciales

Plusieurs autres technologies d'énergies propres et combustibles propres sont actuellement disponibles commercialement. Certaines de ces technologies sont décrites ci-après.

Biocombustibles (éthanol et biodiesel) : La fermentation de certains produits agricoles, tels que le maïs et la canne à sucre, produit de l'éthanol, un type d'alcool. Dans plusieurs régions du monde, particulièrement au Brésil, l'éthanol mélangé à de l'essence est utilisé comme carburant dans les transports, notamment pour les moteurs d'automobiles. De cette manière, un biocombustible peut-être substitué aux combustibles fossiles. Des chercheurs travaillent aussi à la production d'éthanol à partir de cellulose en ayant comme objectif de convertir les résidus de bois en combustible liquide. De manière complémentaire, les huiles végétales et animales, comme l'huile de soya et les graisses de cuisson, peuvent être utilisées dans les moteurs diesel. Normalement, de telles huiles sont mélangées avec des carburants issus de combustibles fossiles produisant ainsi moins de pollution atmosphérique que le diesel standard. Ces huiles tirées de la biomasse ont cependant une tendance à se solidifier aux basses températures et leur production fait souvent appel à l'utilisation d'huiles usées. Lorsqu'une plante est spécifiquement cultivée pour son huile ou son alcool, les pratiques agricoles utilisées pour la production doivent être durable afin que le produit soit considéré comme un combustible renouvelable. Un approvisionnement constant en biomasse doit être garanti (*Figure 15*) et être davantage disponible avant que ces technologies ne soient plus largement utilisées¹¹.



Figure 15 :

*Biocombustibles –
approvisionnement
en combustibles à base
de résidus agricoles.*

Crédit photo :

David and Associates DOE/NREL

Récupération de chaleur sur la ventilation et systèmes efficaces de refroidissement : Le chauffage, la climatisation et la ventilation consomment de grandes quantités d'énergie, mais un certain nombre de technologies et autres mesures d'efficacité énergétique peuvent réduire leurs consommations. Souvent, des charges de chauffage et de climatisation doivent être satisfaites en simultanée à l'intérieur des grands bâtiments, dans des installations spécialisées telles que les supermarchés et les arénas, ainsi que dans plusieurs installations industrielles. Des systèmes de réfrigération efficaces peuvent alors transférer la chaleur des zones à climatiser vers les zones à chauffer (*Figure 16*).

11. Site Web ATLAS.

Il existe aussi la possibilité de mettre en place des systèmes de climatisation par absorption et des déshumidificateurs à dessicants, puisque ces systèmes utilisent la chaleur comme source d'énergie pour produire du froid. Ces systèmes constituent des technologies prometteuses pour valoriser la chaleur perdue. Une autre possibilité intéressante est d'utiliser la chaleur qui est normalement perdue lorsque l'air de ventilation est rejeté à l'extérieur d'un bâtiment. En effet, cette chaleur peut-être récupérée et utilisée pour préchauffer l'air frais injectée dans le bâtiment. De tels systèmes de récupération de chaleur sur la ventilation récupèrent habituellement 50 % de la chaleur sensible : de nouvelles technologies améliorent cette performance en récupérant aussi une partie de la chaleur latente tout en maintenant une bonne qualité d'air.

Moteurs à vitesse variable : Les moteurs consomment une fraction importante de l'électricité à l'échelle mondiale. Par exemple, l'énergie utilisée dans les moteurs représente environ 65 % de la consommation industrielle totale d'électricité en Europe. Traditionnellement, la vitesse de rotation d'un moteur électrique est directement liée à la fréquence du réseau électrique. Opérer à vitesse variable, peut augmenter l'efficacité de ces moteurs grâce à une combinaison des technologies de moteurs traditionnels et de l'électronique de puissance. De manière typique, le système électronique de puissance analyse la charge et génère un signal pour ajuster la vitesse de rotation du moteur à celle requise par l'application. Par exemple, lorsque seulement un débit d'air réduit est requis, la vitesse du moteur de ventilation sera diminuée, permettant ainsi une opération plus efficace.

Éclairage naturel et système efficace d'éclairage : L'éclairage est un autre poste important de consommation d'électricité qui a été rendu plus efficace par l'introduction de nouvelles technologies. Les lampes à décharge à haute intensité (DHI), les tubes fluorescents et les ballasts électroniques (pour l'exploitation des DHI et des tubes fluorescents) ont bénéficié d'améliorations techniques incrémentales qui ont permis un accroissement de l'efficacité dans l'éclairage. Dans les bâtiments commerciaux, lesquels tendent à surchauffer, un éclairage plus efficace diminue la charge en climatisation, un autre avantage énergétique. Encouragé par les améliorations apportées aux fenêtres et à l'isolation transparente, les concepteurs font également un meilleur usage de la lumière naturelle afin de diminuer la consommation d'énergie générée par l'éclairage artificiel. Cette meilleure utilisation de la lumière naturelle est particulièrement appropriée dans le cas des tours à bureaux (**Figure 17**) où les heures de travail coïncident avec la disponibilité de la lumière naturelle. Cependant, l'utilisation de la lumière naturelle ne peut être maximisée que lors d'une rénovation de bâtiments ou de nouvelles constructions.



Figure 16 :

Boucle secondaire de pompage pour récupérer la chaleur rejetée par le système de réfrigération d'un supermarché.

Crédit photo :
RNCan

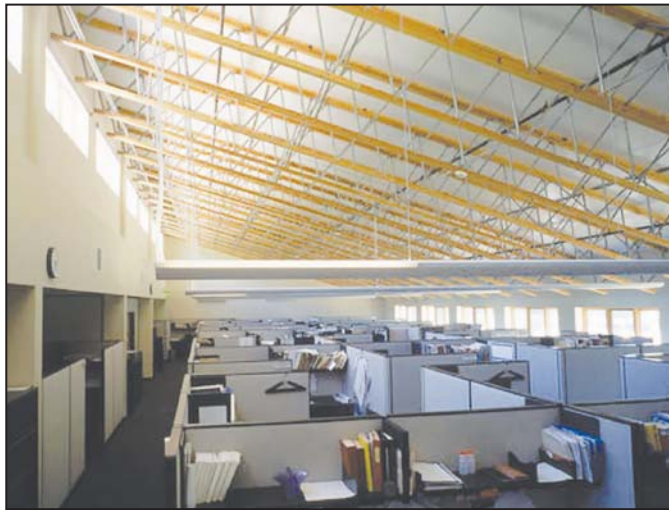


Figure 17 :
Éclairage naturel et efficace.

Crédit photo :
Robb Williamson/ NREL Pix

■ Technologies émergentes

Les préoccupations croissantes vis-à-vis de la sécurité énergétique et des changements climatiques, ainsi que la prévision du déclin imminent des combustibles fossiles à l'échelle mondiale (et les augmentations de prix de vente qui y sont associées), constituent des incitatifs puissants à la recherche et au développement de nouvelles technologies énergétiques. Un certain nombre de ces technologies sont actuellement au stade du prototype ou de l'essai pilote et pourraient devenir viable économiquement. Certaines de ces technologies sont présentées brièvement ci-après.

Centrale héliothermique : Plusieurs projets de centrales héliothermiques qui génèrent de l'électricité à partir de l'énergie solaire via un processus thermodynamique et mécanique, sont en opération depuis plus de deux décennies. Certains des projets les plus performants sont basés sur des champs de miroirs cylindro-paraboliques (**Figure 18**). Au cours des années 1980, neuf systèmes commerciaux ont été construits dans le désert de Mohave en Californie (USA) selon le principe des miroirs cylindro-paraboliques qui concentrent le rayonnement solaire sur un tube localisé au foyer pour chauffer le fluide caloporteur à plus de 390 °C (734 °F). Le fluide ainsi réchauffé est utilisé pour générer de la vapeur qui entraîne une turbine. La capacité électrique combinée des neuf installations est d'environ 350 MW et leur production moyenne de plus de 100 MW. Ces installations ont fonctionné de manière fiable et les centrales les plus récentes génèrent de l'électricité à un coût de production d'environ 0,10 \$/kWh. Plusieurs études récentes ont identifié des possibilités intéressantes de réduction des coûts.

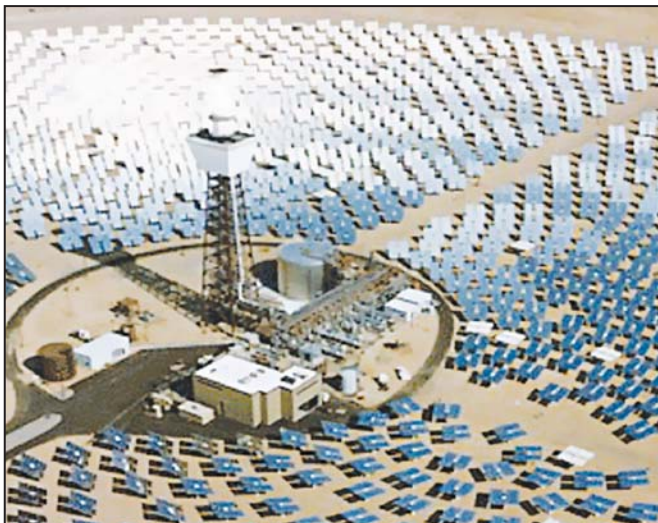
Une autre variante de centrale héliothermique est basée sur la mise en place de grands champs de miroirs relativement petits qui suivent le déplacement du soleil et qui en focalisent les rayons vers une tour de réception située au centre du champ (**Figure 19**). Le rayonnement solaire ainsi concentré réchauffe le récepteur à de hautes températures (p. ex. : jusqu'à 1 000 °C ou 1 800 °F), ce qui permet de produire de la vapeur pour une turbine à vapeur. Des prototypes de telles centrales solaires avec des capacités installées allant jusqu'à 10 MW, ont été construites aux États-Unis, en Ukraine (en tant que partie de l'ancienne URSS), en Israël, en Italie et en France.

**Figure 18**

Centrale héliothermique
à champs de miroirs
cylindro-paraboliques.

Crédit photo :

Gretz, Warren DOE/NREL

**Figure 19 :**

Centrale héliothermique
à champs de miroirs avec
récepteur sur tour centralisé.

Crédit photo :

Sandia National Laboratories DOE/NREL

Une troisième technologie de centrale héliothermique combine un moteur à cycle Stirling avec une coupole parabolique. L'énergie solaire, concentrée par la coupole parabolique, fournit la chaleur nécessaire au moteur à une température d'environ 600 °C. Des prototypes de ces systèmes ont atteint des efficacités de conversion élevées.

Chacune des trois technologies précédentes peut aussi opérer en mode co-combustion avec du gaz naturel ou autres combustibles fossiles. Cette possibilité permettrait de fournir une capacité ferme et d'utiliser ces technologies lors des pointes de demande électrique sur le réseau. Ceci les rend plus attrayantes pour les entreprises d'électricité et leur donne un avantage par rapport aux systèmes photovoltaïques qui ne peuvent pas forcément fournir de l'électricité lorsqu'elle est requise. D'un autre côté, elles utilisent seulement le rayonnement solaire direct et requièrent une superficie importante. Les centrales héliothermiques en sont encore à l'étape du développement : le coût de la technologie devrait diminuer ainsi que les risques associés. De plus, l'expérience gagnée en situation réelle d'exploitation devrait permettre des avancées supplémentaires.



Énergie thermique des océans : De l'électricité peut être produite de plusieurs manières à partir de l'océan, tel que démontré par de nombreux projets pilotes réalisés dans divers pays. Dans un procédé de conversion de l'énergie thermique des océans en électricité, une machine thermique est alimentée grâce au gradient vertical de température de l'océan. Dans les mers tropicales, la température de la surface chauffée par le soleil peut être de 20 °C au-dessus de la température de l'eau située un kilomètre sous la surface. Cette différence de température est suffisante pour produire de la vapeur à basse pression pour une turbine à vapeur. Des projets pilotes avec une production nette d'électricité allant jusqu'à 50 kW, ont été construits à Hawaï (États-Unis d'Amérique) et au Japon. Les coûts élevés de production, de possibles impacts négatifs sur les écosystèmes marins côtiers et un nombre limité de lieux appropriés à travers le monde, ont limité jusqu'à maintenant le développement de cette technologie qui nécessite d'autres démonstrations avant d'être commercialement disponible.

Énergie marémotrice : Il est possible de construire des barrages à l'entrée de bassins côtiers étroits dans lesquels de très grandes marées se produisent. Dans ce contexte, la marée montante et descendante peut être « turbinée ». De tels « barrages » ont été construits dans l'Est canadien, en Russie et en France où un projet de 240 MW est en exploitation depuis 1966. Bien que techniquement réalisable, les coûts d'investissement en sont élevés, tandis que les impacts environnementaux de ces ouvrages peuvent inclure la sédimentation, l'inondation des côtes avoisinantes et des changements difficiles à prédire dans l'écosystème local. L'énergie marémotrice soulève de nombreuses questions techniques (p. ex. : celles relatives à la conception, la fiabilité, la mise en place et la sécurité des installations, la connexion au réseau, l'exploitation et l'entretien) et des problèmes d'accès au marché qui limitent actuellement son déploiement.

Énergie de la houle : La houle a un potentiel énergétique énorme, c'est pourquoi une gamme étendue de prototypes qui maîtrisent cette énergie a été construite. Ces prototypes incluent des systèmes situés près de la côte ou au large, flottant ou fixés au fond marin ou à la côte. La plupart utilise soit des turbines opérant à l'air comprimé par la colonne d'eau montante et descendante selon la vague, soit des flotteurs en déplacement relatif au fur et à mesure que les vagues montent et descendent. Des projets pilotes avec des capacités allant jusqu'à 3 MW ont été construits. Le frein principal à la commercialisation de ces technologies demeure les réalités d'un environnement marin difficile. Il est essentiel que les prototypes actuels et les projets de démonstration surmontent cette barrière pour assurer le déploiement commercial des technologies exploitant l'énergie de la houle.

Énergie des courants marins : Tout comme pour les courants atmosphériques, des courants marins, créés par les marées, existent dans les océans. Pour exploiter cette source d'énergie, il a été proposé que des turbines sous-marines (**Figure 20**), comme dans le cas des turbines éoliennes, puissent être utilisées pour produire de l'électricité dans des régions où se retrouvent des courants marins particulièrement forts. Certains projets pilotes en cours permettront d'évaluer la faisabilité de ce concept.





Figure 20 :

Rendu artistique d'éoliennes jumelles pour courant marins de MCT.

Crédit photo :

MCT Ltd. 2003 Director

1.2 Études préliminaires de faisabilité

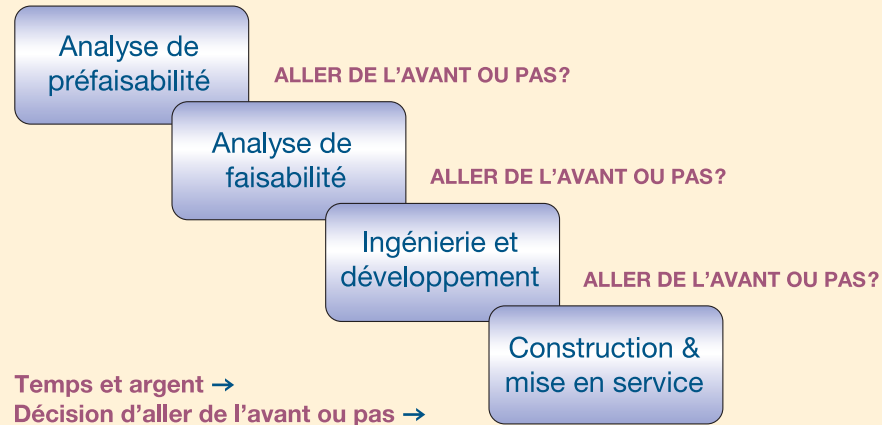
Les promoteurs, les investisseurs et les financiers derrière un projet énergétique doivent constamment faire face aux questions telles que : « Quelle est la précision de l'évaluation des coûts et des économies d'énergie ou de la production énergétique ? Quelles sont les possibilités de dépassement des coûts et comment se compare financièrement un projet avec les options concurrentes ? ». Ce sont des questions auxquelles il est difficile de répondre avec un niveau de confiance connu car peu importe qui prépare les évaluations, il sera confronté à deux nécessités antagonistes :

- garder un coût de développement du projet le plus bas possible dans l'éventualité où le financement ne pourrait être obtenu ou dans le cas où le projet se révèle financièrement moins intéressant que les autres projets énergétiques concurrents; et
- engager des sommes supplémentaires et du temps dans l'ingénierie du projet afin de mieux en délimiter les coûts potentiels et en évaluer la quantité d'énergie produite ou économisée.

Autant pour les projets conventionnels que ceux d'énergies propres, la procédure habituelle pour résoudre ce dilemme est de faire cheminer le projet à travers plusieurs étapes, tel que montré à la **Figure 21**. Lorsque chaque étape est complétée, une décision concernant la poursuite ou non du projet doit être prise par le promoteur du projet avant de passer à la prochaine étape. Des analyses de faisabilité et de pré-faisabilité de qualité, mais à faibles coûts, sont déterminantes pour aider le promoteur à éliminer les projets qui ne sont pas financièrement viables ainsi qu'à mieux cibler les efforts de développement et d'ingénierie avant la construction du projet.



Procédure typique en quatre étapes pour l'implantation d'un projet énergétique



Analyse préfaisabilité : Une évaluation rapide et peu coûteuse détermine si le projet proposé a ou non une bonne chance de satisfaire les exigences du promoteur en termes de rentabilité et de rentabilité, et donc s'il mérite qu'on y investisse le temps et les ressources nécessaires pour passer à l'analyse de faisabilité. Cette analyse est caractérisée par l'utilisation des renseignements disponibles sur le site et la ressource, une estimation grossière des coûts, des calculs simples et l'application judicieuse d'évaluations basées sur des méthodes empiriques (c.-à-d. « règles de trois ») généralement utilisées dans l'industrie. Pour les projets plus importants, tels que les projets hydroélectriques, une visite du site est requise. Les visites de site ne sont pas forcément nécessaires pour les petits projets impliquant de petits investissements, tels que les projets résidentiels de chauffage solaire de l'eau.

Analyse de faisabilité : Ce type d'analyse va plus en profondeur dans la caractérisation des éléments du projet et doit fournir plus de renseignements à propos des caractéristiques physiques, de la viabilité financière, des impacts sociaux, environnementaux ou autres impacts du projet. Ainsi, le promoteur peut prendre une décision plus éclairée quant à la poursuite du projet. L'analyse de faisabilité est caractérisée par la collecte de données précises à propos du site, de la ressource, des coûts et des équipements. Cela implique généralement des visites de site, la mesure de la ressource, des audits énergétiques, des simulations informatiques plus détaillées et la sollicitation d'information auprès des fournisseurs d'équipements à propos des coûts des équipements.

Ingénierie et développement : Basée sur l'analyse de faisabilité, le promoteur du projet peut décider d'aller de l'avant avec le projet, auquel cas l'ingénierie et le développement sera la prochaine étape. L'ingénierie inclut la conception et la planification des composantes physiques du projet. Le développement implique la planification, la définition et la négociation des aspects financiers, légaux, contractuels et des autres composantes non physiques du projet. Certaines activités de développement, telles que la formation, les relations avec les clients et les consultations communautaires se poursuivront lors des étapes suivantes de construction et d'exploitation. Malgré des investissements significatifs dans l'ingénierie et le développement, le projet peut être arrêté avant la phase de construction parce que le financement ne peut être ficelé, les autorisations environnementales ne peuvent être obtenues, les analyses de préfaisabilité et faisabilité ont « oubliées ou sous estimées » certains éléments de coûts importants, ou pour toutes autres raisons.

Construction et mise en service : À cette étape, le projet est construit et mis en service. Certaines activités de construction peuvent débiter avant la fin de l'étape d'ingénierie et de développement et les deux étapes, conduites en parallèle.

Figure 21 :
Étapes typiques pour l'implantation d'un projet énergétique.

Chacune des étapes de ce processus peut représenter une augmentation d'environ un ordre de grandeur des dépenses et une réduction de moitié de l'incertitude liée à l'évaluation du projet. Ceci est illustré à la **Figure 22** pour un projet hydroélectrique où le niveau d'incertitude des évaluations diminue de $\pm 50\%$ à 0% , alors que le projet progresse des étapes de pré-faisabilité à celle de la mise en service. Dans cette figure, la précision des évaluations du projet est jugée par rapport aux coûts réels encourus à la fin de la phase de construction et de mise en service (basé sur les données empiriques du projet véritablement construit).

Comme il sera expliqué dans les prochaines sections, le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen, qui peut être utilisé pour préparer des analyses de pré-faisabilité et de faisabilité, répond spécifiquement à ces problématiques en fournissant rapidement des résultats valides à un faible coût et sur lesquels une décision d'aller de l'avant ou non avec le projet, peut être prise.

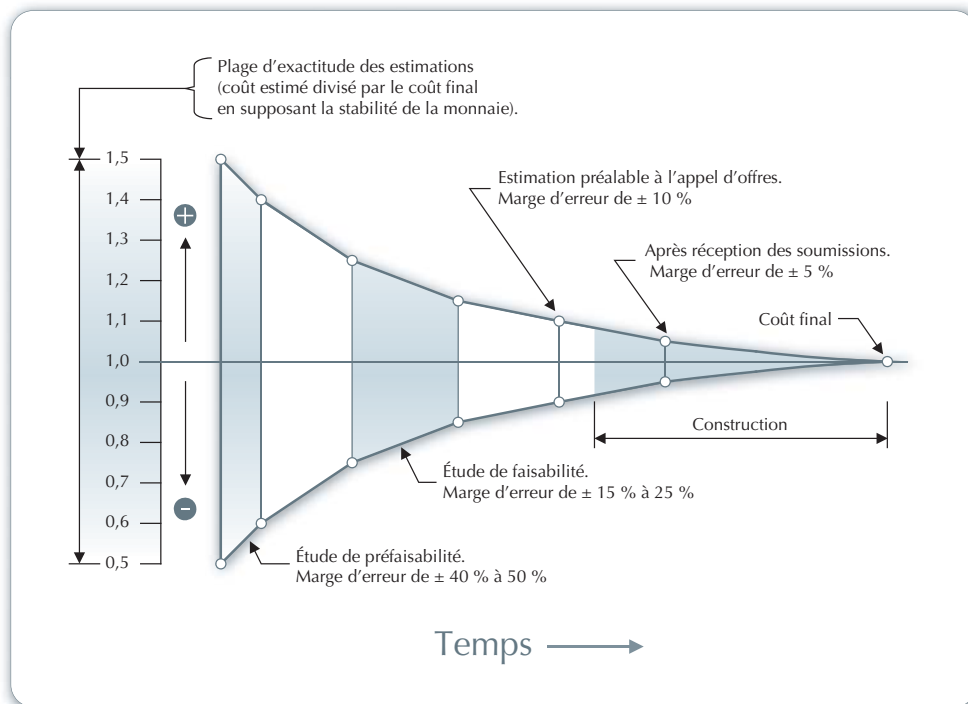


Figure 22 :

Précision de l'évaluation des coûts vs les coûts réels [Gordon, 1989].

1.2.1 Conditions favorables à un projet

Puisque la plupart des décideurs ne sont pas familiers avec les technologies d'énergies propres, ils n'ont pas développés d'intuition pour déterminer quand les projets d'énergies propres sont prometteurs et devraient être inclus dans l'analyse de pré-faisabilité. Les conditions qui indiquent un bon potentiel pour la mise en place d'un projet d'énergies propres incluent :

- **Le besoin pour un système énergétique** : La proposition d'un système énergétique alors qu'il existe un besoin en énergie est un préalable favorable pour n'importe quel projet, encore plus pour les projets d'énergies propres pour lesquels la principale pierre d'achoppement est le manque de sensibilisation vis-à-vis ce type de projet.
- **Les nouvelles constructions ou les rénovations planifiées** : Installer des technologies d'énergies propres sur des bâtiments et autres installations est souvent plus rentables lorsqu'elles font partie d'un projet de construction ou de rénovation déjà planifié. Les coûts d'investissement d'une technologie d'énergies propres peuvent être compensés par les coûts des équipements ou du matériel qu'il remplace. Une planification précoce peut faciliter l'intégration des technologies d'énergies propres au reste des installations.
- **Les coûts élevés des énergies conventionnelles** : Lorsque les technologies et les sources d'énergies conventionnelles sont chères, les coûts d'investissement généralement plus élevés des technologies d'énergies propres peuvent être compensés par des coûts en combustible moins élevés, en comparaison avec les coûts énergétiques conventionnels élevés.
- **L'intérêt des parties prenantes** : Mener un projet à terme peut être une affaire longue et ardue qui implique un certain nombre de parties prenantes. Si une seule partie s'oppose au projet, même le projet le plus attirant financièrement peut ne pas se rendre à l'étape de la mise en service.
- **Un processus d'approbation sans barrières indues** : Les coûts de développement sont minimisés lorsque les approbations sont possibles et faciles. Les politiques et les législations locales, régionales ou nationales peuvent ne pas être correctement adaptées aux différences entre les technologies d'énergies conventionnelles et d'énergies propres, ce qui peut par conséquent désavantager indûment les technologies d'énergies propres.
- **Un accès facile au capital et au financement** : Avec un accès facile au financement, aux encouragements et aux subventions, les coûts d'investissement supérieurs des technologies d'énergies propres ne devraient pas présenter un obstacle majeur.
- **Des sources d'énergies propres locales en abondance** : Une ressource abondante (p. ex. : le vent) fera en sorte que les technologies d'énergies propres seront plus attrayantes financièrement.

L'évaluation de ces conditions favorables dans un premier temps pourrait servir de critère décisionnel approprié pour trouver les opportunités de développement de projets d'énergies propres. En tant que composante d'un processus préliminaire de tri des meilleurs projets, ce type d'analyse pourrait aussi être utilisé pour prioriser les projets d'énergies propres et sélectionner les projets dans lesquels il faudrait prioritairement investir pour réaliser une analyse de préfaisabilité.





1.2.2 Facteur de viabilité des projets

Une analyse attentive des facteurs clés qui permettent de réaliser un projet d'énergies propres financièrement viable peut épargner beaucoup de temps et d'argent au promoteur du projet. Certains des facteurs de viabilité liés aux projets d'énergies propres sont listés ci-après avec des exemples pour un projet de centrale éolienne :

- **Disponibilité de la ressource énergétique sur le site**
(p. ex. : vitesse du vent)
- **Rendement des équipements**
(p. ex. : courbe de puissance de l'éolienne)
- **Coûts d'investissement du projet**
(p. ex. : éoliennes, tours, ingénierie)
- **Crédits en fonction du « cas de référence »**
(p. ex. : groupe électrogène d'un site éloigné)
- **Frais annuels et périodiques**
(p. ex. : nettoyage des pales d'une éolienne)
- **Coûts évités en énergie**
(p. ex. : prix de gros de l'électricité)
- **Financement**
(p. ex. : ratio d'endettement, durée de l'emprunt, taux d'intérêt)
- **Taxes sur les équipements et impôts sur les revenus (ou les économies)**
- **Impact environnemental de l'énergie remplacée**
(p. ex. : charbon, gaz naturel, pétrole, grand barrage, nucléaire)
- **Existence de mesures incitatives et/ou subventions**
(p. ex. : vente d'énergie « verte » à taux majoré, crédits de CO₂, incitatifs financiers)
- **Choix des critères de « rentabilité » établi par les décideurs**
(p. ex. : temps de retour simple, TRI, VAN, prix de revient du kWh produit, etc.)

Le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen, tel que décrit dans la prochaine section, a un certain nombre de fonctionnalités pour faciliter la prise en compte de ces facteurs clés.





2 LOGICIEL D'ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES RETSCREEN

Le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen International peut être utilisé partout dans le monde pour évaluer la production énergétique, le coût sur le cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables (TÉR).

Le logiciel RETScreen a été conçu afin de surmonter les obstacles à l'implantation de technologies d'énergies propres lors des étapes préliminaires d'analyse de faisabilité. Il fournit une méthodologie fiable pour comparer les technologies conventionnelles et d'énergies propres. L'analyste de projet peut alors se concentrer sur l'étude de préfaisabilité au lieu de développer sa propre méthodologie. Grâce aux données minimales qui sont requises et aux bases de données météorologiques et de produits incluses dans le logiciel, des résultats précis sont obtenus rapidement, pour le dixième du coût d'une analyse de préfaisabilité faite avec des méthodologies développées et personnalisées en fonction des besoins. Ceci permet d'évaluer plusieurs projets potentiels et d'identifier les projets les plus prometteurs qui pourraient être réalisés. Cela permet aussi le partage d'information par le biais d'une plate-forme normalisée et reconnue à l'échelle internationale.

Tous les modèles de technologies d'énergies propres du logiciel RETScreen ont une présentation similaire selon une approche standardisée qui facilite une prise de décision basée sur des résultats fiables. Chaque modèle intègre également des bases de données de produits, de coûts et météorologiques ainsi qu'un manuel d'aide en ligne détaillé qui aident à réduire considérablement le temps et les coûts associés à la préparation des études de préfaisabilité.

RETScreen a également été conçu non seulement pour aider à l'analyse de projets, mais également pour fournir de l'information utile à propos des technologies d'énergies propres, augmentant ainsi la sensibilisation à propos de leurs applications et des possibilités qu'elles offrent. Ceci devrait aider l'utilisateur à développer une bonne idée de l'applicabilité d'une technologie à une situation donnée. Cela fait aussi de RETScreen une excellente ressource pour l'enseignement et la diffusion d'information.

Cette section présente le logiciel RETScreen, incluant l'approche d'analyse de projet, certaines technologies d'énergies propres ainsi que les bases de données et les ressources complémentaires fournies avec le logiciel. Bien que la méthodologie et les algorithmes spécifiques aux modèles RETScreen de technologies d'énergies propres soient présentés en profondeur dans leurs chapitres respectifs, les méthodologies et les algorithmes communs à tous les modèles sont présentés dans la présente section. Ceci inclut les méthodologies d'analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES), d'analyse financière et d'analyses de sensibilité et de risque.



2.1 Aperçu du logiciel RETScreen

Le logiciel RETScreen est basé sur la comparaison entre un « cas de référence », généralement la technologie ou la solution conventionnelle, et un « cas proposé », c.-à-d. la technologie d'énergies propres. Ceci a des conséquences très importantes sur la manière dont l'utilisateur spécifie les coûts : ultimement, RETScreen fait peu de cas des coûts absolus, mais s'intéresse plutôt aux coûts incrémentaux, c'est-à-dire les coûts supplémentaires au cas proposé par rapport à ceux du cas de référence. L'utilisateur peut entrer directement les coûts incrémentaux ou bien entrer le coût total associé au cas proposé ainsi que tous les crédits qui découlent des coûts rendus inutiles par le remplacement de la technologie de base par la technologie proposée.

Dans le modèle RETScreen, les avantages énergétiques sont les mêmes pour le cas de référence et le cas proposé. Si par exemple un parc éolien connecté à un réseau central génère 50 000 MWh par année, il sera comparé à 50 000 MWh d'électricité disponible sur le réseau et produit à partir de sources conventionnelles. D'un autre côté, les coûts ne seront pas les mêmes pour le cas de référence et le cas proposé : normalement, le projet proposé aura des coûts d'investissement plus élevés et des coûts annuels plus bas (p. ex. : grâce aux économies de combustible). Par conséquent, la tâche d'analyse de RETScreen est de déterminer si le solde des coûts et des économies sur toute la durée de vie du projet en fait une proposition financièrement intéressante. Cette capacité de détermination de la viabilité d'un projet se reflète dans les divers indicateurs financiers et flux monétaires calculés par le logiciel RETScreen.

L'analyse RETScreen des réductions d'émissions de gaz à effet de serre s'inspire de cette approche en calculant la réduction d'émissions de gaz à effet de serre associée au changement de technologie, du cas de référence au cas proposé.

2.1.1 Analyse de projet standardisée en cinq étapes

Bien qu'un modèle RETScreen de technologies d'énergies propres différent soit utilisé pour chacune des technologies considérées par RETScreen, la même procédure d'analyse en cinq étapes est commune à tous les modèles. Par conséquent, l'utilisateur qui a appris à se servir du logiciel RETScreen avec une technologie ne devrait avoir aucun problème à l'utiliser pour les autres. Puisque le logiciel RETScreen est développé dans Microsoft® Excel, chacune des cinq étapes de la procédure d'analyse standard est associée à une ou plusieurs feuilles de calcul Excel. La **Figure 23** présente l'organigramme des cinq étapes d'une analyse RETScreen standard, lesquelles sont décrites plus en détails ci-après.

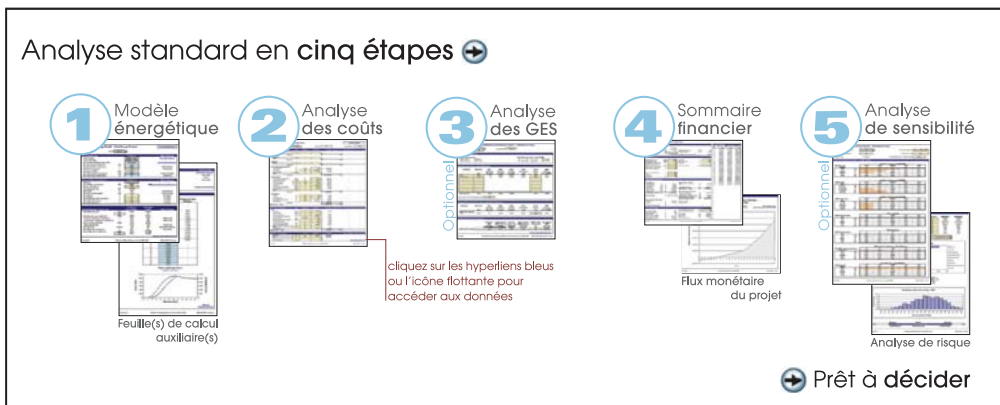


Figure 23 :

Organigramme des cinq étapes d'une analyse standard avec le logiciel RETScreen.

ÉTAPE 1 – Modèle énergétique (et sous-feuille(s)) : Dans cette feuille de calcul, l'utilisateur entre les paramètres décrivant le lieu du projet proposé, le type de système utilisé dans le cas de référence, la technologie du cas proposé, les charges (s'il y a lieu), et la ressource en énergie renouvelable (pour les TÉR). À partir de ces données, le logiciel RETScreen calcule la production énergétique annuelle ou les économies d'énergie. Souvent, une feuille de calcul pour la ressource (telles que les feuilles de calcul « *Ressource solaire* » ou « *Hydrologie et charge* ») ou une feuille de calcul « *Équipements* », ou les deux, accompagnent la feuille de calcul *Modèle énergétique* comme des sous-feuilles associées. Les algorithmes utilisés dans la feuille *Modèle énergétique* de chaque technologie, ainsi que leur validation peuvent être trouvés dans leurs chapitres respectifs de ce e-manuel.

ÉTAPE 2 – Analyse des coûts : Dans cette feuille de calcul, l'utilisateur entre les divers coûts d'investissements, les frais annuels et les coûts périodiques du système du cas proposé, ainsi que les crédits pour tous les coûts évités par rapport au cas de référence (de manière alternative, l'utilisateur peut entrer directement les coûts incrémentaux). L'utilisateur peut choisir s'il fera une analyse de pré faisabilité ou de faisabilité. Pour une « analyse de pré faisabilité », des estimations et informations moins détaillées et moins précises sont requises, alors qu'une « analyse de faisabilité » exige généralement plus de détails et de précisions dans les estimations et les informations. Puisque les calculs exécutés par le logiciel RETScreen à cette étape sont relativement directs et simples (additions et multiplications), l'information disponible dans le manuel en ligne pour chaque donnée à entrer devrait être suffisante pour une bonne compréhension de cette feuille de calcul.

ÉTAPE 3 – Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) (facultative) : Cette feuille de calcul facultative permet d'évaluer les réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) découlant de l'utilisation de la technologie du cas proposé au lieu de la technologie du cas de référence.



L'utilisateur a le choix d'effectuer une analyse simplifiée, standard ou personnalisée et il peut aussi indiquer si le projet devrait être évalué en tant que projet qui relève potentiellement du mécanisme de développement propre (MDP)¹². Le logiciel RETScreen évalue automatiquement si un projet peut ou non être considéré comme un projet du MDP de petite envergure, afin de profiter de méthodes de référence simplifiées et d'autres procédures et règles applicables aux petits projets du MDP. La méthodologie et les algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen à cette étape, sont décrits en détails à la *Section 2.2*.

ÉTAPE 4 – Sommaire financier : Dans cette feuille de calcul, l'utilisateur spécifie les paramètres financiers tels que le coût évité en énergie, les crédits pour énergie renouvelable fournie ou la réduction des émissions de GES, les encouragements ou les subventions, le taux d'inflation, le taux d'actualisation, le traitement de la dette et des impôts. À partir de ces renseignements, RETScreen calcule un ensemble d'indicateurs financiers qui caractérisent la rentabilité du projet. Un graphique des flux monétaires cumulatifs est également inclus dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. La méthodologie et les algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen à cette étape, sont décrits en détails à la *Section 2.3*.

ÉTAPE 5 – Analyse de sensibilité et de risque (facultative) : Cette feuille de calcul facultative permet à l'utilisateur d'évaluer comment l'incertitude dans l'estimation des divers paramètres clés peut affecter la viabilité financière du projet. L'utilisateur peut procéder soit à une analyse de sensibilité, soit à une analyse de risque, ou aux deux. La méthodologie et les algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen à cette étape, sont décrits en détails à la *Section 2.4*.

2.1.2 Plate-forme commune d'évaluation et de développement de projets

Le logiciel RETScreen facilite la mise en œuvre de projets en fournissant une plate-forme commune d'évaluation et de développement aux nombreux intervenants impliqués dans un projet. Par exemple, de nombreuses personnes au Canada et dans le monde disent avoir utilisé RETScreen pour répondre à des besoins variés, tels que les études de faisabilité, la vérification au préalable de projets par les prêteurs, les études de marché, l'analyse de politiques, la diffusion d'information, la formation, la vente de produits et de services, la mise en œuvre et l'administration de projets, ainsi que le développement de produits et la R-D.

Le fait de pouvoir partager par courriel les fichiers du logiciel RETScreen entre les divers intervenants du projet, illustre la possibilité d'utiliser le logiciel comme une plate-forme commune (voir la *Figure 24*). Par exemple, le promoteur d'un projet qui peut être un producteur indépendant d'électricité (PIE), peut demander à un consultant de préparer une étude RETScreen. Par la suite, le PIE peut vouloir modifier certains paramètres clés pour faire une analyse de sensibilité des paramètres financiers, comme le taux de rendement interne. À son tour, le PIE peut être requis par les prêteurs potentiels de fournir les fichiers RETScreen afin de réaliser une vérification au préalable du projet. En parallèle, un organisme de réglementation du secteur de l'électricité peut aussi vouloir ces mêmes fichiers pour valider les estimés de réduction des émissions de GES, et ainsi de suite.

12. Le Protocole de Kyoto établit trois mécanismes (le Mécanisme de développement propre (MDP), les Mises en œuvre conjointes (MOC) et les systèmes d'échanges des droits d'émission) qui permettent aux Parties de développer à l'étranger des projets de réductions des émissions ou d'utiliser des puits de carbone.



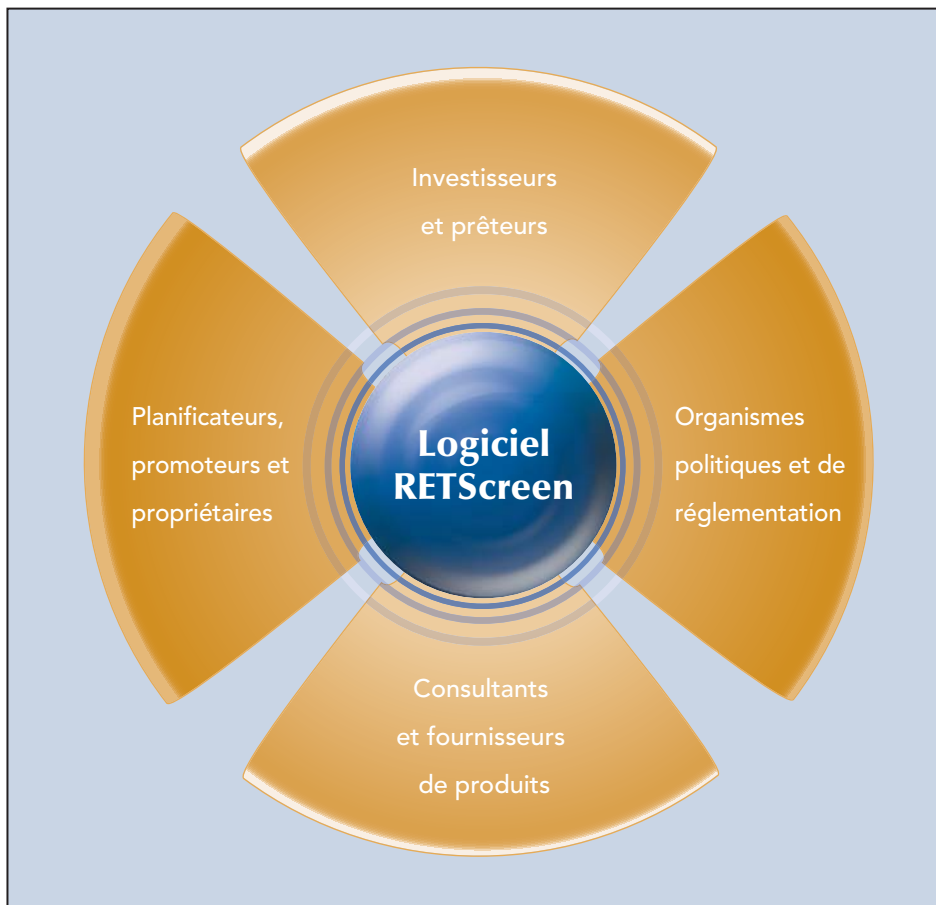


Figure 24 :

Plate-forme commune pour l'évaluation et le développement de projets.

Les capacités de production de rapports du logiciel RETScreen facilite aussi la prise de décision en permettant de visualiser l'ensemble des renseignements essentiels utilisés dans la préparation de l'analyse. Ceci permet de simplifier les vérifications au préalable et la comparaison entre différentes options ou propositions par toutes les parties prenantes impliquées dans un projet énergétique. RETScreen est particulièrement efficace à réduire les coûts des analyses en diminuant l'effort normalement dévolu à la rédaction du rapport d'évaluation de projet. En effet, l'impression d'une analyse RETScreen constitue en soi un rapport qui est souvent suffisant au stade initial de la mise en œuvre d'un projet. L'encadré « Réduire les coûts des analyses de pré faisabilité » explique comment cette capacité a déjà contribué de manière magistrale à réduire les coûts dans le cadre d'une initiative d'identification de projets.

Une liste déroulante dans le logiciel RETScreen permet de sélectionner une des nombreuses langues disponibles¹³ ce qui facilite la communication entre les intervenants. Les partenaires qui parlent des langues différentes peuvent évaluer facilement un projet en éliminant le besoin de traduire en plusieurs langues les rapports, les résultats et l'analyse. En effet, un simple choix dans la liste déroulante permet de traduire tous les termes de l'analyse. Par exemple, un promoteur en France peut vouloir préparer une analyse RETScreen en français pour un projet potentiel d'énergie propre en Chine; ce même projet pouvant bénéficier des crédits de réduction d'émissions de GES comme projet admissible au Mécanisme de Développement Propre (MDP), tel que définit dans le protocole de Kyoto. En utilisant la liste déroulante de changement de langue, l'analyse préparée en français peut être automatiquement traduite en chinois simplifié, pour le bénéfice d'éventuels partenaires chinois, et en anglais, pour l'analyse requise dans le cadre du MDP.

RÉDUIRE LES COÛTS DES ANALYSES DE PRÉFAISABILITÉ

RETScreen a permis au CTEC-Varenes et à une équipe de onze firmes de consultants, de préparer les études de 56 projets potentiels dans les communautés éloignées du Canada, pour un coût inférieur à 2 000 \$ par étude. De ces projets, 27 offraient un potentiel commercial sans incitatifs gouvernementaux. Des études similaires auraient coûté environ 5 à 10 fois ce montant! L'argent ainsi économisé est maintenant utilisé pour développer ces projets, dont plusieurs sont déjà construits, tels que le système de chauffage solaire de l'air de 35 m² montré ci-après [Alward, 1999].



Technologie de chauffage solaire de l'air, Yellowknife, TNO, Canada.

Les économies globales en temps et en argent attribuables au logiciel RETScreen sont très importantes au niveau de l'accélération de la mise en œuvre de projets d'énergies propres et de l'expansion du marché pour les technologies d'énergies propres. Selon une évaluation indépendante de l'impact de RETScreen International¹⁴, les économies réalisées par les utilisateurs entre 1996 et 2004, grâce à RETScreen, sont évaluées à 600 millions de dollars à travers le monde et augmenteront de manière exponentielle, pour atteindre 7,9 milliards, d'ici 2012.

13. En date du 1^{er} septembre 2005, les langues disponibles sont : arabe, bengali, chinois, danois, néerlandais, anglais, finnois, français, allemand, grec, hindou, italien, japonais, coréen, portugais, roumain, russe, espagnol, suédois, et telugu. La traduction additionnelle de produits RETScreen est prévue pour ces langues ainsi que pour d'autres langues.
14. Graham, Stephen et Steve Higgins, SGA Energy Ltd., **An Impact Assessment of RETScreen® International 1998-2012**, Rapport final au CTEC-Varenes de RNCAN, avril 2004.



2.1.3 Modèles de technologies d'énergies propres

Le logiciel RETScreen permet d'évaluer les applications industrielles, commerciales, institutionnelles, résidentielles, communautaires et dans les services publics. Certains des modèles RETScreen de technologies d'énergies propres sont les suivants¹⁵ :



Modèle pour projets de centrale éolienne raccordés à un réseau central d'électricité ou à un réseau isolé, allant des vastes parcs composés de plusieurs éoliennes aux petites éoliennes individuelles et aux systèmes hybrides éolien-diesel.



Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique raccordés à un réseau central d'électricité ou à un réseau isolé, allant des petites et mini-centrales à plusieurs turbines aux microcentrales à turbine unique.



Modèle pour projets d'installation photovoltaïque pour les applications en réseau (réseau central d'électricité ou réseau isolé), hors réseau (systèmes autonomes (PV-batteries) et hybrides (PV-batteries-groupe électrogène)) et pour le pompage de l'eau (PV-système de pompage).



Modèle pour projets de chauffage à la biomasse pour des projets de chauffage à la biomasse ou par récupération de chaleur, allant des projets à grande échelle pour des groupes de bâtiments aux applications en bâtiment individuel. Le modèle peut prendre en compte trois configurations de systèmes de chauffage de base, soit la récupération de chaleur, le chauffage à la biomasse et la combinaison des deux.



Modèle pour projets de chauffage solaire de l'air basés sur l'utilisation de capteurs solaires plats et perforés pour chauffer l'air de ventilation ou de procédés, pour des applications allant des petites résidences aux larges systèmes de ventilation commerciaux et industriels, en passant par divers procédés de séchage des récoltes.



Modèle pour projets de chauffage solaire de l'eau pour les applications du chauffage de l'eau domestique, de procédés industriels et de piscines (intérieures et extérieures), allant des petits systèmes résidentiels aux grands systèmes commerciaux, institutionnels et industriels.

15. RNCan continue de développer le logiciel RETScreen, incluant de nouveaux modèles d'efficacité énergétique. Voir le site Web de RETScreen (www.retscreen.net) pour les derniers développements.



Modèle pour projets de chauffage solaire passif utilisé dans la conception solaire passive ou la sélection de fenêtres écoénergétiques pour des résidences de faible hauteur ou des petits bâtiments commerciaux, lors de rénovations ou nouvelles constructions.



Modèle de pompes à chaleur géothermique pour des projets de chauffage et de climatisation utilisant des systèmes à boucles fermées (horizontales ou verticales) ou directement l'eau souterraine pour des bâtiments de type résidentiel, commercial, institutionnel et industriel lors de rénovations ou de constructions neuves.



Modèle pour projets de cogénération pour toutes combinaisons des applications suivantes : production d'électricité, chauffage et climatisation, applicables dans le contexte de bâtiments individuels ou multiples, de procédés industriels, de projets pour les communautés et du chauffage et de la climatisation par réseau urbain. Les combustibles utilisables comprennent une large gamme de combustibles renouvelables et non-renouvelables (qui peuvent être utilisés parallèlement) incluant les gaz de sites d'enfouissement, la biomasse, la bagasse, le biodiesel, l'hydrogène, le gaz naturel, le pétrole/diesel, le charbon, les déchets municipaux, etc., en tenant compte de multiples équipements d'alimentation électrique, de chauffage et/ou de climatisation, incluant les moteurs à pistons, les turbines à gaz, les turbines à gaz à cycle combiné, les turbines à vapeur, les systèmes géothermiques, les piles à combustible, les micro-turbines, les chaudières, les compresseurs, les pompes à chaleur par absorption, etc., et de diverses conditions d'opérations (charge de base, charge intermédiaire et/ou charge de pointe).

Pour les technologies d'énergies propres précédentes, une description détaillée de leurs algorithmes est disponible dans les chapitres de ce e-manuel dédiés à chacune de ces technologies.

2.1.4 Bases de données internationales pour les projets d'énergies propres

Le logiciel RETScreen utilise comme valeurs d'entrée des données météorologiques et de performance de produits pour faciliter la détermination de la quantité d'énergie propre qui peut être produite (ou économisée) ou calculer d'autres paramètres importants comme les charges de chauffage. Des renseignements supplémentaires à propos des coûts et d'autres paramètres financiers sont aussi nécessaires afin d'évaluer les différents aspects financiers du projet. La collecte de ces données pour un projet unique peut prendre beaucoup de temps et être très coûteuse. Avec le concours de ses partenaires, RETScreen International a développé une série de bases de données pour contourner cette entrave au déploiement et faciliter la mise en œuvre de projets d'énergies propres à travers le monde. Cependant, l'utilisateur peut à tout moment entrer des données en provenance d'autres sources lorsque nécessaire.



Cette section introduit l'origine des données météorologiques utilisées dans RETScreen, autant les données de stations météorologiques de surveillance au sol que les données-satellite de la NASA qui fournissent toutes deux, des données pour l'ensemble de la planète. Un survol des données hydrologiques, de produits et de coûts qui sont fournies dans le modèle est également effectué.

■ **Données météorologiques de stations de surveillance au sol à l'échelle mondiale**

Des données de stations météorologiques de surveillance au sol collectées à l'échelle mondiale ont été incorporées directement au logiciel RETScreen. Cette base de données météorologique internationale en ligne intégrée à RETScreen inclut des observations moyennes pour plus de 4 700 sites¹⁶ à travers le monde, compilées à partir de plus de 20 sources différentes et couvrant la période 1961-1990. Une carte illustrant la localisation de toutes les stations de surveillance au sol utilisées est présentée à la **Figure 25**. Un exemple de l'intégration de la base de données météorologique dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau est présenté à la **Figure 26**.



Figure 25 :

Localisation des stations météorologiques de surveillance au sol utilisées par RETScreen.

16. Le modèle RETScreen pour projets de cogénération, version 3.2 et suivantes, intègrent les données de plus de 4 720 stations de surveillance au sol; les versions précédentes incluent 1 000 stations météorologiques.

	Rayonnement solaire mensuel [kWh/m ² /d]	Température moy. mensuelle [°C]	Moy. mensuelle de l'humidité relative [%]	Moy. mensuelle de la vitesse du vent [m/s]
Jan	1.72	-10.2	72.3	5.0
Fév	2.80	-8.9	72.0	5.0
Mar	4.05	-2.3	69.0	5.0
Avr	4.64	3.6	66.0	4.7
Mai	5.73	12.7	64.0	4.4
Juin	6.11	17.9	67.0	4.2
Juill	6.14	20.6	69.0	3.6
Août	5.18	19.0	73.3	3.6
Sep	3.85	14.2	73.0	3.9
Oct	2.52	8.0	74.0	4.4
Nov	1.49	1.4	77.0	4.7
Déc	1.34	-7.0	77.0	4.7

Dernière modification: 2004/11/01

Figure 26 :

Exemple de l'intégration de la base de données météorologiques dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau.

Ces données sont compilées à partir d'un certain nombre de sources différentes. Par conséquent, les données originales ne sont pas présentées mais les données de ces diverses sources sont assemblées dans un seul répertoire cohérent. Par exemple, les données sont uniformisées de manière à ce que les unités du système international (SI) soient utilisées pour toutes les stations, peu importe les unités d'origine. Également, selon les stations, certaines variables sont calculées à partir d'autres données, par exemple le taux d'humidité relatif peut être calculé à partir des taux d'humidité minimums et maximums.

Plus de 20 sources différentes ont été utilisées pour compiler cette base de données. Cependant, toutes les sources n'y ont pas contribué dans une même proportion. Par exemple, certaines sources n'offraient qu'une couverture géographique partielle (p. ex. : pour un seul pays) ou se sont révélées moins fiable que d'autres sources pour un même lieu et ont donc été utilisées en dernière instance, en l'absence d'autres données plus fiables. Les principales sources sont :

1. Environnement Canada (1993). *Normales et moyennes climatiques, 1961-1990*. Ottawa : Ministère des Approvisionnements et Services Canada. Ce livre en six volumes inclut une multitude de renseignements météorologiques pour le Canada. Il a été utilisé pour la plupart des stations canadiennes (sauf pour les données de rayonnement et de vitesse de vent, voir ci-après).
2. Environnement Canada (1998). *Le disque canadien des énergies renouvelables éolienne et solaire (CERES)*. Ottawa : Ministère des Approvisionnements et Services Canada. Ce cédérom contient des données de vent et de rayonnement solaire pour tous les sites canadiens.
3. Numerical Logics Inc. (1998). *Monthly averages of solar radiation and sunshine derived from data from the World Radiation Data Centre (WRDC) Online Archive (1964-1993)*. Les rayonnements solaires moyens ont été calculés à partir d'informations accumulées par le WRDC; seules les stations avec plus de cinq années de données ont été incluses dans la base de données RETScreen.



4. National Climatic Data Center et National Renewable Energy Laboratory (1993). *Solar And Meteorological Surface Observation Network (SAMSON) 1961-1990. Version 1.0*. Ces trois cédéroms ont été la source primaire de données climatiques, incluant le rayonnement solaire, pour les sites des États-Unis. Les moyennes mensuelles ont été calculées à partir des données horaires disponibles sur le cédérom.
5. Organisation météorologique mondiale (1996). *Normales climatologiques (CLINO) pour la période 1961-1990. WMO/OMM-No.847*. Genève : Secrétariat de l'Organisation météorologique mondiale. Ce volumineux document contient l'information fournie par les États membres à propos de divers paramètres climatologiques. Le nombre de paramètres inclus dépend de chaque pays. Certains pays moins développés peuvent avoir un seul paramètre, tandis que les pays plus développés ont tendance à fournir des valeurs de tous les paramètres nécessaires à la base de données RETScreen.

Une description détaillée des variables météorologiques utilisées dans le logiciel RETScreen est disponible dans le manuel en ligne.

■ **Données météorologiques dérivées de mesures satellites par la NASA**

Les **données météorologiques dérivées de mesures satellites par la NASA** pour n'importe quel emplacement sur la terre sont fournies pour le logiciel RETScreen par l'entremise de l'ensemble de données météorologiques et d'énergie solaire au sol (SSE) de la NASA. Développé par la NASA en collaboration avec RETScreen International, cet ensemble de données est une alternative utile lorsque les données de stations au sol ou une carte détaillée des ressources, ne sont pas disponibles pour l'emplacement du projet. Un lien direct vers le site Web de la NASA est fourni à partir du modèle RETScreen; l'utilisateur peut alors copier les données pertinentes à partir du site Web et les coller dans les feuilles de calcul appropriées du modèle RETScreen.

La base de données SSE est essentiellement dérivée de plusieurs bases de données développées par la NASA, incluant le « *Goddard Earth Observing Systems Version 1* » (GEOS-1) et pour le rayonnement solaire, le « *International Satellite Cloud Climatology Project Version D* » (ISCCP D-1), utilisant un modèle atmosphérique limité aux observations satellites et de radiosondage. Ces ensembles de données ont été dérivées à partir de l'analyse d'observations effectuées par des satellites orbitant autour de la terre : notamment, le satellite géostationnaire d'observation environnementale (GOES) et le satellite à orbite polaire d'observation environnementale (POES) de l'Agence américaine des océans et de l'atmosphère (*US National Oceanic & Atmospheric Administration*), les satellites météorologiques (Meteosat) opérés par l'Agence spatiale européenne (*European Space Agency*), et les satellites géostationnaires opérés par l'Agence météorologique japonaise (*Japan Meteorological Agency*).

Les données-satellites sont disponibles pour la majorité des sites à la surface de la planète et fournissent donc une couverture beaucoup plus grande que les données de surface. À l'opposé de la base de données météorologique des stations de surveillance au sol, la SSE n'est limitée à aucune station particulière et est en mesure de fournir des variables climatiques pour tous les lieux à travers le monde. Comme plusieurs stations de surveillance au sol sont situées à proximité de régions habitées, la SSE peut être une source d'information intéressante et parfois la seule ressource, pour les sites éloignés ou isolés. D'un autre côté, la résolution de la grille utilisée par la SSE peut être insuffisante pour prendre en compte les particularités locales du climat et les microclimats naturels ou humains (effet urbain). En effet, l'utilisation de la seule base de données SSE n'est pas appropriée lorsqu'il y a des éléments topographiques d'importance au sein d'une cellule. Certains paramètres climatiques peuvent être sensibles aux variations topographiques à l'intérieur des limites d'une cellule (p. ex. : la vitesse du vent) tandis que d'autres sont parfaitement bien évalués à ce niveau de résolution (p. ex. : l'insolation). Une plus haute résolution pour ce dernier paramètre aurait un effet négligeable ou nul sur l'analyse finale de la production énergétique. Des exemples de cartes générées à partir de données moyennes (1983-1992) de la SSE pour le mois de juillet sont présentés à la **Figure 27** pour l'insolation (rayonnement solaire), pour la vitesse du vent à 50 m et pour la température de surface.

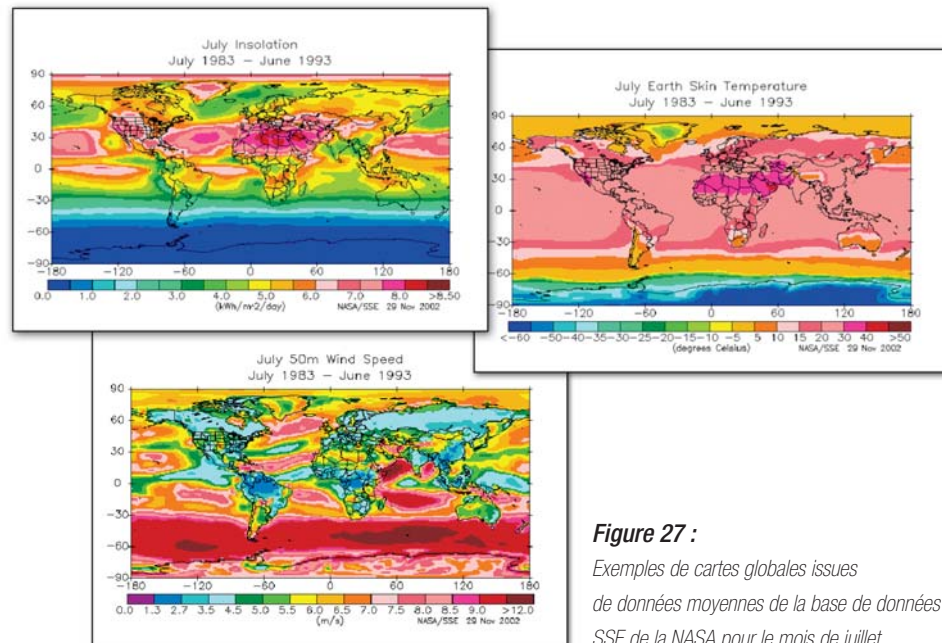


Figure 27 :
Exemples de cartes globales issues de données moyennes de la base de données SSE de la NASA pour le mois de juillet.

Les données SSE de la NASA ont été évaluées à partir de données acquises durant une période de 10 ans (juillet 1983 à juin 1993). Les données brutes des satellites et de GEOS-1 ont été calculées pour une grille à 1 degré de résolution qui couvre tout le globe (64 800 régions). À la latitude moyenne de 45°, la taille d'une cellule est d'environ 80 km x 110 km. La **Figure 28** illustre un exemple détaillé de la grille couvrant le Royaume-Uni et l'Irlande. Les données à 1 degré de résolution sont générées par l'utilisation de séries de données compilés sur plusieurs années par le *Goddard Earth Observing System - Version 1* (GEOS-1).

Une description des algorithmes utilisés pour obtenir la SSE va au-delà des objectifs de ce manuel. Une description passablement complète de l'algorithme de Taylor utilisé pour le calcul de l'insolation peut être trouvée dans le document « *Surface Radiation Budget (SRB) Langley DAAC Data Set Document* » disponible en ligne¹⁷. La méthodologie de la NASA ainsi que des renseignements supplémentaires et pertinents peuvent être consultés sur le site Web de l'ensemble de données météorologiques et d'énergie solaire au sol (SSE) de la NASA.

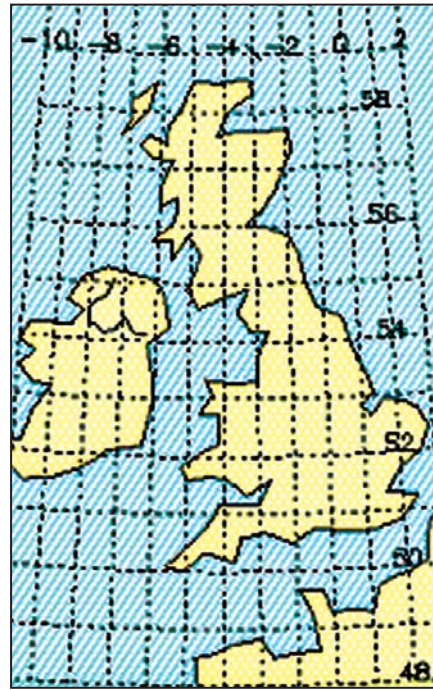


Figure 28 :

Exemple de résolution de la grille couvrant le Royaume-Uni et l'Irlande, utilisée par la NASA.

Source :

Site Web de l'ensemble de données météorologiques et d'énergie solaire au sol (SSE) de la NASA (édition 5.1).

■ Données hydrologiques

Dans le modèle RETScreen pour projets de petites centrales hydroélectriques, les données hydrologiques sont spécifiées par une courbe des débits classés qui est considérée représentative des conditions de débit de la rivière étudiée sur la durée d'une année moyenne. Pour les projets avec réservoirs, les données doivent être entrées manuellement par l'utilisateur et devraient représenter le débit régularisé résultant de l'exploitation du réservoir. Pour les projets au fil de l'eau, les données de la courbe des débits classés peuvent être entrées soit manuellement, soit en utilisant la méthode des écoulements spécifiques et les données contenues dans la base de données météorologiques en ligne de RETScreen.

Les données hydrologiques d'Environnement Canada pour plus de 500 jauges de rivières canadiennes sont disponibles à même le modèle pour projets de petites centrales hydroélectriques (voir **Figure 29**), incluant des courbes de débits classés régionales et de débits spécifiques préparés en utilisant les données de relevés hydrologiques du Canada (voir **Figure 30**).

17. http://charm.larc.nasa.gov/GUIDE/dataset_documents/srb.html

Les courbes de débits classés nécessaires aux calculs réalisés dans le modèle, sont disponibles pour un grand nombre de stations de jaugeages de rivières. Par exemple, les données hydrométriques pour le Royaume-Uni et l'Espagne sont disponibles auprès du « *Centre for Hydrology and Ecology* » par l'entremise de la base de données HYDATA. La base de données météorologique intégrée dans le modèle RETScreen pour projets de petites centrales hydroélectriques inclut un ensemble de données de courbe des débits classés calculées à partir des bases de données hydrologiques HYDAT, disponible auprès d'Environnement Canada¹⁸. Pour d'autres endroits dans le monde, il est possible d'entrer manuellement les données hydrologiques.

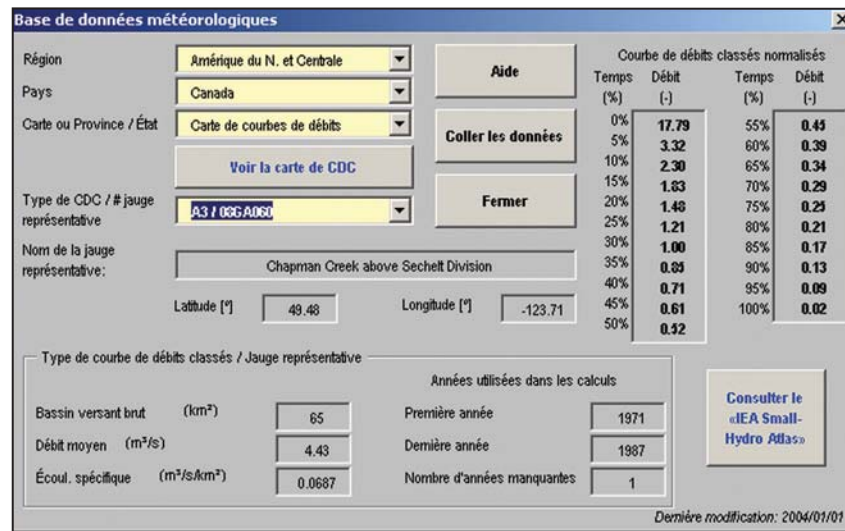


Figure 29 :
Exemple de données hydrologiques d'Environnement Canada pour plus de 500 jauges de rivières canadiennes disponibles à même le modèle RETScreen pour projets de petites centrales hydroélectriques.

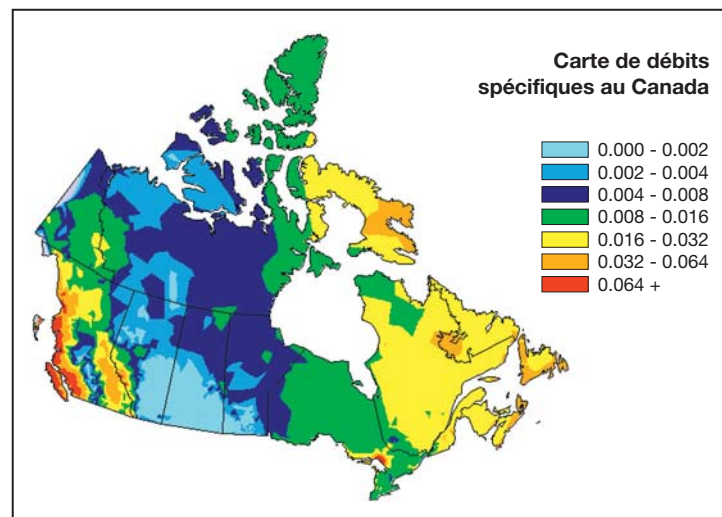


Figure 30 :
Exemple de la carte canadienne RETScreen de débits spécifiques pour les projets de petites centrales hydroélectriques.

18. <http://www.wsc.ec.gc.ca/>

■ Base de données de produits

La base de données de produits intégrée au logiciel RETScreen donne accès à des renseignements sur les spécifications et les performances de plus de 6 000 produits. Ces renseignements sont nécessaires dès la première étape de l'analyse RETScreen pour décrire la performance du système d'énergies propres proposé (c.-à-d. dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* et les feuilles qui l'accompagnent).

Les données caractérisant les produits peuvent être collées directement dans les cellules appropriées du modèle de technologie d'énergies propres, tel que montré dans la *Figure 31*. Cette figure illustre un exemple de la base de données de produits intégrée dans le modèle RETScreen pour les projets d'installation photovoltaïque. La base de données de produits RETScreen fournit notamment des données sur les systèmes électriques, de chauffage et de climatisation présentés dans le *Tableau 1*.

De plus, la base de données de produits donne accès, via un lien vers un site Web à partir du logiciel, aux informations pour contacter les fabricants de technologies d'énergies propres à travers le monde. Ainsi, l'utilisateur intéressé à obtenir plus de renseignements (p. ex. : un devis) peut contacter directement le fournisseur de produits.

En complément à la base de données de produits intégrée au logiciel RETScreen, une **place d'affaires électronique** sur Internet donne des renseignements sur les fournisseurs d'équipements et de services en énergies propres, ainsi que sur d'autres sources d'information situées à travers le monde. La place d'affaires disponible sur le site Web de RETScreen facilite aussi le partage de renseignements entre les fournisseurs de produits et de services et les utilisateurs de RETScreen. Elle est constituée d'une base de données dans laquelle il est possible d'effectuer des recherches à propos de fournisseurs ainsi que d'un forum Internet où les utilisateurs peuvent afficher des questions et des commentaires.

Figure 31:

Exemple de la base de données de produits intégrée dans le logiciel RETScreen.

Systèmes électriques	
Éoliennes	Turbines à gaz
Turbines hydroélectriques	Turbines à gaz à cycle combiné
Modules photovoltaïques	Moteurs à pistons
Systèmes géothermiques	Turbines à vapeur
Piles à combustible	Autres
Systèmes de chauffage	
Systèmes de chauffage à la biomasse	Chaudières
Système de chauffage solaire de l'air (c.-à-d. Solarwall®)	Fournaies
Chauffage solaire de l'eau (incluant les chauffes-piscines)	Réchauffeurs
Fenêtres pour le chauffage solaire passif	Pompes à chaleur (air et géothermique)
Systèmes de climatisation	
Pompes à chaleur (air et géothermique)	Roues à dessicant
Refroidisseurs à absorption	Climatisation naturelle
Compresseurs	Autres

Tableau 1 : Systèmes électriques, de chauffage et de climatisation pour lesquels des données sont disponibles dans la base de données de produits RETScreen.

■ Données de coût

Chaque modèle RETScreen pour technologies d'énergies propres contient des données pour les quantités et les coûts typiques de plusieurs éléments de la feuille *Analyse des coûts* (Étape 2) de la procédure standard d'analyse de projet. Ces données sont affichées dans la colonne la plus à droite « *Plage/coût* », tel que montré dans la **Figure 32**. L'utilisateur peut aussi entrer des données personnalisées de coûts et de quantités en sélectionnant une des options de la cellule « *Coûts de référence* ». Cette possibilité permet de mettre à jour les données originales ou d'ajouter des données personnalisées (p. ex. : selon des considérations régionales). De l'information complémentaire à propos des coûts est également disponible dans le manuel en ligne.

Analyse des coûts RETScreen - Projet de production de chaleur et d'électricité							
Choix d'options - Immeuble d'habitation - Toronto, Canada							
<input type="radio"/> Analyse de préféabilité		<input checked="" type="radio"/> Coûts de référence		Coûts de référence		Canada - 2005	
<input checked="" type="radio"/> Analyse de faisabilité		<input type="radio"/> Deuxième devise		Canada - 2005			
Coûts d'investissement (crédits)	Unité	Quantité	Coût unitaire	Montant	Coûts relatifs	Plage/quantité	Plage/coût
Étude de faisabilité							
Inspection du site	j-p	1	\$ 400	\$ 400		1 - 5	\$300 - \$1,000
Évaluation des ressources	j-p	2	\$ 400	\$ 800		1 - 5	\$300 - \$1,000
Évaluation environnementale	j-p	2	\$ 400	\$ 800		1 - 8	\$300 - \$1,000
Conception préliminaire	j-p	2	\$ 400	\$ 800		2 - 20	\$300 - \$1,000
Estimation détaillée des coûts	j-p	2	\$ 400	\$ 800		3 - 100	\$300 - \$1,000
Étude du scénario de référence et PS des GES	projet	2	\$ 400	\$ 800			\$40,000 - \$60,000
Préparation du rapport	j-p	2	\$ 400	\$ 800		2 - 15	\$300 - \$1,000
Gestion du projet	j-p	2	\$ 400	\$ 800		2 - 8	\$300 - \$1,000
Voyages et hébergement	voyage-p	1	\$ 2,000	\$ 2,000			
Personnalisé	coût	1	\$ 5,000	\$ 5,000			
Sous-total:				\$ 13,000	3.0%		

Figure 32 :

Exemple de données de coûts intégrées dans le logiciel RETScreen.



2.1.5 Manuel en ligne et matériel de formation

Un certain nombre de ressources ont été développées afin d'aider l'utilisateur à apprendre comment employer rapidement, efficacement et précisément le logiciel RETScreen. Ces ressources incluent :

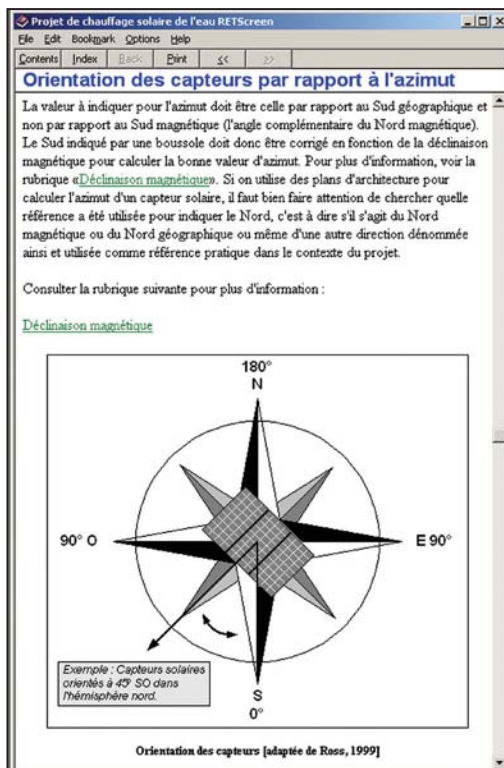


Figure 33 :

Exemple du manuel en ligne intégré au modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau.

- **Manuel en ligne :** À même le logiciel RETScreen se trouve un manuel en ligne détaillé (voir **Figure 33**). Pour chaque cellule affichant un résultat ou nécessitant l'entrée d'une donnée par l'utilisateur, il y a une page correspondante dans le manuel en ligne qui explique ce que la cellule représente. Ceci est utile aussi bien pour les nouveaux utilisateurs que pour les experts. Les nouveaux utilisateurs peuvent cheminer à travers chaque étape des feuilles de calcul, guidés par le manuel en ligne à chaque cellule où une donnée doit être entrée. Les experts peuvent se fier au manuel en ligne pour clarifier certaines conventions et pour se rappeler les coûts, le dimensionnement ou d'autres détails. Le manuel fournit également de l'information à propos des technologies d'énergies propres et de la méthodologie utilisée dans

RETScreen. Ceci augmente l'utilité éducationnelle du logiciel RETScreen et sa capacité à diffuser l'information. Le manuel est aussi téléchargeable en format *Adobe Acrobat* (pdf) à partir du site Web de RETScreen pour les utilisateurs qui désirent imprimer tout le manuel.

- **Matériel de formation :** Le matériel de formation pour le « *Cours d'analyse de projets d'énergies propres* », est basé sur une approche modulaire et des études de cas. Il a été créé pour les centres d'éducation et autres organismes de formation à travers le monde, ainsi que pour les professionnels et les étudiants de niveau collégial ou universitaire visant une formation à distance (autoapprentissage). Chaque module peut être présenté séparément comme séminaire ou atelier pour professionnels ou dans le contexte d'un cours de niveau collégial ou universitaire. Tous les modules combinés peuvent aussi bien être présentés comme un cours intensif d'une ou deux semaines

pour professionnels, que comme un cours d'un ou deux semestres pour étudiants collégiaux ou universitaires. Le matériel de formation, incluant des diapositives de présentation (voir **Figure 34**) et la voix hors-champs d'un enseignant, ont également été rendus disponibles gratuitement pour être téléchargés à partir du site Web de RETScreen.



Figure 34 :

Exemple de matériel de formation complémentaire (diapositives) disponible avec le logiciel RETScreen.

- **Manuel d'ingénierie :** le manuel électronique *Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen* (que vous lisez en ce moment) est rédigé pour les professionnels et les étudiants universitaires intéressés à mieux analyser la viabilité technique et financière de projets potentiels d'énergies propres. Ce manuel électronique passe en revue chacune des technologies du logiciel RETScreen et donne une description détaillée des algorithmes utilisés dans certains modules du logiciel (voir **Figure 35**). Ce manuel est aussi disponible gratuitement pour téléchargement à partir du site Web de RETScreen.
- **Études de cas :** Une collection d'études de cas de projets d'énergies propres vient compléter le matériel de formation et faciliter l'utilisation du logiciel RETScreen. Disponible gratuitement sur le site Web de RETScreen, chaque étude de cas comprend généralement un mandat, une solution (analyse RETScreen) et de l'information sur le projet réalisé (voir **Figure 36**).

**Figure 35 :**

Exemple du e-manuel d'ingénierie « Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen » disponible en complément au logiciel RETScreen.

**Figure 36 :**

Exemple d'études de cas disponibles en complément au logiciel RETScreen.

Les méthodologies et les algorithmes communs à tous les modèles sont présentés en détails dans la section suivante. Ils incluent les méthodologies de l'analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre, de l'analyse financière ainsi que l'analyse de sensibilité et de risque.

2.2 Modèle d'analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)

Le modèle RETScreen d'analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) qui se trouve dans la feuille de calcul *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)* du logiciel RETScreen permet à l'utilisateur d'estimer le potentiel global de réductions d'émissions de gaz à effet de serre d'un projet proposant l'utilisation d'une énergie propre. Ce modèle d'analyse de GES est commun à tous les modèles de technologies d'énergies propres du logiciel RETScreen. Il calcule le profil des émissions de GES d'un projet de « référence » et

le profil des émissions de GES du projet proposant l'utilisation d'une énergie propre (projet proposé). Le potentiel des réductions d'émissions de gaz à effet de serre est obtenu en combinant la différence des facteurs d'émissions de GES avec d'autres informations calculées par RETScreen, comme la quantité annuelle d'énergie fournie.

La méthodologie implantée dans le modèle RETScreen pour le calcul des réductions d'émissions de GES associées à un projet d'énergies propres a été développée par Ressources naturelles Canada en collaboration avec le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), le PNUE *Collaborating Centre on Energy and Environment* (UCCEE) au *RISØ National Laboratory* et le Fonds prototype pour le carbone (PCF) de la Banque mondiale. Il a été validé par une équipe d'experts gouvernementaux et industriels (voir *Annexe A*).

Certains défis peuvent survenir lors des calculs de base associés à une analyse des GES. Les éléments suivants sont pris en considération par le logiciel RETScreen, en plus de la comparaison Cas de référence/Cas proposé :

- La combustion ne produit pas seulement du dioxyde de carbone, mais aussi du méthane et des oxydes nitreux. Le logiciel RETScreen utilise le dioxyde de carbone, le GES le plus courant, comme une référence commune : ainsi, les émissions de méthane et d'oxydes nitreux sont converties en émissions équivalentes de dioxyde de carbone selon leurs « Potentiels de réchauffement planétaire » (PRP). Des comités d'experts internationaux, tel que le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC), ont proposés des facteurs de PRP pour ces gaz. Ces facteurs sont intégrés au modèle RETScreen en tant que valeurs de conversion par défaut utilisés par l'analyse standard de GES.
- Les pertes de transport et de distribution (T&D) des systèmes électriques qui alimentent un réseau doivent être considérées. Lorsque l'électricité est produite à un endroit mais consommée à un autre, une certaine fraction de l'électricité est perdue en chaleur à cause des lignes de transport et de distribution connectant les deux. Les réseaux modernes des pays industrialisés ont tendance à avoir des pertes d'environ 8 à 10 %. Par conséquent, la quantité d'électricité destinée à un utilisateur du réseau (c.-à-d. non consommée directement sur place) qui est transportée sur un réseau et produite par le système du cas de référence ou du cas proposé, doit être réduite en incluant ces pertes lorsque le calcul de l'énergie fournie à l'utilisateur final est effectué. Le logiciel RETScreen permet à l'utilisateur de spécifier les pertes de transport et de distribution prévues.
- Le nombre de crédits associés à un projet peut être diminué si un pourcentage doit être payé annuellement comme frais de transaction à une agence créancière (p. ex. : la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques - CCNUCC) ou le pays hôte du projet, ou les deux. Le logiciel RETScreen inclut une cellule intitulée « *Frais de transaction pour les crédits de GES* » où l'utilisateur peut spécifier ce pourcentage.





Le logiciel RETScreen prend en compte les règles émergentes du Protocole de Kyoto qui sont associées à trois mécanismes : le Mécanisme pour un développement propre (MDP), les Mises en œuvre conjointes (MOC) et les systèmes d'échanges des droits d'émission. Ces mécanismes permettent aux Parties du Protocole de Kyoto de poursuivre à l'étranger les opportunités de réductions des émissions ou d'utiliser des puits de carbone.

Cette section présente les équations utilisées dans le modèle RETScreen d'analyse des réductions d'émissions de GES. Le modèle fonctionne de manière légèrement différente si l'énergie propre étudiée est utilisée pour la production d'électricité ou pour les besoins en chauffage ou en climatisation. La différence principale vient du fait que les projets de production d'électricité doivent inclure les pertes en transport et en distribution, ce qui n'est pas le cas pour les projets de chauffage ou de climatisation.

2.2.1 GES pour les modèles de technologies de production d'électricité

La méthode décrite dans cette section s'applique aux modèles de technologies de production d'électricité.

■ Sommaire des réductions d'émissions de GES - électricité

Les réductions annuelles d'émissions de GES sont estimées dans la feuille de calcul *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)*. Les réductions Δ_{GES} sont calculées avec la formule suivante :

$$\Delta_{GES} = (e_{réf} - e_{prop}) E_{prop} (1 - \lambda_{prop}) (1 - e_{cr}) \quad (1)$$

où $e_{réf}$ est le facteur d'émissions de GES pour le cas de référence, e_{prop} le facteur d'émissions de GES pour le cas proposé, E_{prop} la quantité annuelle d'électricité produite par le cas proposé, λ_{prop} la fraction d'électricité perdue en transport et en distribution dans le cas proposé et e_{cr} , les frais de transaction pour les crédits de GES.

À noter que dans le cas de référence et le cas proposé, les pertes en transport et en distribution sont considérées nulles lorsque l'électricité est produite sur le site même de son utilisation (p. ex. : dans le cas d'une installation photovoltaïque hors réseau ou servant au pompage de l'eau).

■ Facteur d'émissions de GES – réseau électrique de référence

L'équation (1) nécessite le calcul des facteurs d'émissions de GES définis comme étant la masse de GES émise par unité d'énergie produite. Pour un seul mode de production (source d'énergie), la formule suivante peut être utilisée pour calculer le facteur d'émissions de GES du réseau électrique de référence, $e_{réf}$:

$$e_{réf} = (e_{CO_2} PRP_{CO_2} + e_{CH_4} PRP_{CH_4} + e_{N_2O} PRP_{N_2O}) \frac{1}{\eta} \frac{1}{1 - \lambda} \quad (2)$$



où e_{CO_2} , e_{CH_4} et e_{N_2O} sont respectivement les facteurs d'émissions de CO_2 , CH_4 et N_2O pour la source d'énergie considérée, PRP_{CO_2} , PRP_{CH_4} et PRP_{N_2O} sont les potentiels de réchauffement planétaire du CO_2 , CH_4 et N_2O , η le rendement de conversion de la source d'énergie et λ , la portion d'électricité perdue en transport et en distribution.

Les potentiels de réchauffement planétaire (*PRP*) de GES sont définis comme un multiple d'une unité de référence qui est le potentiel de réchauffement planétaire du dioxyde de carbone (CO_2), auquel a été assigné la valeur de référence de 1 (p. ex. : le *PRP* du CO_2 est 1 et le *PRP* du N_2O est 310). Ces valeurs peuvent être définies par l'utilisateur (dans le cas d'une analyse de type « *Personnalisé* ») ou par le logiciel (dans le cas d'une analyse de type « *Standard* »). Les valeurs par défaut utilisées par RETScreen sont présentées dans le **Tableau 2**; ces valeurs peuvent être trouvées dans le document : *Lignes Directrices du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) pour les inventaires de gaz à effet de serre, 1996*.

Les facteurs d'émissions varient selon le type et la qualité du combustible mais aussi selon le type et la puissance des centrales électriques. Les facteurs d'émissions sont définis par l'utilisateur (dans le cas d'une analyse de type « *Personnalisé* ») ou par le logiciel (dans le cas d'une analyse de type « *Standard* »).

Gaz à effet de serre	<i>PRP</i>
CO_2	1
CH_4	21
N_2O	310

Tableau 2 : Potentiels de réchauffement planétaire de différents gaz à effet de serre.

Dans les cas où il y a plusieurs sources d'énergies utilisés dans la production d'électricité d'une région, le facteur d'émissions de GES du réseau électrique de référence, $e_{réf}$, est calculé comme la moyenne pondérée des facteurs d'émissions calculés individuellement pour chaque source d'énergie :

$$e_{réf} = \sum_{i=1}^n f_i e_{réf,i} \tag{3}$$

où n est le nombre de sources d'énergie utilisées dans le mélange d'électricité, f_i la fraction d'électricité utilisée provenant de la source d'énergie i et $e_{réf,i}$, le facteur d'émissions pour la source d'énergie i calculé par une formule similaire à celle de l'équation (2) :



$$e_{ref,i} = \left(e_{CO_2,i} PRP_{CO_2} + e_{CH_4,i} PRP_{CH_4} + e_{N_2O,i} PRP_{N_2O} \right) \frac{1}{\eta_i} \frac{1}{1 - \lambda_i} \quad (4)$$

où $e_{CO_2,i}$, $e_{CH_4,i}$ et $e_{N_2O,i}$ sont respectivement les facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O pour la source d'énergie i , η_i le rendement de conversion pour la source d'énergie i et λ_i , la fraction d'électricité perdue en transport et en distribution pour la source d'énergie i .

Dans le cas d'une analyse de type « *Défini par l'utilisateur* », l'utilisateur peut entrer directement le facteur d'émissions de GES correspondant au mélange des différentes sources d'énergies, avant les pertes de transport et de distribution.

À noter que le facteur d'émissions de GES correspondant au mélange d'électricité du réseau de référence s'applique de l'an 1 jusqu'à l'année où l'utilisateur spécifie un changement dans les sources d'électricité du niveau de référence (RETScreen Version 3.0 ou supérieure). Si aucun changement n'est spécifié, le facteur d'émissions de GES sera appliqué à toute la durée du projet. Lorsqu'une modification dans le facteur d'émissions de GES du réseau électrique de référence (niveau de référence) est spécifiée, le nouveau facteur pour l'année de modification spécifiée et les années qui suivent, est déterminée par (e_{ref}^*) :

$$e_{ref}^* = e_{ref} r_{changement} \quad (5)$$

où $r_{changement}$ est le pourcentage de changement du facteur d'émissions de GES du réseau électrique de référence (niveau de référence) qui s'applique à l'année du changement et aux années qui suivent.

■ Facteur d'émissions de GES – centrale électrique proposée

Le calcul du facteur d'émission de GES pour la centrale électrique proposée, e_{prop} , est similaire au calcul du facteur d'émission du réseau électrique de référence (niveau de référence), à la différence près que pour les systèmes hors réseau, la fraction d'électricité perdue en transport et en distribution est mise à zéro. e_{prop} est alors calculé par l'équation (2) avec $\lambda = 0$, dans le cas d'une seule source d'énergie ou par les équations (3) et (4) avec tous les $\lambda_i = 0$, dans le cas de plusieurs sources d'énergie.

Dans le cas d'une analyse de type « *Défini par l'utilisateur* », l'utilisateur peut entrer directement le facteur d'émissions de GES de la centrale électrique proposée, avant les pertes de transport et de distribution.



2.2.2 GES pour les modèles de technologies de chauffage ou de climatisation

La méthode décrite dans cette section s'applique aux modèles de technologies de chauffage et de climatisation.

■ Sommaire des réductions d'émissions de GES – chauffage et climatisation

Les réductions annuelles d'émissions de GES sont estimées dans la feuille de calcul *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)*. Les réductions $\Delta_{GES,c/c}$ sont calculées avec la formule suivante :

$$\Delta_{GES,c/c} = (\Delta_{GES,chauf} + \Delta_{GES,cli})(1 - e_{cr}) \quad (6)$$

où $\Delta_{GES,chauf}$ et $\Delta_{GES,cli}$ sont les réductions annuelles d'émissions de GES pour le chauffage et la climatisation, calculées par :

$$\Delta_{GES,chauf} = (e_{réf,chauf} - e_{prop,chauf})E_{prop,chauf} \quad (7)$$

$$\Delta_{GES,cli} = (e_{réf,cli} - e_{prop,cli})E_{prop,cli} \quad (8)$$

où $e_{réf,chauf}$ et $e_{réf,cli}$ sont les facteurs d'émissions de GES du cas de référence pour le chauffage et pour la climatisation et $e_{prop,chauf}$ et $e_{prop,cli}$, les facteurs d'émissions de GES du cas proposé pour le chauffage et pour la climatisation. $E_{prop,chauf}$ est la quantité annuelle d'énergie fournie pour les besoins de chauffage et $E_{prop,cli}$, la quantité annuelle d'énergie fournie pour les besoins de climatisation, du cas proposé.

■ Facteur d'émissions de GES – réseau électrique de référence

Dans certaines applications, un réseau électrique de référence (niveau de référence) doit être défini pour prendre en compte les émissions de gaz à effet de serre associées à l'électricité requise pour faire fonctionner des équipements connexes de chauffage ou de climatisation, tels des ventilateurs ou des pompes (p. ex. : un système de chauffage solaire de l'eau nécessite une pompe électrique pour faire circuler l'eau à travers les panneaux solaires). Le facteur d'émissions de GES correspondant est alors calculé par l'équation (2) dans le cas d'un seul mode de production (source d'énergie) et par les équations (3) et (4), dans le cas de plusieurs modes de production (sources d'énergie).



■ Facteur d'émissions de GES – cas de référence et cas proposé (chauffage et climatisation)

Dans le cas d'un seul mode de production (source d'énergie), le facteur d'émissions de GES e (p. ex. : $e_{réf,cli}$, $e_{réf,chauf}$, etc.) est calculé grâce à une équation similaire à l'équation (2), sauf qu'il n'y a pas de pertes en transport et en distribution puisque les systèmes de chauffage ou de climatisation sont considérés être sur le site même d'utilisation :

$$e = \left(e_{CO_2} PRP_{CO_2} + e_{CH_4} PRP_{CH_4} + e_{N_2O} PRP_{N_2O} \right) \frac{1}{\eta} \quad (9)$$

où η est le rendement de conversion de la source d'énergie utilisée et toutes les autres variables sont les mêmes que pour l'équation (2). Dans les cas où il y a plusieurs modes de production (sources d'énergie) utilisés, le facteur d'émissions de GES est calculé comme la moyenne pondérée des facteurs d'émissions calculés individuellement pour chaque source d'énergie :

$$e = \sum_{i=1}^n f_i e_i \quad (10)$$

où n est le nombre de sources d'énergie, f_i la fraction d'énergie utilisée provenant de la source d'énergie i et e_i , le facteur d'émissions pour la source d'énergie i calculé par une formule similaire à celle de l'équation (9) :

$$e_i = \left(e_{CO_2,i} PRP_{CO_2} + e_{CH_4,i} PRP_{CH_4} + e_{N_2O,i} PRP_{N_2O} \right) \frac{1}{\eta_i} \quad (11)$$

où η_i est le rendement de conversion pour la source d'énergie i .

Pour les systèmes de chauffage, le calcul du facteur d'émissions du cas proposé nécessite une attention particulière à cause de la consommation parasite d'énergie électrique. Par exemple, l'électricité consommée par la pompe d'un capteur solaire ne contribue pas à la quantité d'énergie propre fournie, mais contribue à générer des émissions de GES. Afin de prendre cela en compte, la quantité e_{para} est ajoutée au facteur d'émissions de GES calculé par les équations (9) et (10) :

$$e_{para} = e_{elec} \frac{E_{prop,para}}{E_{prop,chauf}} \quad (12)$$



où e_{elec} est le facteur d'émissions du réseau électrique de référence (niveau de référence), $E_{prop,para}$ l'énergie électrique parasite consommée dans le cas proposé et $E_{prop,chauf}$ est, comme précédemment, la quantité annuelle d'énergie produite pour les besoins de chauffage du cas proposé.

2.3 Modèle d'analyse financière

Le modèle d'analyse financière RETScreen se trouvant dans la feuille de calcul **Sommaire financier** du logiciel RETScreen, permet à l'utilisateur de spécifier divers paramètres financiers, tels que le taux d'actualisation, etc., et de calculer automatiquement les indicateurs clés de viabilité financière, tels que le taux de rendement interne, le retour simple, la valeur actuelle nette, etc.

Cette section présente les équations utilisées dans le modèle d'analyse financière RETScreen. Les formules utilisées sont basées sur la terminologie financière courante qui peut être retrouvée dans la plupart des manuels d'analyse financière, tel que Brealey and Myers (1991) ou Garrison et al. (1990). Le modèle fait les hypothèses suivantes :

- l'année d'investissement initial est l'année 0;
- les coûts et les crédits sont donnés pour l'année 0 et par conséquent, le taux d'inflation (ou le taux d'indexation) est appliqué à compter de l'année 1; et
- le calcul des flux monétaires est effectué à la fin de l'année.

2.3.1 Paiements de la dette

Les paiements de la dette sont une suite de paiements réguliers qui durent pour un nombre fixe d'années (aussi appelée la durée de l'emprunt). Le paiement annuel de la dette D est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$D = C f_d \frac{i_d}{1 - \frac{1}{(1+i_d)^{N'}}} \quad (13)$$

où C est le coût d'investissement total dans le projet, f_d le ratio d'endettement, i_d le taux effectif d'intérêt annuel sur la dette et N' la durée de l'emprunt en années. Les paiements annuels de la dette, tel que donnée par l'équation (13), peuvent être séparés en un paiement sur le capital $D_{p,n}$ et en un paiement des intérêts $D_{i,n}$, tel que :

$$D = D_{p,n} + D_{i,n} \quad (14)$$

Autant $D_{p,n}$ que $D_{i,n}$ varient d'une année à l'autre; ils sont calculés par des fonctions standards intégrées à Microsoft® Excel.



2.3.2 Flux monétaires avant impôt

Le calcul des flux monétaires réalise un suivi, sur une base annuelle, de toutes les dépenses (flux sortants) et des revenus (flux entrants) induits par le projet d'énergies propres. Cette sous-section présente les formules utilisées par RETScreen pour déterminer les flux monétaires d'un projet, avant l'impôt.

■ Flux sortants

Pour l'année zéro, le flux sortant avant impôt $F_{sort,0}$ est égal aux capitaux propres investis C , c'est-à-dire la portion de l'investissement total requis pour financer le projet qui est payé immédiatement et par conséquent, non-incorporée dans le levier financier (p. ex. : pas inclus dans la dette) :

$$F_{sort,0} = C(1 - f_d) \quad (15)$$

Pour les années subséquentes, le flux sortant avant impôt $F_{sort,n}$ est calculé avec :

$$F_{sort,n} = C_{E\&E}(1 + r_i)^n + C_{comb}(1 + r_e)^n + D + C_{pér}(1 + r_i)^n \quad (16)$$

où n est l'année considérée, $C_{E\&E}$ le coût annuel d'exploitation et d'entretien associé au projet d'énergies propres, r_i le taux d'inflation, C_{comb} le coût annuel en combustible ou en électricité, r_e le taux d'indexation de l'énergie, D le paiement annuel de la dette (équation 13) et $C_{pér}$, le coût ou les crédits périodiques induits par le projet.

■ Flux entrants

Pour l'année zéro, le flux entrant avant impôt $F_{ent,0}$ est simplement égal à la somme des encouragements et des subventions ES :

$$F_{ent,0} = ES \quad (17)$$

Pour les années subséquentes, le flux entrant avant impôt $F_{ent,n}$ est calculé avec :

$$F_{ent,n} = R_{éner}(1 + r_e)^n + R_{puis}(1 + r_i)^n + R_{ÉP}(1 + i_{ÉP})^n + R_{GES}(1 + i_{GES})^n \quad (18)$$

où n est l'année considérée, $R_{éner}$ l'économie ou le revenu annuel en énergie, R_{puis} l'économie ou le revenu annuel de la puissance garantie, $R_{ÉP}$ le revenu du crédit pour énergie propre fournie, $i_{ÉP}$ le taux d'indexation du crédit pour énergie propre fournie, R_{GES} le revenu du crédit pour réduction d'émissions de GES et i_{GES} , le taux



d'indexation du crédit pour réduction de GES. Pour la dernière année, la valeur résiduelle du projet augmentée de manière incrémentale au taux d'inflation, est additionnée au terme de droite de l'équation (18).

■ Flux monétaires avant impôt

Le flux monétaire avant impôt F_n pour l'année n est simplement la différence entre le flux entrant avant impôt et le flux sortant avant impôt :

$$F_n = F_{ent,n} - F_{sort,n} \quad (19)$$

2.3.3 Dépréciation d'actifs

Le calcul de dépréciation d'actif (ou amortissement fiscal) dépend de la méthode d'amortissement choisie par l'utilisateur dans la feuille de calcul **Sommaire financier** : les choix sont « *Aucune* », « *Dégressive* » et « *Linéaire* ». L'amortissement annuel des actifs est utilisé dans le modèle pour le calcul de l'impôt sur le revenu et les indicateurs financiers après impôt. L'utilisateur devrait choisir la méthode qui ressemble le plus à celle utilisée par le service fiscal de la collectivité publique où se trouve le projet. À la fin de la durée de vie du projet, la différence entre la « *Valeur résiduelle du projet* » et la fraction non amortie du coût en capital est traitée comme un revenu si elle est positive et comme une perte, dans le cas contraire.

Lorsqu'il n'y a pas d'amortissement, le modèle considère que le projet est entièrement capitalisé au moment de la mise en service, qu'il n'est pas amorti au cours des années et par conséquent, qu'il conserve sa valeur non-amortie pour toute sa durée de vie. À la fin de la vie du projet, l'amortissement est égal à la valeur totale, non-amortie, des actifs. Autant pour la méthode d'amortissement dégressive ou linéaire, le modèle considère que la totalité de l'amortissement permis pour une année donnée est pris en compte dans sa totalité.

■ Amortissement dégressif

La méthode dégressive d'amortissement déprécie l'actif plus rapidement au cours des premières années du projet, forçant l'amortissement plus tôt au cours de la vie utile de l'actif. Pour la première année (année zéro), l'amortissement fiscal AF_0 est calculé en utilisant la fraction des coûts d'investissement qui sont dépensés durant l'année de construction :

$$AF_0 = C(1 - \delta) \quad (20)$$

où δ est l'allocation du coût en capital utilisé pour spécifier quelle fraction du coût d'investissement est capitalisée et peut être amortie au sens fiscal. La fraction qui n'est pas amortie est considérée être entièrement dépensée durant l'année de



construction (année zéro). Le coût d'investissement non amorti à la fin de l'année zéro, $CINA_0$, est calculé de la manière suivante :

$$CINA_0 = C - AF_0 \quad (21)$$

Pour les années suivantes, l'amortissement fiscal est obtenue par :

$$AF_n = CINA_{n-1} d \quad (22)$$

où d est le taux d'amortissement et $CINA_{n-1}$ est le coût d'investissement non amorti à la fin de la $(n-1)^{i\text{ème}}$ période, donné par :

$$CINA_{n-1} = CINA_{n-2} - AF_{n-1} \quad (23)$$

Enfin, à la fin de la durée de vie du projet (année N), la fraction restante du coût d'investissement non amorti est considérée entièrement dépensée et l'amortissement fiscal pour la dernière année est donc établi égal au coût d'investissement non amorti :

$$AF_N = CINA_{N-1} \quad (24)$$

de manière à ce que le coût d'investissement non amorti à la fin de cette année soit zéro :

$$CINA_N = 0 \quad (25)$$

■ Amortissement linéaire

Avec la méthode d'amortissement linéaire, le modèle d'analyse financière considère que les coûts capitalisés du projet, tel que spécifié par l'allocation du coût en capital, sont dépréciés à un taux constant tout au long de la période d'amortissement. La fraction des coûts d'investissement non capitalisé est considéré être dépensée durant l'année de construction, c.-à-d. l'année zéro. Dans cette méthode, la formules suivante est utilisée pour l'année zéro :

$$AF_0 = C (1 - \delta) \quad (26)$$



et l'équation suivante, pour les années subséquentes au sein de la période d'amortissement :

$$AFA_n = \frac{C \delta}{N_a} \quad (27)$$

où N_a est la période d'amortissement en années, définie par l'utilisateur.

2.3.4 Impôt

L'analyse d'impôt sur le revenu permet au modèle d'analyse financière de calculer les flux monétaires après impôt et les indicateurs financiers après impôt. Le taux d'imposition sur le revenu utilisé dans la feuille de calcul **Sommaire financier** est le taux réel tel que spécifié par l'utilisateur. C'est le taux auquel le revenu net du projet est imposé. Dans tous les cas, le modèle d'analyse financière considère applicable un seul taux d'imposition qui reste constant pour toute la durée de vie du projet. Ce taux s'applique au revenu net.

Le revenu net imposable est calculé à partir des flux monétaires entrants et sortants, en supposant que tous les revenus et les dépenses sont payés à la fin de l'année durant laquelle ils sont réalisés ou engagés. Le montant d'impôt I_n pour l'année n est égal au taux d'imposition t spécifié par l'utilisateur, multiplié par le revenu net de cette année R_n :

$$I_n = t R_n \quad (28)$$

Le revenu net pour la première année et les suivantes, est calculé par :

$$R_n = F_n + D_{p,n} - AF_n \quad (29)$$

où F_n est le flux monétaire avant impôt (équation 19), $D_{p,n}$ le paiement sur le capital (équation 14) et AF_n l'amortissement fiscal (équations 22 ou 27, selon la méthode d'amortissement sélectionnée). Pour l'année 0, le revenu net est simplement :

$$R_0 = ES - AF_0 \quad (30)$$

où ES représente les encouragements et les subventions.





2.3.5 Report des pertes

Dans certains cas qui dépendent de la réglementation fiscale applicable, une perte (c.-à-d. un revenu net négatif) au cours d'une année donnée peut parfois être utilisée pour abaisser l'impôt dû pour cette même année. Dans d'autres cas, cette perte peut être reportée pour compenser les profits des années futures. Une troisième alternative est que la perte ne peut être ni utilisée la même année, ni dans le futur; elle est donc perdue d'un point de vue fiscal. L'option **Report des pertes** de la feuille de calcul du **Sommaire financier** permet à l'utilisateur de choisir laquelle des trois règles s'applique au projet analysé. Si l'option **Report des pertes** est sélectionnée, les pertes sont reportées et déduites des revenus imposables des années suivantes, réduisant ainsi l'impôt des années subséquentes. Si l'option n'est pas sélectionnée, les pertes ne sont pas reportées ni déduites d'autres revenus, mais sont effectivement perdues en tant que déduction fiscale. Si l'option **Transfert accreditif** est sélectionnée, les pertes ne sont pas reportées, mais elles génèrent un crédit d'impôt remboursable pour l'année durant laquelle les pertes ont été réalisées.

2.3.6 Flux monétaires après impôt

À la lumière des flux monétaires avant impôt, de l'amortissement, de l'imposition sur le revenu et du report des pertes discutés dans les sections précédentes, le flux monétaire après impôt \tilde{F}_n peut être calculé de la manière suivante :

$$\tilde{F}_n = F_n - I_n \quad (31)$$

où F_n est le flux monétaire net (équation 19) et I_n , l'impôt annuel (équation 28).

2.3.7 Indicateurs de viabilité financière

Cette sous-section présente plusieurs indicateurs de viabilité financière qui sont calculés automatiquement par le logiciel RETScreen dans la feuille de calcul **Sommaire financier**. Sur la base des données entrées par l'utilisateur, le modèle fournit les indicateurs financiers pour le projet analysé, facilitant le processus d'évaluation du projet par les planificateurs et les décideurs.

■ Taux de rendement interne (TRI) et retour sur l'investissement (RI)

Le taux de rendement interne TRI est calculé en trouvant le taux d'actualisation qui ramène à zéro la valeur nette actualisée du projet (VAN). Il est calculé en résolvant l'équation pour le TRI :

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1 + TRI)^n} \quad (32)$$



où N est la durée de vie du projet en années et F_n , le flux monétaire de l'année n (il est à noter que F_0 représente les capitaux propres investis dans le projet moins les encouragements et les subventions; c.-à-d. le flux monétaire de l'année zéro). Le TRI avant impôt est calculé en utilisant les flux monétaires avant impôt, tandis que le TRI après impôt est calculé en utilisant les flux monétaires après impôt. À noter que le TRI est indéfini dans certains cas, entre autres si le projet produit un flux monétaire positif au cours de l'année zéro.

■ Retour simple

Le retour simple est le nombre d'années qu'il faut pour que le flux monétaire (excluant le paiement de la dette) égale l'investissement total (qui est égal à la somme de la dette et des capitaux propres investis) :

$$RS = \frac{C - ES}{(R_{\text{ener}} + R_{\text{capa}} + R_{\text{EP}} + R_{\text{GES}}) - (C_{\text{E\&E}} + C_{\text{comb}})} \quad (33)$$

où toutes les variables ont été définies précédemment.

■ Année de flux monétaire nul

L'année de flux monétaire nul N_{FMN} est la première année pour laquelle les flux monétaires cumulatifs sont positifs. Elle est calculée en résolvant l'équation suivante pour N_{FMN} :

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{FMN}} \tilde{F}_n \quad (34)$$

où \tilde{F}_n est le flux monétaire après impôt de l'année n .

■ Valeur actualisée nette (VAN)

La valeur actualisée nette VAN d'un projet est la valeur de tous les flux monétaires futurs, actualisés selon le taux d'actualisation, en monnaie courante. Elle est calculée en actualisant tous les flux monétaires tel qu'exprimé dans l'équation suivante :

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{F}_n}{(1+r)^n} \quad (35)$$

où r est le taux d'actualisation.



■ **Économies annuelles sur la durée de vie**

Les économies annuelles sur le cycle de vie $\dot{E}ACV$ est la valeur équivalente d'économies annuelles constantes qui, sur une durée égale à celle du projet, donneraient la même valeur actualisée nette. Les économies annuelles sur le cycle de vie sont calculées à partir de l'équation suivante :

$$\dot{E}ACV = \frac{VAN}{\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^N} \right)} \quad (36)$$

■ **Ratio avantages-coûts**

Le ratio avantages-coûts $A - C$ représente la rentabilité relative du projet. Il est calculé comme la valeur actuelle des revenus (ou économies) annuels moins les coûts annuels, divisé par les capitaux propres investis. Il s'exprime selon l'expression suivante :

$$A - C = \frac{VAN + (1 - f_d) C}{(1 - f_d) C} \quad (37)$$

■ **Recouvrement de la dette**

Le recouvrement de la dette RD est le rapport entre les bénéfices ou les économies d'exploitation du projet (revenus annuels nets) et les paiements de la dette (capital et intérêts). Cette valeur reflète la capacité du projet à générer les liquidités nécessaires pour honorer les paiements de la dette. Le recouvrement de la dette RD_n pour l'année n est calculé en divisant les revenus nets d'exploitation (flux monétaires nets avant amortissement, paiement de la dette et impôt sur le revenu) par les paiements de la dette (capital et intérêt) :

$$RD_n = \frac{\max(F_n + D, REC_n - \tilde{F}_0)}{D} \quad (38)$$

où REC_n est le revenu d'exploitation cumulé pour l'année n , défini comme :

$$REC_n = \sum_{i=0}^n \tilde{F}_i \quad (39)$$

Le modèle d'analyse financière calcule le recouvrement de la dette pour chaque année du projet et reporte le plus petit rapport trouvé pour toute la durée de l'emprunt.



■ **Coût de revient de l'énergie**

Le coût de revient de l'énergie est le coût évité en énergie qui donne une valeur actualisée nette égale à zéro. Ce paramètre n'est pas inclus dans le modèle de cogénération, puisqu'il est possible de produire l'énergie à partir de plusieurs types de technologies, chacune ayant potentiellement un coût de revient différent. Le coût de revient de l'énergie R_{prod} , est donc obtenu en résolvant l'équation suivante :

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{F}_n}{(1+r)^n} \quad (40)$$

où

$$\tilde{F}_n = F_n - I_n \quad (41)$$

$$F_n = F_{ent,n} - F_{sort,n} \quad (42)$$

$$F_{ent,n} = R_{prod} (1+r_e)^n + R_{capa} (1+r_i)^n + R_{EP} (1+r_{EP})^n + R_{GES} (1+r_{GES})^n \quad (43)$$

■ **Coût de réduction des émissions de GES**

Le coût de réduction des émissions de GES, CRE , représente le coût annualisé qui doit être engagé pour éviter chaque tonne de GES. Il est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$CRE = - \frac{\dot{E}ACV}{\Delta_{GES}} \quad (44)$$

où $\dot{E}ACV$ sont les économies annuelles sur le cycle de vie calculées avec l'équation (36) et Δ_{GES} , la réduction annuelle des émissions de GES, calculé dans la feuille de calcul *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)* (équation 1).

2.4 Modèles d'analyse de sensibilité et de risque

Le modèle RETScreen d'analyse de sensibilité et de risque se trouvant dans la feuille de calcul *Analyse de sensibilité et de risque* du logiciel RETScreen, aide l'utilisateur à évaluer la sensibilité des indicateurs financiers importants en fonction des paramètres techniques et financiers clés. Cette feuille de calcul contient deux sections principales : l'analyse de sensibilité et l'analyse de risque. Chaque analyse fournit de l'information sur la relation



entre les paramètres techniques et financiers avec les indicateurs financiers, montrant ainsi les paramètres qui ont le plus grand impact sur les indicateurs financiers. Autant l'analyse de sensibilité que l'analyse de risque sont facultatives et les données propres à ces analyses n'affectent pas les résultats des autres feuilles de calcul.

La feuille de calcul *Analyse de sensibilité et de risque* change légèrement d'un modèle de technologies d'énergies propres à l'autre, reflétant les différents paramètres clés qui sont importants à chaque technologie. Malgré tout, ces feuilles partagent toutes un algorithme commun décrit ci-après. Cette sous-section présente la méthodologie et les équations utilisées, ainsi qu'une validation de la précision du modèle d'analyse de risque. L'analyse de sensibilité consiste en une série de tableaux, similaires à celui présenté à la **Figure 37**, qui montrent l'effet des variations de deux paramètres sur les indicateurs de viabilité financière. La méthode pour réaliser cette analyse est relativement simple et directe et n'est pas présentée en détails ici.

Énergie renouvelable fournie (MWh)		Coût évité en énergie (\$/kWh)				
		0.0760 -20%	0.0855 -10%	0.0950 0%	0.1045 10%	0.1140 20%
32,546	-20%	7.2%	9.8%	12.4%	14.9%	17.6%
36,614	-10%	10.2%	13.1%	16.1%	19.2%	22.3%
40,682	0%	13.3%	16.7%	20.1%	23.7%	27.4%
44,750	10%	16.6%	20.4%	24.4%	28.5%	32.8%
48,819	20%	20.0%	24.4%	28.9%	33.6%	38.4%

Figure 37 :

Exemple d'un tableau de l'analyse de sensibilité tiré de l'exemple par défaut intégré au modèle pour projets de centrale éolienne. L'analyse est effectuée sur le TRI et RI après impôt, avec une plage de sensibilité de 20 % et un seuil de 15 %. Les trois valeurs originales utilisées dans l'analyse testée sont indiquées en gras.

2.4.1 Simulation Monte Carlo

Le modèle RETScreen d'analyse de risque est basé sur une « simulation Monte Carlo » qui est une méthode où la distribution des résultats possibles des indicateurs financiers est générée en utilisant des ensembles de valeurs choisis aléatoirement pour les paramètres d'entrée, avec une plage prédéterminée, afin de simuler les résultats possibles.

Pour la simulation Monte Carlo du modèle RETScreen, les paramètres d'entrée dépendent de plusieurs paramètres techniques et financiers présélectionnés et les indicateurs calculés, conditionnent les indicateurs financiers clés (voir **Tableau 3**). La simulation est effectuée en deux étapes :

1. Pour chaque paramètre d'entrée, 500 valeurs aléatoires sont générées en utilisant une distribution normale (Gaussienne) avec une moyenne de zéro et une déviation standard de 0,33 en utilisant la fonction de génération aléatoire de nombre de la boîte à outil d'analyse de données de Microsoft® Excel. Une fois générés, ces nombres aléatoires sont fixés.

- Chaque valeur aléatoire est alors multipliée par son pourcentage de variabilité (plage), tel que spécifié par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Analyse de sensibilité et de risque*. Le résultat est une matrice 500 x 9 contenant les pourcentages de variation qui seront appliqués au paramètre d'entrée afin d'obtenir les 500 résultats recherchés pour les indicateurs financiers.

Puisque l'ensemble des chiffres aléatoires sont fixes, dès que le même paramètre d'entrée est spécifié dans le modèle RETScreen pour projets d'énergies propres et que les mêmes plages de variabilité sont utilisés, l'utilisateur obtiendra exactement le même résultat dans le modèle d'analyse de risque.

Paramètres techniques et financiers (paramètres d'entrées)	Indicateurs financiers (indicateurs de sorties)
<ul style="list-style-type: none"> ■ Coût évité en énergie ■ Coût en combustible – cas proposé ■ Coût en combustible – cas de référence ■ ÉR fournie ■ Coût d'investissement ■ Coûts annuels (E&E) ■ Ratio d'endettement ■ Taux d'intérêt sur la dette ■ Durée de l'emprunt ■ Crédit pour réduction d'émissions de GES ■ Réduction nette d'émissions de GES – durée du crédit ■ Crédit pour ÉR fournie ■ Revenu de prime au consommateur ■ Prix de l'électricité exportée 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Taux de rendement interne (TRI) après impôt et rendement sur l'investissement (RI) ■ TRI après impôt – capitaux propres ■ TRI après impôt – actifs ■ Année de flux monétaire nul ■ Valeur actualisée nette (VAN)

Tableau 3 : Paramètres d'entrées et indicateurs de sorties résultats associés à la simulation Monte Carlo effectuée dans le modèle RETScreen d'analyse de risque.

2.4.2 Graphique d'impact

L'impact de chaque paramètre d'entrée sur un indicateur financier est obtenu en appliquant une régression linéaire multiple¹⁹ standard sur l'indicateur financier. Les coefficients des paramètres d'entrée, calculés selon la méthode des moindres carrés, sont les valeurs identifiées sur le graphique d'impact (voir **Figure 38**). La régression linéaire multiple est développée comme suit (utilisant le modèle pour projets de centrale éolienne comme exemple).

19. Voir Neter, Wasserman, Kutner. Applied Linear Statistical Models. 3^e édition. Homewood, IL : Irwin, 1990.



Supposons que Y , la valeur dépendante, est un indicateur financier et que X sont les valeurs indépendantes qui doivent être entrées comme suit :

X_1 est le coût évité en énergie;

X_2 est l'ÉR fournie;

X_3 est le coût d'investissement;

X_4 sont les coûts annuels;

X_5 est le ratio d'endettement;

X_6 est le taux d'intérêt sur la dette;

X_7 est la durée de l'emprunt;

X_8 est le crédit pour la réductions d'émissions de GES; et

X_9 est le crédit pour ÉR fournie.

Le modèle de régression linéaire multiple est :

$$Y = \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \beta_4 X_4 + \beta_5 X_5 + \beta_6 X_6 + \beta_7 X_7 + \beta_8 X_8 + \beta_9 X_9 + \varepsilon \quad (45)$$

où les β_k sont les coefficients de chaque paramètre k et ε est l'erreur du modèle. Pour construire le modèle de régression linéaire, les données générées à partir de la simulation Monte Carlo sont utilisées. Il y a alors 500 valeurs Y calculées pour chaque ensemble de 500 valeurs de X . La fonction DROITREG de Microsoft® Excel, appliquée au vecteur de Y et à la matrice de X , calcule les coefficients en utilisant la méthode des moindres carrés. Ces coefficients sont alors normalisés en appliquant la formule suivante :

$$b_k = \frac{s_k}{s_Y} \beta_k \quad (46)$$

où s_k est la déviation standard des 500 valeurs X_k et s_Y , la déviation standard des 500 valeurs de Y . Les valeurs b_k sont alors tracées sur le graphique d'impact.



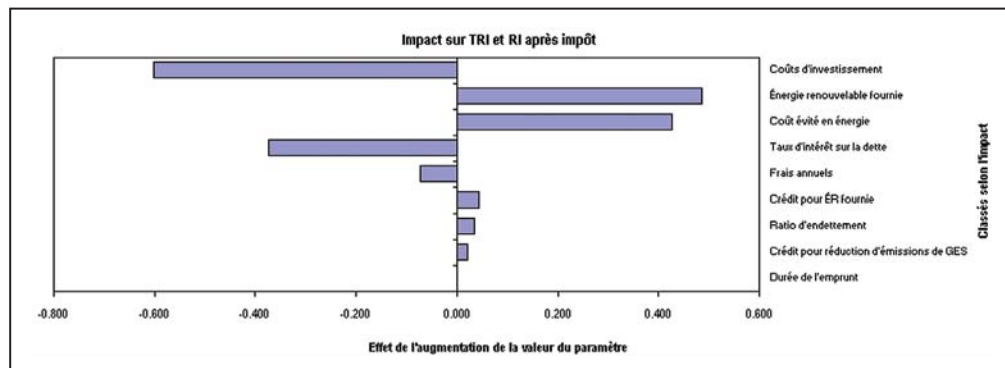


Figure 38 :

Graphique d'impact (graphique Tornado) qui montre l'impact relatif de la variation des paramètres sur le TRI et RI après impôt dans le modèle d'analyse financière; exemple par défaut tiré du modèle pour projets de centrale éolienne (feuille de calcul Analyse de sensibilité et de risque).

2.4.3 Médiane et intervalle de confiance

La médiane d'un indicateur financier est le 50^e percentile des 500 valeurs générées par la simulation Monte Carlo. La médiane est calculée par la fonction MEDIANE de Microsoft® Excel et est obtenue en classant par ordre croissant les 500 valeurs de l'indicateur financier. La médiane est la moyenne des 250^e et 251^e valeurs classées.

L'intervalle de confiance est la plage de valeurs au sein de laquelle les résultats de la simulation Monte Carlo se retrouvent. Un intervalle de confiance de 90 % indique que 90 % des 500 valeurs de l'indicateur financier sont situés à l'intérieur d'une certaine plage. L'utilisateur spécifie le niveau de risque ou le pourcentage de valeurs qui se retrouveront à l'extérieur de l'intervalle de confiance (p. ex. : un intervalle de confiance de 90 % a un niveau de risque de 10 %).

Le niveau minimum de confiance pour un indicateur financier est donné par le percentile correspondant à la moitié du niveau de risque défini par l'utilisateur. Ce percentile est donné par la fonction PERCENTILE de Microsoft® Excel. Par exemple, pour un niveau de risque de 10 %, le niveau minimum de confiance sera le 5^e percentile des 500 valeurs générées par la simulation Monte Carlo. Il est calculé en classant les 500 valeurs de l'indicateur financier par ordre croissant. Le 5^e percentile est la moyenne des 25^e et 26^e valeurs classées. De la même manière, le niveau maximum de confiance est le percentile correspondant à un moins la moitié du niveau de risque. En utilisant l'exemple précédent, le niveau maximum de confiance serait le 95^e percentile, obtenu en prenant la moyenne des 475^e et 476^e valeurs classées.

2.4.4 Validation du modèle d'analyse de risque

Une validation du modèle d'analyse de risque a été effectuée pour évaluer la précision des statistiques d'impact, la médiane et les niveaux maximum et minimum de confiance. La validation a aussi permis de vérifier l'effet du nombre d'observations utilisées lors de la simulation Monte Carlo sur la précision des résultats d'impact. La validation a été effectuée



en comparant les résultats statistiques obtenus de RETScreen par rapport à JMP, un logiciel statistique de la compagnie SAS. L'exemple par défaut du modèle pour projets de centrale éolienne a été utilisé lors de ce test.

■ *Effet du nombre d'observations*

Tous les résultats présentés dans l'analyse de risque ont été obtenus par une simulation Monte Carlo générant 500 observations de manière aléatoire. Il est bien connu que plus le nombre d'observations est grand, plus précis seront les évaluations obtenues lors de la simulation. Le désavantage est une augmentation du temps nécessaire pour effectuer les calculs. Pour évaluer l'impact du nombre d'observations utilisées dans la simulation Monte Carlo sur la précision des résultats, les calculs suivants ont été réalisés.

Pour chaque valeur d'indicateur financier calculé, une analyse de régression multiple a été effectuée en utilisant des sous-ensembles des 500 valeurs générées à partir de la simulation Monte Carlo. Les sous-ensembles ont été obtenus en utilisant les 50 dernières observations, les 100 dernières observations et ainsi de suite jusqu'aux 450 dernières observations, en plus de l'ensemble complet des 500 observations. Pour chaque sous-ensemble, les coefficients de la régression linéaire multiple et les erreurs d'évaluations associées ont été utilisés comme paramètres d'entrée pour le logiciel statistique JMP. Les erreurs d'évaluation associées ont alors été standardisées en fonction de leur déviation standard :

$$Z_{p,i} = \frac{(Q_{p,i} - \bar{Q}_p)}{\sigma_p} \quad (47)$$

où $Z_{p,i}$ est l'erreur standardisée pour le paramètre d'entrée p et le sous-ensemble i (p. ex. : le sous-ensemble des 50 dernières observations, des 100 dernières observations, etc.), $Q_{p,i}$ est l'erreur dans l'évaluation du paramètre p pour le sous-ensemble i , \bar{Q}_p est la moyenne de toutes les i valeurs de l'erreur $Q_{p,i}$ et σ_p est la déviation standard de l'ensemble $Q_{p,i}$ pour le paramètre p pour toutes les valeurs de i (p. ex. : 50 observations, 100 observations, etc.).

Les valeurs de $Z_{p,i}$ sont tracées aux **Figures 39, 40 et 41**. Il est à noter qu'avec les erreurs standardisées, une valeur négative ne signifie pas une sous-évaluation; cela signifie plutôt que l'erreur est plus basse que la moyenne. Lorsque le nombre d'observations de la simulation Monte Carlo augmente, l'erreur standardisée des coefficients de régression diminue. La pente de l'erreur standardisée s'aplanit lorsque le nombre d'observations s'approche de 500. Ce patron est plus évident pour la VAN, le TRI et le RI après impôt, que pour l'année de flux monétaire nul.

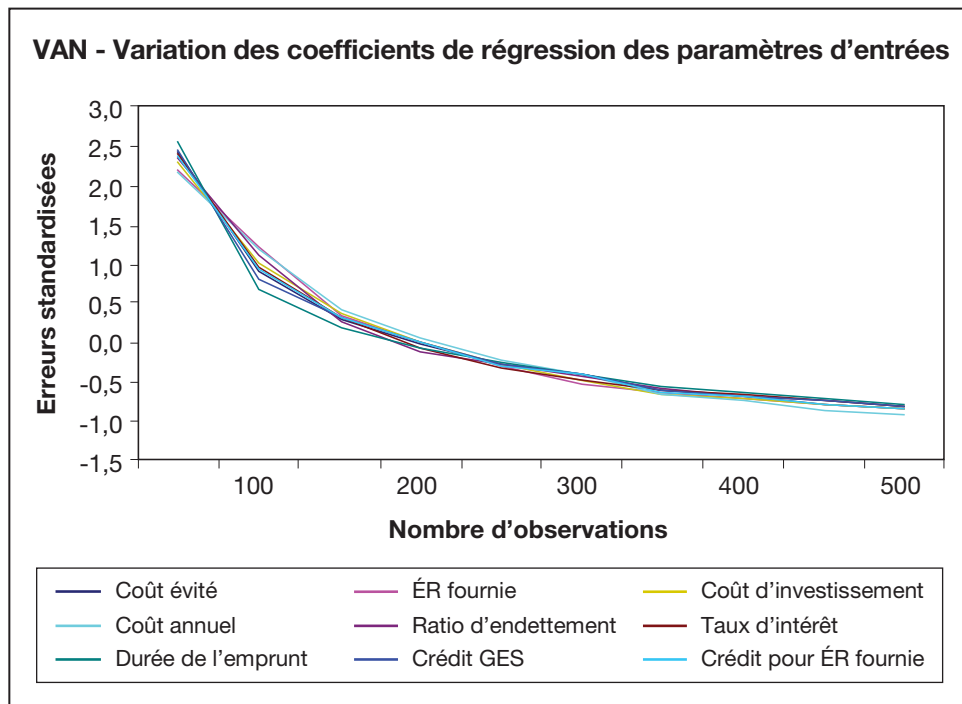


Figure 39 :

Erreur standard de la valeur actualisée nette en fonction du nombre d'observations.

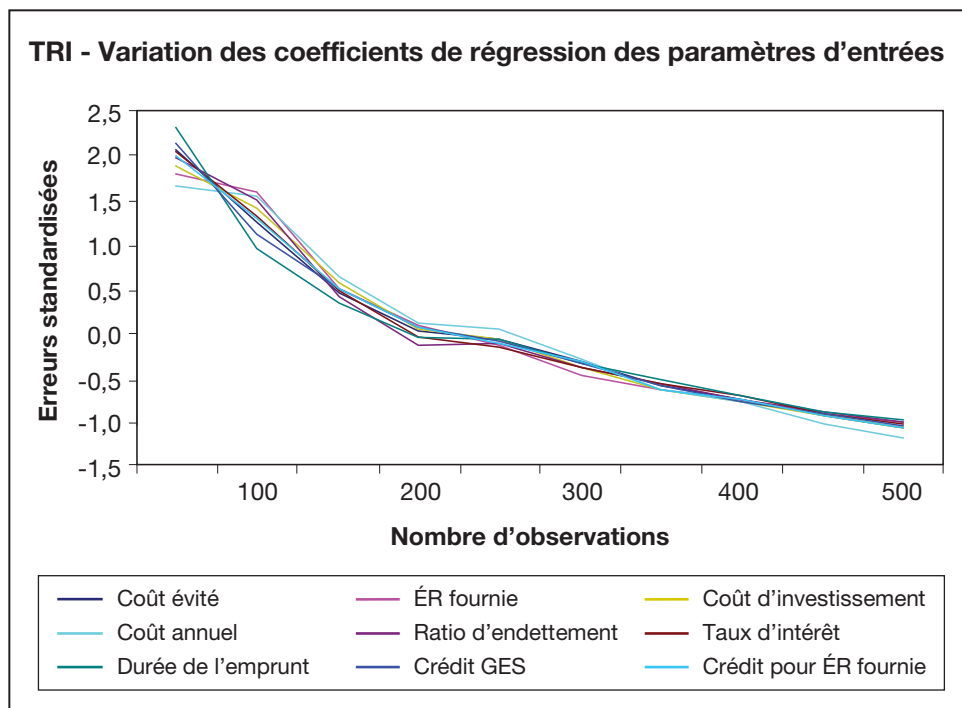


Figure 40 :

Erreur standard du taux de rendement interne en fonction du nombre d'observations.

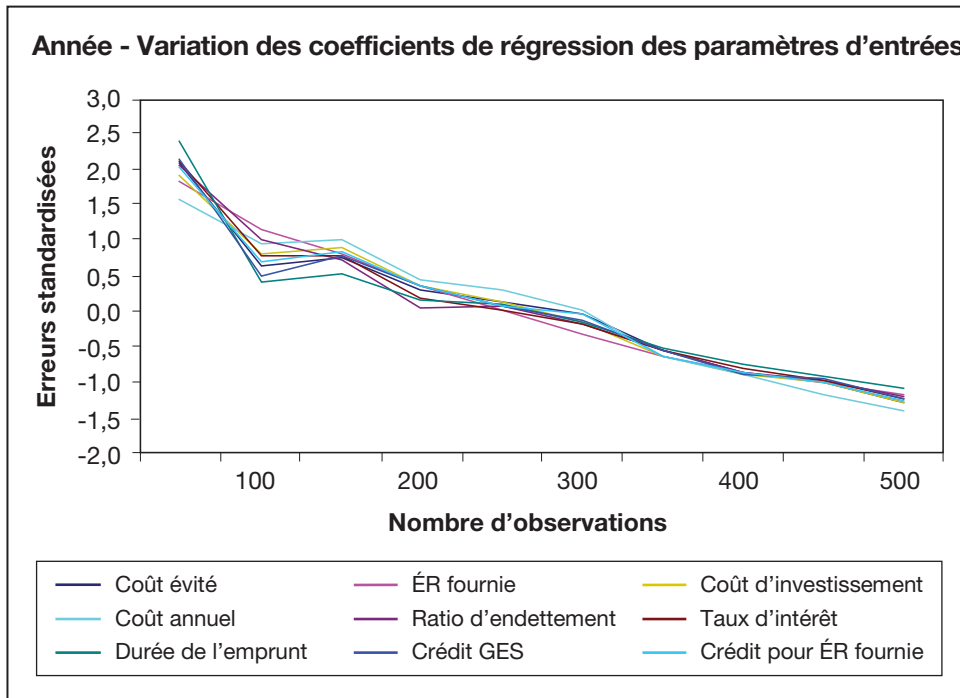


Figure 41 :

Erreur standard de l'année de flux monétaire nul en fonction du nombre d'observations.

■ Précision des résultats statistiques

En utilisant l'étude de cas (les valeurs par défaut du modèle pour projets de centrale éolienne), trois scénarios différents d'analyse de risque ont été générés. La précision dans l'évaluation de l'impact de la médiane et des niveaux maximum et minimum de confiance, a été vérifiée par rapport aux résultats du logiciel statistique JMP. Pour le TRI et le RI après impôt et pour l'année de flux monétaire nul, l'évaluation de la précision à trois décimales près a été réalisée; pour la VAN, cette évaluation a été réalisée à la plus proche valeur entière.

Pour les trois scénarios, les valeurs de RETScreen pour les impacts et les médianes étaient identiques à celles prédites par le logiciel JMP. Les limites maximales et minimales des intervalles de confiance déterminées par le modèle d'analyse de risque RETScreen ne diffèrent pas plus de 0,7 % de celles prédites par JMP (**Tableau 4**). Pour les trois scénarios, le rapport moyen de la différence entre les prédictions des indicateurs financiers par RETScreen et le logiciel JMP est de 0,24 % pour le niveau minimum de confiance et de -0,30 % pour le niveau maximum de confiance.

En moyenne, le modèle RETScreen pour l'analyse de risque donne des minimums à l'intérieur du niveau de confiance plus élevés et des maximums à l'intérieur du niveau de confiance plus faibles résultant en un intervalle de confiance plus étroit que dans le cas du logiciel JMP. La différence moyenne entre RETScreen et JMP

augmente avec l'accroissement de la plage des indicateurs financiers (c.-à-d. la différence entre les valeurs maximums et minimums des 500 calculs de la simulation Monte Carlo). Dans l'ensemble, les différences sont négligeables et illustrent l'efficacité du modèle RETScreen d'analyse de sensibilité et de risque pour les analyses de préfaisabilité.

			Différences moyennes (RETScreen vs JMP)		Ratio des différences moyennes sur la plage des résultats	
			À l'intérieur de niveaux de confiance		À l'intérieur de niveaux de confiance	
	Paramètres financiers d'entrées	Plage de résultats	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Scénario 1	TRI	22,686 %	0,041 %	-0,044 %	0,179 %	-0,193 %
	Année	12,1504	0,0086	-0,0768	0,07 %	-0,632 %
	VAN	23 10 673	48 910	-29 881	0,212 %	-0,129 %
	Moyenne					0,154 %
Scénario 2	TRI	1,813 %	0,009 %	-0,005 %	0,474 %	-0,302 %
	Année	0,7125	0,0008	-0,0019	0,112 %	-0,270 %
	VAN	1 797 879	8 634	-3 685	0,480 %	-0,205 %
	Moyenne					0,355 %
Scénario 3	TRI	123,357 %	0,028 %	-0,490 %	0,023 %	-0,398 %
	Année	-	N/a	N/a	-	-
	VAN	74 231 343	282 884	-201 811	0,381 %	-0,272 %
	Moyenne					0,202 %
Moyenne des scénarios 1, 2 et 3					0,240 %	-0,301 %

Tableau 4 : Comparaison entre RETScreen et JMP à l'intérieur de niveaux de confiance minimums et maximums.

2.5 Sommaire

Ce chapitre d'introduction a expliqué en premier lieu les raisons de l'intérêt croissant envers les technologies d'énergies propres. Il a aussi fait une synthèse de l'opération de ces technologies, de leurs applications et de leurs marchés. Ensuite, l'importance de l'analyse de préfaisabilité au sein du cycle de réalisation d'un projet a été discutée. Enfin, les méthodologies communes à tous les modèles RETScreen de technologies d'énergies propres ont été décrites, notamment : l'utilisation de données climatologiques et de ressources d'énergies renouvelables (c.-à-d. les bases de données météorologiques), le calcul des réductions d'émissions de gaz à effet de serre, l'analyse financière et l'analyse de sensibilité et de risque.



Les technologies d'énergies propres ont reçu une attention plus soutenue au cours des dernières décennies en tant que solution aux changements climatiques, à la demande croissante en énergie, aux coûts élevés en combustible et à la pollution locale. Les technologies commerciales pour la production d'électricité, de chauffage et de climatisation profitent de marchés soutenus avec des possibilités importantes de croissance à travers le monde. Afin de bénéficier de ces technologies, les promoteurs de projets énergétiques et les parties prenantes doivent être capables d'évaluer les coûts sur l'ensemble du cycle de vie d'un projet pour vérifier si ce dernier est réaliste. Dans ce contexte, un investissement minimum de temps et d'efforts permettent de déterminer les options les plus attrayantes financièrement par l'analyse, dès les premières étapes de planification, des différents projets en compétition.

Le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen International facilite la prise de décision et peut être utilisé à travers le monde afin d'évaluer la production d'énergie, les coûts du cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effets de serre pour différents types de technologies d'énergies renouvelables (TÉR) et d'efficacité énergétique. Son utilisation réduit de manière significative le coût et augmente la précision des analyses de préfaisabilité. Il contribue à une prise de décision éclairée avant l'implantation de projets. Finalement, le logiciel RETScreen augmente et améliore l'accès aux technologies d'énergies propres à travers le monde. Il accroît la sensibilisation et les compétences et permet d'identifier les opportunités qui facilitent l'implantation de projets énergétiques qui aide à économiser de l'argent tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre.



RÉFÉRENCES

Al Homoud, M.S., *Variable-Base Heating and Cooling Degree-Day Data for 24 Saudi Arabian Cities*, ASHRAE Transactions, 104-2, 1998.

Alward, R., *Technologies d'énergies renouvelables pour les communautés éloignées : initiative d'identification de projets*, Ressources naturelles Canada, Laboratoire de Recherche en Diversification Énergétique de CANMET (LRDÉC), Varennes, QC, Canada, résumé de l'initiative, 7 pp., 1999.

American Wind Energy Association (AWEA), *Global Wind Power Growth Continues to Strengthen*, 2005.

ASHRAE, *Commercial/Institutional Ground-Source Heat Pump Engineering Manual*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA 30329, États-Unis, 1995.

ASHRAE, *Handbook of Fundamentals, SI Edition*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA 30329, États-Unis, 1997.

Beaumert, K. et Selman, M., *Data Note : Heating and Cooling Degree Days*, World Resources Institute, 2003.

Chandler, W.S., Brown, D.E., Whitlock, C.H., et Stackhouse, P.W., *NASA Climatological Data for Renewable Energy Assessment*, Soumis pour publication à l'ISEC 2003 International Solar Energy Conference, 16-18 Mars 2003, Mauna Kea Resort, HI, États-Unis, 2003.

Danish Wind Industry Association, 2004.

Eliasson, B., *Renewable Energy : Status and Prospects 1998*, Baden-Dättwil, Suisse : ABB Corporate Research, Ltd., 1998.

Environnement Canada, *Canadian Weather Energy and Engineering Data Sets (CWEEDS)*, 1993.

European Commission, *European Network of Energy Agencies ATLAS*, 2005.

European Wind Energy Association (EWEA), *Wind Power Installed In Europe by end of 2003*, 2005.

ESTIF, *A Solar Thermal Strategy : Sun in Action II*, Renewable Energy World, pp. 200-209, juillet-août 2003.

Gipe, P., *The BTM Wind Report : World Market Update*, Renewable Energy World, pp. 66-83, juillet-août 2003.

IEA, *Energy to 2050—Scenarios for a Sustainable Future*, International Energy Agency (IEA), Paris, France, 2003.

IEA Statistics, *Renewables Information*, IEA, Paris, France, 2003.

International Small Hydro Atlas, *Small-Scale Hydro Annex of the International Energy Agency (IEA)'s Implementing Agreement for Hydropower Technologies & Programmes*, 2004.



- IPCC, *IPCC Third Assessment Report—Climate Change 2001 : Summary for Policy Makers*, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Genève, Suisse, 2001.
- Langcake, P., *Getting a Clear View : Strategic Perspectives for Renewable Energy Companies*, Renewable Energy World, pp. 29-37, mars-avril 2003.
- Leng, G., Monarque, A., Graham, S., Higgins, S., et Cleghorn, H., *RETScreen® International : résultats et impacts 1996-2012*, CTEC-Varenes, Ressources naturelles Canada, ISBN 0-662-11903-7, Cat. M39-106/2004F-PDF, 44 pp., 2004.
- Lund, J., *Ground-source Heat Pumps : A World Overview*, Renewable Energy World, pp. 218-227, juillet-août 2003.
- Marine Current Turbines, Bristol, Royaume-Uni, 2005.
- Maycock, P., *Boomer*, PVNews, mai 2004.
- Maycock, P., *PV Market Update*, Renewable Energy World, pp. 84-101, juillet-août 2003.
- Microsoft Online Help and Support, Microsoft, 2005.
- National Aeronautics and Space Administration (NASA), États-Unis, 2005.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, États-Unis, 2005.
- NCDC, *International Surface Weather Observations (ISWO)*, Disponible au National Climatic Data Centre, 151 Patton Ave., Asheville, NC, 28801-5001, États-Unis, 1997.
- Strahler, A.H. et Strahler, A.N., *Modern physical geography*, New York : John Wiley and Sons, 1992.
- Swenson, A., *Energy Consumption by End Use*, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, États-Unis, 1998.
- Thevenard, D.J. et Brunger, A.P., *The Development of Typical Weather Years for International Locations : Part I, Algorithms, and Part II : Production*, ASHRAE Transactions, 108, 2, 376-383 et 480-486, 2002.
- Whitlock, C., Brown, D., Chandler, W., DiPasquale, R., Meloche, N., Leng, G.J., Gupta, S., Wilber, A., Ritchey, N., Carlson, A., Kratz, D., Stackhouse, P., *Release 3 NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set for Renewable Energy Industry Use*, Rise & Shine 2000 – The 26th Annual Conference of the Solar Energy Society of Canada Inc. (SESCI), Halifax, NS, Canada, octobre 21-24, 2000.
- Windpower Monthly News Magazine, *The Windicator*, Windpower Monthly, Janvier 2004.
- World Resources Institute, *Earth Trends : Energy Consumption by Economic Sector*, 2003.





ANNEXE A – ÉQUIPE DE DÉVELOPPEMENT ET DES EXPERTS RETSCREEN

Le savoir-faire technique et la gestion de RETScreen International sont assurés par une équipe principale au CTEC-Varenes. Un large réseau d'experts de l'industrie, du gouvernement et du milieu académique fournit un support technique sur une base contractuelle ou sous forme de tâches partagées. Cette approche garantit à RETScreen l'accès au large éventail d'expertise nécessaire aux tâches spécialisées. L'équipe principale de RETScreen International est présentée dans la **Figure 42**.

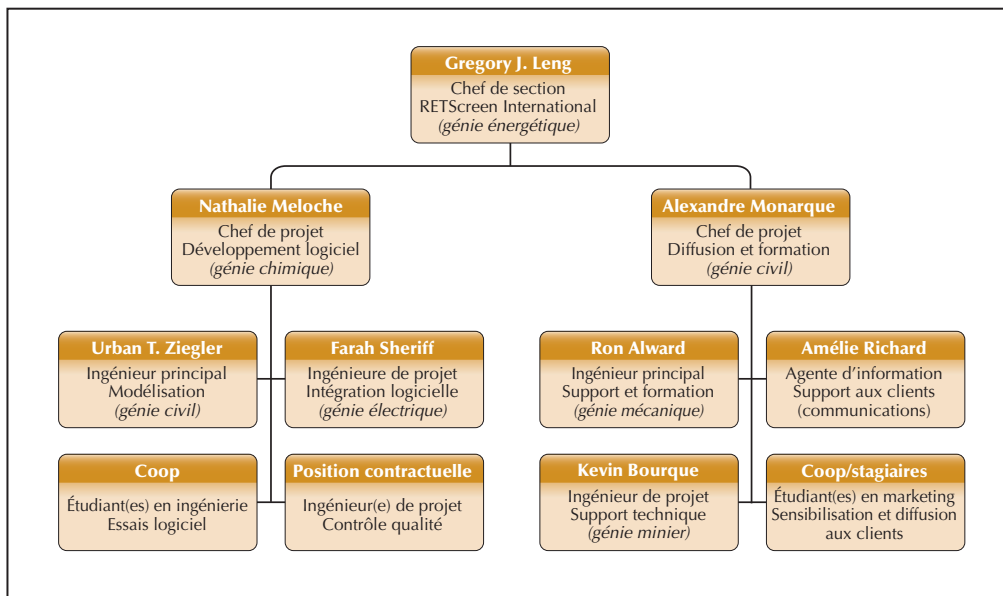


Figure 42 :

Équipe principale de RETScreen International.

Outre l'équipe principale du CTEC-Varenes, plus de 221 personnes ont directement participé au développement de RETScreen International. Au cours d'une année, entre 20 à 50 personnes environ collaborent avec cette équipe principale. Ce sont des professionnels des organisations partenaires de RETScreen, telles que le PNUE, la NASA, la Banque mondiale et d'autres programmes du gouvernement du Canada ainsi que des experts d'autres firmes du secteur privé, incluant GPCo, Enermodal Engineering, Numerical Logics, TN conseil, Ottawa Engineering, Econoler International, IT Power India, Umen, Cybercat et Projet Bleu, pour en nommer quelques-unes.

L'équipe principale et le réseau d'experts incluent des spécialistes en modélisation énergétique qui travaillent au développement des modèles informatiques des technologies, des ingénieurs spécialistes des coûts ayant une solide expérience pratique dans la mise en œuvre de projets, des experts en modélisation des gaz à effet de serre et en scénarios de référence détenant une large expérience en analyse économique et environnementale, ainsi que des professionnels en analyse financière et de risque qui ont une expérience considérable dans l'évaluation et le financement de projets.



Une équipe d'experts est responsable du développement des bases de données météorologiques au sol et satellitaires ainsi que des bases de données de produits. Une autre partie d'entre eux se voit confier la tâche de valider le travail effectué par l'équipe principale et d'effectuer les essais et la mise au point du produit final, ainsi que la réalisation des études de cas, du e-manuel et du matériel de formation.

L'équipe de développement inclut également de nombreuses personnes responsables du parachèvement du logiciel et du développement du site Web, ainsi qu'un groupe dédié à l'aide à la clientèle et à la diffusion.

Finalement, des centaines d'autres personnes fournissent de manière continue des commentaires et des suggestions pour l'amélioration de RETScreen International, tandis qu'un réseau international croissant de formateurs RETScreen dispense de la formation et une aide technique locale aux usagers à travers le monde.

La liste qui suit présente en ordre alphabétique l'équipe de développement et d'experts de RETScreen International :

Richard Adamson
Southern Research Institute

Kim Ah-You
RNCAN/CTEC-Varenes

Gerard Alleng
University of Delaware

Ron Alward
RNCAN/CTEC-Varenes

Tommy Anderson
RNCAN/CTEC-Varenes

Louis Auger
GPCo

Josef Ayoub
RNCAN/CTEC-Varenes

Pierre-Luc Beaupré
Projet Bleu

Vadim Belotserkovsky
GPCo

Kearon J. Bennett
Ottawa Engineering

Jocelyn Benoit
RNCAN/CTEC-Varenes

Jocelyn Bérubé
Graphiscan

S. C. Bhattacharya
Institut asiatique de technologie (IAT)

Mariusz Bogacki
Polish Foundation for Energy Efficiency (FEWE)

Daniel Bolinu
RNCAN/CTEC-Ottawa

Julie Bossé
RNCAN/CTEC-Varenes

Isabelle Bouchard
RNCAN/CTEC-Varenes

Lucie Bourgoin
RNCAN/CTEC-Varenes

Kevin Bourque
RNCAN/CTEC-Varenes

Ron Braaten
RNCAN/CTEC-Ottawa

Rob Brandon
RNCAN/CTEC-Ottawa

Abeku Brew-Hammond
Global Village Energy Partnership (GVEP)

Pascale Brière
Acres International

Carl Brothers
Atlantic Wind Test Site

Ève-Line Brouillard
GPCo

Alexander Brown
RNCAN/CTEC-Varenes

Donald E. Brown, II
Science Applications International Corporation (SAIC)

Douglas Cane
Caneta Research

Martin Carignan
Bezeau Carignan

Stephen Carpenter
Enermodal Engineering





André Chalifour
RNCan/CTEC-Varenes

Jasmin Champagne
RNCan/CTEC-Varenes

Bill Chandler
Science Applications International Corporation (SAIC)

Dominique Chartier
Umen Innovation

Simon Chartrand
RNCan/CTEC-Varenes

Salim Chemanedji
GPCo

William Chen
Canadian Solar Inc. (CSI)

Koshy Cherail
Consultant

John Chin
FVB Energy FVB Energy

Mo Chung
Yeungnam University

Lyn Ciavaglia
RNCan/CTEC-Ottawa

Roland Clarke
Caribbean Renewable Energy Development
Programme (CREDP)

Harry Cleghorn
Cleghorn & Associates

Jean-Philippe Cossette
RNCan/CTEC-Varenes

Rada Craciun
Azitrad RSL

Stephen Daniels
Enermodal Engineering

Barbara Dederko
Consultant

Bengt Degerman
Osterlens Kraft AB

Jaime Agredano Diaz
Instituto de Investigaciones Electricas (IIE)

Lisa Dignard-Bailey
RNCan/CTEC-Varenes

Roberta C. DiPasquale
Science Applications International Corporation (SAIC)

Stephen Dixon
TdS Dixon

Anton Driesse
Queen's University

Éric Dubuc
RNCan/CTEC-Varenes

Christian Dugas
Projet Bleu

Richard Eckman
NASA Langley Research Center

Jason Edworthy
Vision Quest Windelectric

Joergen Fenhann
PNUE-Risøe

André Filion
RNCan/CTEC-Varenes

Guido Flor
Intermic

Kirsi-Maaria Forssell
Motiva

Lionel Fretz
EcoSecurities

Ryoko Fukuhara
Réseaux PNUE-FEM

Benjamin Garant
CyberCat

Shirish Garud
The Energy and Resources Institute (TERI)

Olivier Gaumont
Umen Innovation

Renka Gesing
Cleghorn & Associates

Neila Ghribi
RNCan/CTEC-Varenes

Dionysios Giannakopoulos
National Technical University of Athens

Helene Gichenje
RNCan/CTEC-Varenes

Daniel Giguère
-RNCan/CTEC-Varenes

James Gordon
Consultant

Anil Goyal
India Desein Private Limited

Stephen Graham
SGA Energy

Vasile Grasin
SC ECO-ERG Technologie Service S.R.L

Sandra Greiner
Fonds prototype pour le carbone de la Banque mondiale

François Grenier
Édumicro

Vanessa Grimm
Wuppertal Institute



Martin Hamel
GPCo

Tom Hamlin
PNUE/SWERA

Abdelaziz Hammache
RNCAN/CTEC-Varenes

Skip Hayden
RNCAN/CTEC-Ottawa

Gajanana Hegde
IT Power India

Johannes Heister
Fonds prototype pour le carbone de la Banque mondiale

Gabriel Hernandez
Organisation latino-américaine de l'énergie (OLADE)

Steve Higgins
SGA Energy

William Hinds
Ministère de l'énergie et des services publics
de la Barbade

Hans Hof
Europe's Energy Point

John Hollick
Conserval Engineering

Pierre Hosatte
TN conseil

Sophie Hosatte
RNCAN/CTEC-Varenes

Robin Hugues
TREC North

Seppo Kalevi Hulkkonen
Motiva

Fenny Hum
RNCAN/CTEC-Varenes

Frederick Isaac
Energy & Advanced Control Technologies

Gilles Jean
RNCAN/CTEC-Varenes

Annie Jenkins
RNCAN/CTEC-Varenes

Emmanuel Kakaras
National Technical University of Athens

Tara Chandra Kandpal
Indian Institute of Technology (IIT-Delhi)

Socrates N. Kaplanis
Technological Educational Institute of Patras

Celia Kirlew
NRCAN/DÉRÉ

Harley E. Kelsey
Consultant

Steve Kemp
Enermodal Engineering

Björn Kjellström
Luleå University of Technical

John Kokko
Enermodal Engineering

Kerstin Kramer
Premier Focus Inc.

Amit Kumar
The Energy and Resources Institute (TERI)

Hertsel Labib
NRCAN/DMA

Maxime Lagacé
RNCAN/CTEC-Varenes

Nathalie Lagden
Projet Bleu

Pierre Langlois
Econoler International

Steve Lapp
SGA Energy

Ingvar Larsson
FVB AB

Catherine Lavigne
Umen Innovation

Marius Lavoie
RNCAN/CTEC-Varenes

Franck Lecocq
Fonds prototype pour le carbone de la Banque mondiale

E. J. Lee
Korea Institute of Energy Research (KIER)

Norbert Legros
Édumicro

Gregory J. Leng
RNCAN/CTEC-Varenes

Nadya Levchenko
Consultant

Vladimir Likhachev
Russian Academy of Sciences

Szymon Liszka
Polish Foundation for Energy Efficiency (FEWE)

Baiqi Liu
Groupe Sinordev International

Malcolm Lodge
Atlantic Orient Corporation (AOC)

Carolyn Luce
Solea

Benedict T. Lumby
IT Power India





Per Lundsager
PNUE-Risøe

Bouabdellah Mahmoud
RNCAN/CTEC-Varenes

Jacques Mailhot
SNC-Lavalin

Nana-Osei Mainoo
Kumasi Institute of Technology and Environment (KITE)

Robin Majumdar
RNCAN/CTEC-Varenes

Vladimir Malafeev
Russian Academy of Sciences

Loreti Marco
Consultant

Robert M. Marshall
Arctic Energy Alliance

Sylvain Martel
RNCAN/CTEC-Varenes

Eduardo Antunez de Mayolo Ramis
Consultant

Bruce McCallum
Ensign Consulting

Bernard McNelis
IT Power

Nathalie Meloche
RNCAN/CTEC-Varenes

Svend Erik Mikkelsen
COWI A/S

Swapan Das Modak
Consultant

Alexandre Monarque
RNCAN/CTEC-Varenes

Rick Mosher
Conestoga Rovers Associates

Paritosh Nandi
Jadavpur University

Joop Neinders
Ingenieursbureau ter Horst

Vladimir Nikiforov
Conserval Engineering

Lucie Nolin
RNCAN/CTEC-Varenes

Stéphanie Nour
Econoler International

Matti Nuutila
Finnish District Heating Association (FDHA)

Peter Ostrowski
University of Northern British Columbia (UNBC)

Guy Painchaud
GPCo

Michel Parent
Technosim Consulting Group

S.H. Park
Korea Institute of Energy Research (KIER)

Jean-Michel Parouffe
GPCo

Slawomir Pasierb
Kogen Polska Polski Klub Kogeneracji

Binu Parthan
Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP)

Marcelle Payeur
RNCAN/CTEC-Varenes

Lotte Lykke Pedersen
COWI A/S

Paulo da Silva Filho Pedro
Consultant

Francis Pelletier
GPCo

Samuel Pelletier
CyberCat

Michael Pelton
Enermodal Engineering

Geneviève Perron
Umen Innovation

Julien Poirier
RNCAN/CTEC-Varenes

Florin Pop
Energobit

Stephen Pope
NRCAN/CTEC-Ottawa

Alexander Potter
Consultant

Frédéric Pouyot
GPEKS Constructions

Chuck Price
Dirk and Price Engineering

Mark Radka
PNUE/DTIÉ

Dineka Rayasam
RNCAN/CTEC-Varenes

Beeram Rami Reddi
Consultant

Amélie Richard
RNCAN/CTEC-Varenes

Sonia Ringuette
RNCAN/CTEC-Varenes





Frank Rittner
Réseaux PNUE-FEM

Michael Ross
GPCo

Nicolas Ross
CyberCat

Jimmy Royer
NRCan/REED

Matthew Salked
Taylor Munro Energy Systems

Mario Samson
RNCAN/CTEC-Varenes

Stéphanie Sanchez
RNCAN/CTEC-Varenes

Dominique Sanschagrin
Umen Innovation

Massimiliano Santini
Baxterenergy Engineering

Flavio Santos
Turbec

John P. Scott
RNCAN/CTEC-Varenes

Pippa Sellers
SGA Energy

Mabrouk Sghaier
Société Tunisienne de Gérance de L'Énergie (STGE)

Farah Sheriff
RNCAN/CTEC-Varenes

Reynaldo Sigiliao da Costa
Consultant

Philippe Simard
RNCAN/CTEC-Varenes

Ioana Sipos
Energobit

Bard Skagestad
FVB Energy

Doug Smith
Entropic Energy

Paul Stackhouse
NASA Langley Research Center

John Stephenson
FVB Energy

Benoît St-Germain
RNCAN/CTEC-Varenes

Ian B. Storey
I.B. Storey Professional Energy Solutions

Roberto Sunye
RNCAN/CTEC-Varenes

Jean-Michel Surprenant
RNCAN/CTEC-Varenes

Gunnar Svahn
Tac Strategy

Brian Sykes
Environnement Canada

Jessica Tan
RNCAN/CTEC-Varenes

Didier Thevenard
Levelton Consultants

Joe Thwaites
Taylor Munro Energy Systems

Natalia Tischenko
Consultant

Fukuda Toru
Research Institute for Systems Technology

Michel Tremblay
SNC-Lavalin

William Trower
Consultant

Sébastien Trudel
GPCo

Haruki Tsuchiya
Research Institute for Systems Technology

Dave Turcotte
RNCAN/CTEC-Varenes

Eric Usher
PNUE/DTIÉ

Normand Vallières
TN conseil

Marine Van Hoof
Consultante

Jari Vayrynen
Fonds prototype pour le carbone de la Banque mondiale

Martin Vézina
Projet Bleu

Chris Weyell
Sigma Engineering

Charles H. Whitlock
Science Applications International Corporation (SAIC)

Eric M. Wilson
Consultant

Matthias Wissner
Wuppertal Institute

Ronald G. Wroblewski
Productive Energy Solutions

Hakim Zahar
Econoler International

Khaled Zahar
Consultant

Urban Ziegler
RNCAN/CTEC-Varenes





REMERCIEMENTS

Un grand nombre de personnes ont fourni des informations ou des conseils lors du développement de RETScreen International. Nous présentons d'avance nos excuses à celles qui auraient pu contribuer au développement de cet outil, mais qui par inadvertance ne seraient pas remerciées ici. Les auteurs tiennent aussi à remercier les nombreuses personnes du gouvernement, de l'industrie, du milieu académique et d'organisations non-gouvernementales pour leur assistance.

Plusieurs organisations ont également fait part de leurs commentaires et de leurs suggestions pour l'amélioration de RETScreen International durant les nombreuses étapes de validation et de vérification réalisées depuis 1997. Leur contribution est véritablement appréciée.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE CENTRALE ÉOLIENNE

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75475-1

N° de catalogue : M39-97/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS DE CENTRALE ÉOLIENNE	5
1.1	Description des éoliennes	7
1.2	Marché des centrales éoliennes	8
1.2.1	Applications hors réseau	9
1.2.2	Applications en réseau	9
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CENTRALE ÉOLIENNE	13
2.1	Production énergétique non corrigée	14
2.1.1	Distribution de la vitesse du vent	14
2.1.2	Courbe d'énergie	15
2.1.3	Production énergétique non corrigée	16
2.2	Production énergétique brute	16
2.3	Énergie renouvelable fournie	17
2.3.1	Énergie renouvelable captée	17
2.3.2	Capacité d'absorption et énergie renouvelable fournie	18
2.3.3	Excédent disponible d'énergie renouvelable	19
2.3.4	Rendement spécifique	20
2.3.5	Facteur d'utilisation de la centrale éolienne	20
2.4	Validation	20
2.4.1	Validation du modèle de centrale éolienne par comparaison avec un modèle de simulation horaire	21
2.4.2	Validation du modèle de centrale éolienne par comparaison avec des données monitorées	25
2.5	Sommaire	26
	RÉFÉRENCES	27





CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE CENTRALE ÉOLIENNE

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de centrale éolienne avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE - PROJETS DE CENTRALE ÉOLIENNE¹

Le vent est une source d'énergie cinétique renouvelable qui présente un potentiel considérable dans plusieurs régions du monde. L'énergie que peuvent capter les éoliennes, appelées aussi aérogénérateurs, dépend en grande partie de la vitesse moyenne du vent à l'échelle locale. Les régions où l'on observe le potentiel le plus intéressant sont les côtes, les zones dégagées de l'intérieur ou les rives de plans d'eau. Certaines régions montagneuses présentent également un grand intérêt. Malgré les restrictions géographiques inhérentes au choix de l'emplacement des centrales éoliennes, il existe de nombreux endroits dans la plupart des régions du monde où l'énergie éolienne pourrait satisfaire une grande partie de la demande locale d'électricité (Rangi et coll., 1992).



Figure 1 :

Parc éolien de 39,6 MW raccordé à un réseau central en Espagne.

Crédit photo :

Photo © BONUS Energy A/S

1. Une partie du texte est une traduction tirée de deux rapports produits avec le soutien de CANMET : **Wind Energy Basic Information**, document d'information publié par l'Association canadienne de l'énergie éolienne et Rangi, R., Templin, J., Carpentier, M. et Argue, D., **Canadian Wind Energy Technical and Market Potential**, Direction de la technologie de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement, Énergie, mines et ressources Canada (CANMET), ON, Canada, octobre 1992.



La demande mondiale d'éoliennes connaît une croissance rapide depuis une quinzaine d'années. En 2001 seulement, l'industrie éolienne a accru sa puissance installée de près de 5 500 MW. Selon des estimations, la capacité en énergie éolienne dépasse 24 000 MW à l'échelle mondiale (Wind Power Monthly, 2001). La majorité de la demande découle du souci d'aménager des centrales électriques utilisant des combustibles « moins polluants ». On aménage maintenant des parcs à éoliennes multiples produisant plusieurs mégawatts, comme montré à la **Figure 1**. Au cours des dix dernières années, la puissance typique de génération d'électricité pour une seule éolienne est passée d'environ 100 kW à 1 MW ou davantage, avec certains projets d'énergie éolienne développés au large des côtes, comme montré à la **Figure 2**. La conséquence de ces progrès est que maintenant de grandes centrales éoliennes fournissent de l'électricité dans certaines parties du monde, à un prix concurrentiel à celui de l'énergie produite par les installations conventionnelles (par ex. : les centrales nucléaires et les centrales thermiques au mazout ou au charbon).



Figure 2 :

Éoliennes de 2 MW dans un parc éolien de 40 MW au large des côtes du Danemark.

Crédit photo :

Photo © BONUS Energy A/S

Les éoliennes peuvent aussi être utilisées pour des projets de moins grande envergure. Des installations de taille moyenne sont utilisées sur les réseaux isolés. De plus petites installations hors réseau permettent le pompage de l'eau ou les applications autonomes de recharge de batteries.

La viabilité financière des centrales éoliennes est généralement plus grande dans les régions « venteuses », le potentiel énergétique étant proportionnel au cube de la vitesse du vent.





Toutefois dans la pratique, la production d'énergie est généralement davantage proportionnelle au carré de la vitesse du vent. Cette différence s'explique par les caractéristiques et les rendements aérodynamique, mécanique et électrique de conversion d'énergie des éoliennes. Ainsi, l'énergie que peut produire une éolienne augmente d'environ 20 % pour chaque augmentation de 10 % de la vitesse du vent. Le choix de l'emplacement de la centrale éolienne est un préalable essentiel à la viabilité financière de l'entreprise. Il est important de noter que puisque la perception sensorielle de l'être humain par rapport au vent repose habituellement sur l'observation d'extrêmes météorologiques sur de courtes périodes, comme les tempêtes de vent et les impressions de refroidissement éolien, certains endroits peuvent être considérés à tort comme venteux. Une bonne évaluation de la ressource éolienne est donc un élément essentiel à la réalisation des projets d'aménagement de centrales éoliennes.

1.1 Description des éoliennes

La technologie éolienne est arrivée à maturité au cours des 15 dernières années sous l'effet de la concurrence commerciale mondiale, de la production de masse et des progrès techniques attribuables à la recherche et au développement (R-D). Les inquiétudes quant au coût élevé et au peu de fiabilité des éoliennes s'en sont trouvées grandement réduites. Les coûts des projets de centrale éolienne ont diminués et le taux de disponibilité des machines est maintenant régulièrement supérieur à 97 %. En outre, le facteur d'utilisation (énergie produite par rapport à la capacité annuelle à la puissance nominale) des projets récents est passé de 15 % à 30 % dans les sites avec un bon régime des vents (Rangi et coll., 1992).

Les éoliennes modernes sont automatisées. Les forces aérodynamiques qui entrent en jeu dans leur fonctionnement sont les mêmes que celles qui sont créées par les ailes d'un avion. La plupart des éoliennes sont pourvues d'un anémomètre qui mesure continuellement la vitesse du vent. Lorsque celle-ci est assez élevée pour compenser la friction du rotor, les mécanismes de commande lui permettent de tourner et ainsi de produire une faible puissance. Cette vitesse, appelée vitesse de démarrage, est habituellement d'environ 4 m/s, soit la force d'une brise légère. La puissance produite croît rapidement à mesure que la force du vent augmente. Lorsqu'elle atteint le niveau maximum admissible pour l'éolienne installée, les mécanismes de commande assurent la régulation à la puissance nominale. La vitesse du vent à laquelle une machine fournit sa puissance nominale est appelée vitesse nominale; en général, elle équivaut à environ 15 m/s. Si la vitesse du vent continue à augmenter, le système de commande arrête le rotor pour éviter que des dommages ne soient causés à l'éolienne. Cette vitesse d'arrêt est généralement d'environ 25 m/s.

Voici les principaux composants d'une éolienne moderne :

- un rotor, bipale ou tripale, qui convertit l'énergie du vent en énergie mécanique par l'entraînement de son arbre;
- un multiplicateur (boîte de vitesses), qui relie le rotor au générateur;



- une tour sur laquelle est fixé le rotor et qui est assez élevée pour exploiter les vents plus forts en altitude;
- une fondation solide qui assure la résistance de l'ensemble par grands vents et/ou dans des conditions de givrage (ACÉÉ, 1996); et
- un système qui commande le démarrage et l'arrêt de l'éolienne et surveille son fonctionnement.

La **Figure 3** montre la configuration typique d'une éolienne à axe horizontal. Il existe également des éoliennes à axe vertical, mais ce type de machine n'est pas aussi répandu que celles à axe horizontal dans les récents projets mis en œuvre dans le monde.

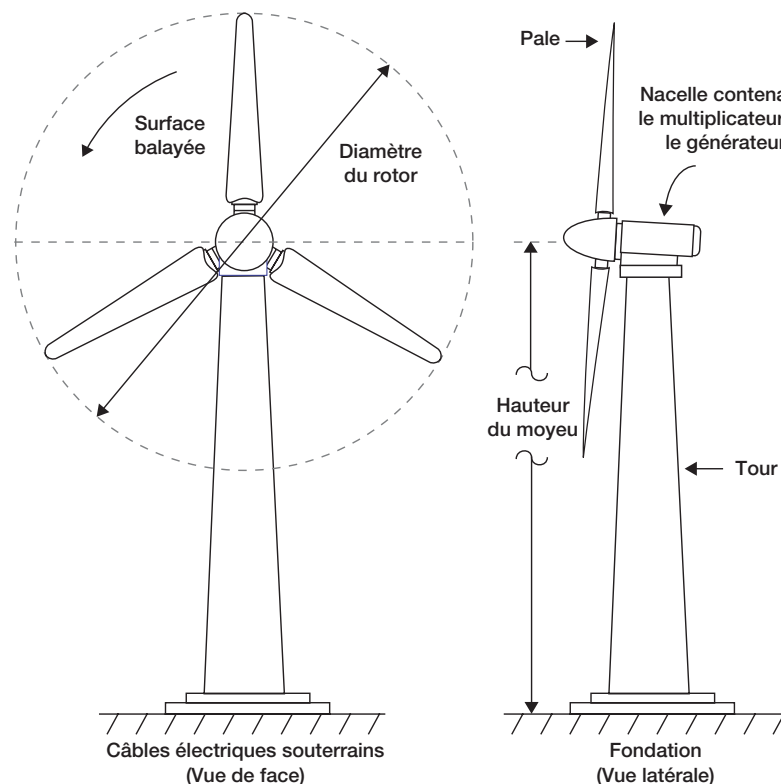


Figure 3 :
Schéma d'une éolienne.

1.2 Marché des centrales éoliennes

Le marché des éoliennes peut être divisé selon l'utilisation finale de la technologie. Celle-ci est couramment exploitée pour des applications hors réseau. Toutefois, ce sont les applications avec raccordement au réseau électrique qui présentent le plus grand potentiel commercial.

1.2.1 Applications hors réseau

Historiquement, c'est dans les endroits isolés, loin d'un réseau électrique et là où les besoins en énergie sont relativement faibles (généralement de moins de 10 kW), que l'énergie éolienne était la plus concurrentielle. Dans ce type d'applications hors réseau, l'énergie du vent est captée par les éoliennes afin de recharger des batteries. L'énergie électrique ainsi emmagasinée permet alors de fournir de l'électricité sur demande (voir **Figure 4**). Le pompage de l'eau, où l'eau peut aussi être emmagasinée en vue d'un usage ultérieur, est par ailleurs une des plus anciennes formes d'exploitation de l'énergie éolienne. Dans les sites isolés hors réseau, l'utilisation d'éoliennes pour la production d'énergie électrique, est très concurrentielle par rapport à l'extension du réseau électrique, aux batteries non rechargeables, aux génératrices à effet Pelletier, à moteur diesel ou à moteur à essence. Les éoliennes sont aussi très concurrentielles dans les applications de pompage de l'eau (Leng et coll., 1996).

1.2.2 Applications en réseau

Les systèmes éoliens raccordés à un réseau électrique transfèrent directement l'énergie produite au réseau. On distingue deux types d'applications :

1. Le réseau isolé, où la puissance installée par éolienne varie en général de 10 kW à 200 kW environ.
2. La centrale éolienne avec raccordement à un réseau central, où la puissance installée par éolienne varie en général de 200 kW à 2 MW.

Le modèle RETScreen® International pour projets de centrale éolienne

Le modèle RETScreen® International pour projets de centrale éolienne permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour des projets de centrale éolienne hors réseau ou raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité, et ce partout à travers le monde. Ces projets vont des vastes parcs composés de plusieurs éoliennes jusqu'aux petites éoliennes individuelles, en passant par les systèmes hybrides éolien-diesel.



Figure 4 :

Éolienne de 10 kW hors réseau au Mexique.

Crédit photo :

Charles Newcomber/NREL Pix

■ **Réseaux isolés**

Dans les régions éloignées, la production d'électricité est généralement coûteuse en raison du prix élevé du transport du carburant diesel. Lorsque la ressource éolienne est suffisante, une petite centrale éolienne peut être installée pour fournir de l'électricité en complément de la centrale diesel. Ces centrales sont désignées normalement sous le nom de systèmes hybrides éolien-diesel. La fonction première de la centrale éolienne est de contribuer à réduire la consommation de carburant diesel. Un système hybride éolien-diesel est montré à la **Figure 5**.



Figure 5 :
Éolienne de 50 kW reliée à un réseau isolé dans l'Arctique.

Crédit photo :
Phil Owens/Nunavut Power Corp.





■ Réseaux centraux

Les applications avec raccordement à un réseau central se répandent de plus en plus. Dans les régions relativement venteuses, les éoliennes sont regroupées pour former des parcs d'éoliennes ayant une capacité totale de plusieurs mégawatts. Habituellement, la superficie occupée par le parc d'éoliennes sert aussi à d'autres fins, comme l'agriculture ou la sylviculture. Par ailleurs, une autre forme répandue d'exploitation de l'énergie éolienne inclut l'installation d'une ou plusieurs grandes éoliennes par des particuliers, des entreprises ou des coopératives.

Un parc d'éoliennes comme celui montré à la **Figure 6**, comprend plusieurs éoliennes (souvent installées en rangs perpendiculaires à la direction des vents dominants), des voies d'accès, des raccordements électriques ainsi qu'un poste de raccordement, un système de surveillance et de commande, et dans les parcs de grande envergure, un bâtiment d'entretien. Pour mener à bien un projet de centrale éolienne, il faut évaluer la ressource éolienne, obtenir toutes les approbations et les permis requis, assurer la conception de l'infrastructure civile, mécanique et électrique, exécuter les travaux d'implantation des éoliennes, acheter l'équipement, puis construire et mettre en service l'installation. La construction comporte plusieurs étapes : préparation du site, aménagement des voies d'accès, coulage des fondations des éoliennes, installation des câbles de raccordement électrique et des transformateurs, érection des éoliennes, du poste de raccordement et du bâtiment d'entretien.



Figure 6 :

Composants d'un parc d'éoliennes aux États-Unis.

Crédit photo :

Warren Gretz/NREL Pix



L'évaluation de la ressource éolienne et l'obtention des approbations nécessaires à l'aménagement d'un parc sont souvent les activités qui prennent le plus de temps dans un projet de centrale éolienne. Elles peuvent prendre jusqu'à quatre ans dans le cas d'un important parc nécessitant une étude d'impact environnemental détaillée. D'ordinaire, les travaux de construction comme tels durent environ un an. La mesure précise de la ressource éolienne à un endroit donné est un des aspects les plus importants de l'exécution d'un projet de centrale, car la ressource éolienne disponible au site projeté peut influencer de manière spectaculaire le coût de production de l'électricité. Dans les cas où l'étude de pré faisabilité indique qu'un projet d'énergie éolienne pourrait être financièrement viable, il est typiquement recommandé qu'un développeur effectue des mesures du vent pendant toute une année à l'emplacement exact de la future centrale (Brothers, 1993; ACÉÉ, 1996; et Lynette et coll., 1992). La **Figure 7** montre l'installation d'un mât météorologique de 40 m au Centre de la technologie de l'énergie de CANMET – Varennes, au Canada.



Figure 7 :
Installation d'un mât météorologique de 40 m.

Crédit photo :
GPCo Inc.

Pour des projets de très petite envergure (par ex. : chargement de batteries hors réseau ou pompage de l'eau), le coût du monitoring éolien peut être supérieur au coût d'achat et d'installation d'une petite éolienne. Dans ce cas, une évaluation détaillée de la ressource éolienne ne serait normalement pas effectuée.

2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CENTRALE ÉOLIENNE

Le modèle RETScreen® International pour projets de centrale éolienne permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour des projets de centrale éolienne raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité, et ce partout à travers le monde. Ces projets vont des vastes parcs composés de plusieurs éoliennes jusqu'aux petites éoliennes individuelles, en passant par les systèmes hybrides éolien-diesel.

Le modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne comporte six feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Caractéristiques des équipements (Équipements)*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier* et *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*.

Les feuilles de calcul *Modèle énergétique* et *Équipements* doivent être remplies en premier, suivi par la feuille *Analyse des coûts* et enfin, par la feuille *Sommaire financier*. Les feuilles *Analyse des GES* et *Sensibilité* sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre (GES) engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Pour aider l'utilisateur à caractériser un système de centrale éolienne avant d'en évaluer les coûts et la performance énergétique, certaines valeurs sont suggérées, comme le « Taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré » pour les projets situés sur des réseaux isolés ou hors réseau. Les valeurs estimées ou suggérées sont basées sur les données entrées par l'utilisateur et peuvent être utilisées en première analyse, même si elles ne sont pas nécessairement des valeurs optimales.

Cette section décrit les différents algorithmes utilisés dans RETScreen pour calculer, sur une base annuelle, la production énergétique de systèmes à énergie éolienne. Un schéma fonctionnel des algorithmes est montré à la **Figure 8**. Les calculs de la courbe d'énergie et de la production énergétique non corrigée sont décrits dans la *section 2.1*. La production énergétique brute, qui tient compte des variations de la pression atmosphérique et de la température, est calculée dans la *section 2.2*. Le calcul de la production d'énergie nette (c.-à-d. qui prend en compte diverses pertes) et de l'énergie renouvelable fournie sont couverts à la *section 2.3*. Une validation du modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne est présentée dans la *section 2.4*.

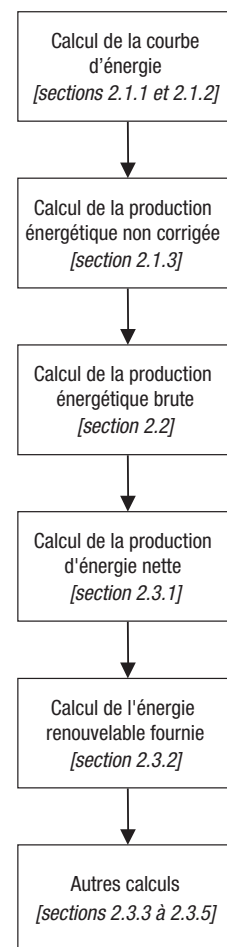


Figure 8 :
Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
pour centrale éolienne.

Les principales limites du modèle sont qu'il ne considère pas pour le moment les projets de centrale éolienne autonome qui nécessitent des accumulateurs électriques (batteries) et qu'il n'a pas encore été validé pour les éoliennes à axe vertical. Aussi, le modèle s'adresse principalement aux applications « à faible taux de pénétration ». Pour les projets éoliens « à taux de pénétration élevé » actuellement mis au point pour le couplage éolien-diesel en réseau isolé, l'utilisateur aura besoin de déterminer avec précision le « taux d'absorption de l'énergie éolienne », ce qui demandera vraisemblablement de plus amples informations. Cependant, ces limitations sont sans conséquence pour la majorité de la capacité éolienne installée dans le monde de nos jours.

2.1 Production énergétique non corrigée

Le modèle calcule la production énergétique non corrigée des installations éoliennes. Il s'agit de l'énergie qu'une ou plusieurs éoliennes produiront dans des conditions standard de température et de pression atmosphérique. Le calcul repose sur la courbe de production énergétique des éoliennes présélectionnées (déterminées dans la feuille de calcul *Équipements*) et sur la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu au site proposé.

2.1.1 Distribution de la vitesse du vent

La distribution de la vitesse du vent, lorsque requise par le modèle (voir *section 2.1.2*), est calculée dans RETScreen comme une fonction de la densité de probabilité de Weibull. Cette distribution est souvent utilisée en génie énergétique éolien, car elle correspond bien à la distribution des vitesses du vent, observée à long terme sur un grand nombre de sites. Dans certains cas, le modèle utilise également la distribution de Rayleigh de la vitesse du vent, qui est un cas particulier de la distribution de Weibull, avec un facteur de forme (décrit ci-dessous) égal à 2.

La fonction de la densité de probabilité de Weibull représente la probabilité $p(x)$ d'avoir une vitesse du vent x pendant l'année, comme le montre l'expression suivante (Hiester et Pennell, 1981) :

$$p(x) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{x}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{C}\right)^k\right] \quad (1)$$

Cette expression est valable pour $k > 1$, $x \geq 0$ et $C > 0$. Le facteur de forme k est spécifié par l'utilisateur. De façon générale le facteur de forme est compris entre 1 et 3. Pour une vitesse moyenne du vent donnée, un faible facteur de forme indique que la distribution des vitesses du vent est relativement large de part et d'autre de la moyenne, alors qu'un facteur de forme élevé indique que la distribution des vitesses du vent est relativement étroite de part et d'autre de la moyenne. Pour une vitesse moyenne du vent donnée, un faible facteur





de forme conduira normalement à une production d'énergie plus élevée. C est le facteur d'échelle, calculé à partir de l'équation suivante (Hiester et Pennell, 1981) :

$$C = \frac{\bar{x}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2)$$

où \bar{x} est la valeur moyenne de la vitesse du vent et Γ est la fonction gamma.

Dans certains cas, le modèle calculera la distribution de la vitesse du vent à partir de la densité de puissance du vent au site plutôt qu'à partir de la vitesse du vent. Les relations entre la densité de puissance du vent DPV et la vitesse moyenne du vent \bar{v} sont :

$$DPV = \sum_{x=0}^{x=25} 0.5 \rho x^3 p(x) \quad (3)$$

$$\bar{v} = \sum_{x=0}^{x=25} x p(x) \quad (4)$$

où ρ est la densité de l'air et $p(x)$ est la probabilité d'avoir une vitesse du vent x pendant l'année.

2.1.2 Courbe d'énergie

La courbe d'énergie permet de déterminer la quantité totale d'énergie produite par une éolienne dans une gamme de vitesses moyennes annuelles du vent. Dans le modèle RETScreen, la courbe d'énergie est établie pour une vitesse moyenne annuelle du vent comprise entre 3 et 15 m/s et est donnée graphiquement dans la feuille de calcul *Équipements*.

L'utilisateur peut spécifier la courbe d'énergie en choisissant les données parmi les options suivantes : *Standard*, *Personnalisée* et *Définie par l'utilisateur*. Pour les courbes d'énergie *Standard* et *Personnalisée*, le modèle utilise la courbe de puissance de l'éolienne entrée par l'utilisateur et la fonction de densité de probabilité de Weibull décrite dans la section 2.1.1. Dans le cas *Définie par l'utilisateur*, ce dernier entre directement les données de la courbe d'énergie.

Dans les cas *Standard* et *Personnalisée*, l'utilisateur établit la courbe de puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent par incréments de 1 m/s, entre 0 m/s et 25 m/s. Chaque point de la courbe d'énergie $E_{\bar{v}}$ est calculé par :



$$E_{\bar{v}} = 8760 \sum_{x=0}^{25} P_x p(x) \quad (5)$$

où \bar{v} est la vitesse moyenne du vent considérée ($\bar{v} = 3, 4, \dots, 15$ m/s), P_x est la puissance fournie par l'éolienne à la vitesse du vent x et $p(x)$ est la fonction de densité de probabilité de Weibull pour la vitesse du vent x , calculée pour une vitesse moyenne du vent \bar{v} .

2.1.3 Production énergétique non corrigée

Le calcul de la production énergétique non corrigée donne l'énergie produite par les éoliennes dans des conditions standards de température et de pression atmosphérique. Son calcul est basé sur une vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu pour le site étudié. À cause du phénomène de cisaillement du vent, la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est habituellement plus élevée que celle mesurée à la hauteur habituelle où sont placés les anémomètres. Le modèle RETScreen utilise la loi suivante pour calculer la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu (Gipe, 1995) :

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (6)$$

où \bar{V} est la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu H , \bar{V}_0 est la vitesse moyenne du vent à la hauteur de l'anémomètre H_0 et α est le coefficient de cisaillement du vent. Les valeurs H , H_0 , \bar{V}_0 et α sont spécifiées par l'utilisateur².

Une fois que la moyenne annuelle de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu \bar{V} est calculée, la production énergétique non corrigée E_U est simplement calculée par interpolation de la courbe d'énergie de la section 2.1.2 pour la valeur de \bar{V} .

2.2 Production énergétique brute

La production énergétique brute est l'énergie annuelle totale produite par le système éolien, avant considération des pertes, à la vitesse du vent, à la pression atmosphérique et aux conditions de température du site étudié. Cette quantité est utilisée dans RETScreen pour déterminer l'énergie renouvelable fournie (section 2.3). La production énergétique brute E_G est calculée par :

2. La même équation est utilisée pour calculer la vitesse du vent à 10 mètres de hauteur, soit avec H égale à 10 m. Cette dernière valeur n'influence pas la procédure de calcul; elle est calculée pour fournir une base de comparaison commune pour des sites auxquels la vitesse du vent a été mesurée à des hauteurs différentes.



$$E_G = E_U c_H c_T \quad (7)$$

où E_U est la production énergétique non corrigée, et c_H et c_T sont des coefficients de correction barométrique et thermique. c_H et c_T sont donnés par :

$$c_H = \frac{P}{P_0} \quad (8)$$

$$c_T = \frac{T_0}{T} \quad (9)$$

où P est la moyenne annuelle de la pression atmosphérique sur le site, P_0 est la pression atmosphérique standard de 101,3 kPa, T est la moyenne annuelle de la température absolue du site et T_0 est la température absolue standard de 288,1 K.

2.3 Énergie renouvelable fournie

Le modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne calcule l'énergie renouvelable fournie au réseau électrique, après prise en compte de diverses pertes. Dans le cas particulier des applications en réseau isolé et hors réseau, la quantité d'énergie éolienne qui peut être absorbée par le réseau ou la charge est aussi prise en compte.

2.3.1 Énergie renouvelable captée

L'énergie renouvelable captée est égale à la quantité d'énergie produite par le système éolien, corrigée en fonction des pertes des équipements :

$$E_C = E_G c_L \quad (10)$$

où E_G est la production d'énergie brute et c_L est le coefficient de pertes, donné par :



$$c_L = (1 - \lambda_a)(1 - \lambda_{s\&i})(1 - \lambda_d)(1 - \lambda_m) \quad (11)$$

où λ_a est le coefficient de pertes par effet de sillage, $\lambda_{s\&i}$ est le coefficient de pertes par encrassement des pales ou résultantes du verglas, λ_d est le coefficient des pertes pour causes d'arrêts et λ_m est un coefficient représentant les pertes diverses. Les coefficients λ_a , $\lambda_{s\&i}$, λ_d et λ_m sont spécifiés par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

2.3.2 Capacité d'absorption et énergie renouvelable fournie

Le modèle calcule l'énergie éolienne fournie E_D par :

$$E_D = E_C \mu \quad (12)$$

où E_C est l'énergie renouvelable captée (voir équation 10) et μ est le taux d'absorption de l'énergie éolienne.

Le taux d'absorption de l'énergie éolienne est le pourcentage de l'énergie captée que le réseau isolé ou le système hors réseau peuvent absorber. Pour les applications raccordées à un réseau central, ce taux est toujours égal à 100 % car on estime que le réseau est assez gros pour absorber toute l'énergie produite par le projet de centrale éolienne. Pour les applications en réseau isolé et hors réseau, la valeur du taux d'absorption est entrée par l'utilisateur.

Dans le cas des applications en réseau isolé et hors réseau, le modèle calcule un *taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré*. Celui-ci est trouvé par interpolation des valeurs du **Tableau 1**, où le *taux de pénétration éolien* (TPE) est défini par :

$$TPE = \frac{P_{\acute{e}ol}}{PP} 100 \quad (13)$$

où $P_{\acute{e}ol}$ est la puissance éolienne installée et PP est la charge de pointe, ces deux valeurs étant spécifiées par l'utilisateur. $P_{\acute{e}ol}$ est obtenue en multipliant le nombre d'éoliennes par leur capacité (puissance) nominale.



Vitesse moyenne du vent (m/s)	Taux de pénétration éolien (TPE)			
	0 %	10 %	20 %	30 %
0	100 %	100 %	100 %	100 %
4,9	100 %	98 %	96 %	93 %
5,6	100 %	98 %	94 %	90 %
6,3	100 %	98 %	93 %	87 %
6,9	100 %	97 %	92 %	84 %
8,3	100 %	96 %	90 %	82 %

Tableau 1 : Taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré pour les applications en réseau isolé et hors réseau.

Comme on peut le voir dans le **Tableau 1**, le taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré varie en fonction de la vitesse du vent et du taux de pénétration éolien. Il est calculé pour la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Les valeurs du **Tableau 1** sont issues de simulations faites pour établir la quantité d'énergie éolienne fournie à partir de centrales qui seraient installées dans des communautés éloignées (c.-à-d. en réseau isolé et hors réseau). Les simulations considèrent des combinaisons de différents régimes de vent, profils de charge et courbes de puissance d'équipements. Les résultats détaillés peuvent être trouvés dans le manuel de Rangl et coll. (1992).

Le modèle RETScreen suggère des valeurs de taux d'absorption de l'énergie éolienne seulement pour des taux de pénétration éoliens inférieurs à 25 %. Cependant, si le taux de pénétration éolien est supérieur à 3 % et la vitesse du vent à la hauteur du moyeu est de 8,3 m/s ou plus, le modèle ne suggère pas de valeur. Dans ces conditions, le taux d'absorption de l'énergie éolienne variera grandement en fonction de la configuration du système et des stratégies de contrôle adoptées.

2.3.3 Excédent disponible d'énergie renouvelable

L'excédent disponible d'énergie renouvelable E_X est simplement la différence entre l'énergie captée E_C et l'énergie éolienne fournie E_D :

$$E_X = E_C - E_D \quad (14)$$



2.3.4 Rendement spécifique

Le rendement spécifique Y est obtenu en divisant l'énergie renouvelable captée E_C par la surface balayée par l'hélice de l'éolienne :

$$Y = \frac{E_C}{NA} \quad (15)$$

où N est le nombre d'éoliennes et A est la surface balayée par l'hélice d'une éolienne.

2.3.5 Facteur d'utilisation de la centrale éolienne

Le facteur d'utilisation de la centrale éolienne FPI est égal à la puissance moyenne produite par l'installation sur une année, divisé par sa puissance nominale. Il est calculé par la formule suivante (Li et Priddy, 1985) :

$$FPI = \left(\frac{E_C}{P_{éol} h_y} \right) 100 \quad (16)$$

où E_C est l'énergie renouvelable captée exprimée en kWh, $P_{éol}$ est la puissance installée de la centrale éolienne exprimée en kW et h_y est le nombre d'heures dans une année.

2.4 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, aux tests et à la validation du modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne. Ceux-ci incluent des experts en modélisation éolienne, des ingénieurs experts en coûts, des spécialistes en modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente deux exemples de validations effectuées. Premièrement, les prédictions du modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne ont été comparées aux résultats d'un programme de simulation horaire. Deuxièmement, les prédictions du modèle ont été comparées à des données annuelles mesurées sur le site d'un projet réel de centrale éolienne.



2.4.1 Validation du modèle de centrale éolienne par comparaison avec un modèle de simulation horaire

Dans cette section, les prévisions du modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne sont comparées avec celles d'un modèle horaire. Le modèle horaire HOMER utilisé est un modèle d'optimisation pour la conception de systèmes d'alimentation électrique autonomes (NREL, 2001). Il utilise des simulations horaires pour optimiser la conception de systèmes d'alimentation hybrides et peut modéliser des combinaisons de plusieurs systèmes notamment éolien, photovoltaïque, groupe électrogène diesel et batterie d'accumulateurs. La présente validation n'utilise pas les capacités d'optimisation d'HOMER; le programme est utilisé seulement comme un outil de simulation. Deux configurations ont été testées : un petit parc éolien connecté à un réseau isolé et un grand parc éolien connecté à un réseau central.

■ Petit parc d'éoliennes

La configuration du système utilisé pour ce test est basée sur un cas réel d'éoliennes à Kotzebue en Alaska, une petite communauté côtière à environ 50 km au nord du cercle polaire arctique (CADDET, 2001). Le système de 10 éoliennes totalisant une puissance nominale de 500 kW, est financé conjointement par l'US Department of Energy (DOE), l'Electric Power Research Institute (EPRI) et l'Alaska Energy Authority – Alaska Industrial Development Export Authority (AEA/AIDEA). Le projet éolien est conçu pour un petit réseau local alimentant une population de 3 500 personnes et pour fournir 6 % de la demande totale d'énergie électrique de la ville. La configuration du projet éolien est présentée dans le **Tableau 2**.

Éoliennes	Atlantic Orient Corporation AOC 15/50
Nombre d'éoliennes	10
Diamètre du rotor	15 m
Surface balayée	177 m ²
Hauteur du moyeu	24 m
Type de réseau	Réseau local isolé
Charge de pointe du réseau local	3,6 MW

Tableau 2 : Configuration du système éolien de Kotzebue.

La courbe de puissance de l'éolienne AOC 15/50 est donnée à la **Figure 9**. Les mêmes valeurs ont été utilisées dans les deux logiciels.

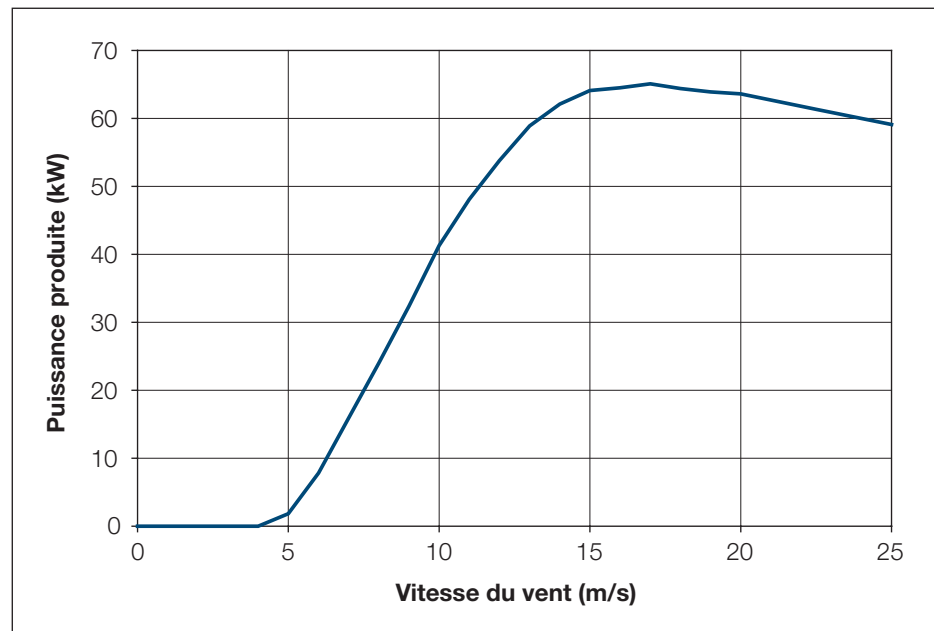


Figure 9 :
 Courbe de puissance de l'éolienne AOC 15/50.

Pour les données météorologiques, la base de données intégrée à RETScreen a été utilisée pour les valeurs de Kotzebue/Wien, en Alaska. RETScreen et HOMER diffèrent au niveau du type de vitesses du vent qu'ils utilisent. HOMER utilise des valeurs mensuelles (voir **Tableau 3**) et estime stochastiquement des valeurs horaires à partir d'elles. Pour sa part, RETScreen nécessite simplement la valeur moyenne annuelle pour la vitesse du vent, laquelle est égale à 5,8 m/s (toutes les valeurs de vitesse du vent ont été mesurées à une hauteur de 9,4 m). Dans les deux modèles, la distribution de la vitesse du vent de Weibull a été utilisée avec un facteur de forme de 2,0. La moyenne annuelle de la pression atmosphérique est de 101,1 kPa et la moyenne annuelle de la température est de -6°C .

RETScreen requiert un exposant exprimant le cisaillement du vent pour calculer automatiquement la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Un coefficient de cisaillement du vent de 0,14 a été utilisé, donnant ainsi une vitesse du vent de 6,6 m/s. Avec HOMER, le facteur d'échelle de la vitesse du vent doit être entré manuellement. Le facteur utilisé a été fixé à 6,6/5,8 ou 1,138 de manière à ce que les deux programmes, RETScreen et HOMER, utilisent la même vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu (6,6 m/s).



Mois	Vitesse moyenne du vent (m/s)
janv.	6,5
févr.	5,5
mars	5,3
avr.	5,4
mai	5,1
juin	5,6
juill.	5,7
août	5,8
sept.	6,1
oct.	6,2
nov.	6,7
déc.	6,0
Moyenne annuelle	5,8

Tableau 3 :

Vitesses moyennes
du vent à Kotzebue,
Alaska.

La comparaison entre HOMER et RETScreen demande d'exercer un certain jugement puisque les deux programmes n'ont pas nécessairement besoin des mêmes données d'entrées ou ne prennent pas forcément en compte les mêmes phénomènes physiques. À bien des égards, RETScreen tend à être plus minutieux dans sa description du système. Par exemple, RETScreen calcule automatiquement les coefficients de corrections barométrique et thermique. Dans HOMER, ces valeurs doivent être entrées manuellement sous forme d'un facteur d'échelle appliqué à la courbe de puissance. De la même manière, RETScreen permet à l'utilisateur de préciser les pertes par effet de sillage, les pertes par encrassement des pales et résultantes du verglas, les pertes pour causes d'arrêts et les pertes diverses; celles-ci n'ont pas leur équivalent dans HOMER. Finalement, RETScreen permet à l'utilisateur de préciser le taux d'absorption de l'énergie éolienne, alors qu'il n'y a pas d'équivalent dans HOMER. Pour cette raison, la comparaison sera plus significative si la *production énergétique non corrigée* calculée par RETScreen est utilisée plutôt que l'*énergie renouvelable fournie*.

Le **Tableau 4** compare les productions d'énergie annuelles prévues par RETScreen et HOMER. Comme on peut le voir, l'accord entre les deux logiciels est excellent. La *section 2.4.2* montre que l'accord avec des données expérimentales est aussi acceptable en ce qui concerne l'énergie renouvelable effectivement fournie, c'est-à-dire quand la production d'énergie est corrigée en fonction des pertes du système et des effets de la température et de la pression atmosphérique.

RETScreen Production énergétique non corrigée (MWh)	HOMER Production énergétique totale (MWh)	Différence
1 532	1 515	+1,12 %

Tableau 4 : Comparaison des productions annuelles d'énergie pour un petit parc d'éoliennes.

■ **Grande centrale éolienne**

La configuration du second test de validation est un grand parc éolien relié à un réseau central. Les caractéristiques principales du système sont les suivantes :

- 76 éoliennes Vestas V47-600 kW (hauteur du moyeu 55 m, diamètre 47 m).
- Vitesse moyenne annuelle du vent : 8,1 m/s.
- Température moyenne annuelle : 12 °C.
- Altitude du site : 250 m; pression atmosphérique moyenne annuelle : 98,4 kPa.
- Distribution de la vitesse du vent : Weibull, facteur de forme : 1,8.
- Coefficient de cisaillement du vent : 0,14.

La courbe de puissance de l'éolienne Vestas V47-600kW est donné à la **Figure 10**. Les mêmes valeurs ont été utilisées dans les deux logiciels.

Selon RETScreen, la vitesse moyenne du vent à la hauteur du moyeu est égale à 10,3 m/s. Comme dans le cas du petit parc éolien, le facteur d'échelle de la vitesse du vent est égal à $10,3/8,1$ ou 1,272 et doit être entré manuellement dans HOMER afin que les deux logiciels utilisent la même moyenne pour la vitesse du vent à la hauteur du moyeu.

Comme précédemment, la valeur de la *production énergétique non corrigée* calculée par RETScreen a été utilisée, plutôt que l'*énergie renouvelable fournie*, pour faciliter la comparaison avec HOMER. Cette comparaison est analysée dans le **Tableau 5**. Une fois de plus, l'accord entre les deux logiciels est excellent.

RETScreen Production énergétique non corrigée (GWh)	HOMER Production énergétique totale (GWh)	Différence
258,2	265,2	-2,64 %

Tableau 5 : Comparaison pour la production d'énergie annuelle – grande centrale éolienne.



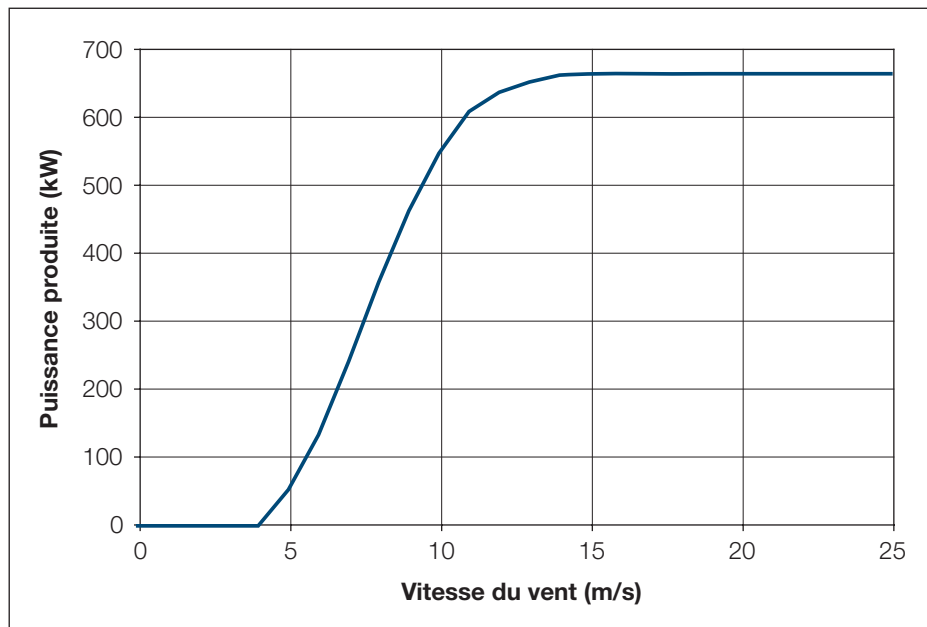


Figure 10 :

Courbe de puissance de l'éolienne Vestas V47-600kW.

2.4.2 Validation du modèle de centrale éolienne par comparaison avec des données monitorées

Des données expérimentales annuelles ont été publiées pour le système décrit dans la section 2.4.1. Cela rend possible une validation expérimentale limitée du modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne.

Le système de 10 éoliennes a été installé en plusieurs phases. La production d'électricité des éoliennes 1 à 3 était disponible pour les années 1998 et 1999; pour les éoliennes 4 à 10, les données pour une année de production étaient disponibles de juillet 1999 à juin 2000. Ces données de production d'électricité sont disponibles dans le rapport CADDET (2001). Bergey (2000) présente aussi le rendement du système pour les 10 éoliennes. Une restriction doit être associée cependant à l'utilisation de ces données à l'effet qu'il n'est pas rare que la production d'un projet éolien ne soit pas représentative durant ses premières années d'existence suite à des « problèmes de jeunesse » et des besoins de réglages. Ceci est particulièrement vrai pour les applications uniques et doit être considéré dans l'interprétation de la comparaison qui suit.

Les vitesses expérimentales du vent présentées dans le **Tableau 6**, ont été entrées dans RETScreen. En l'absence d'information additionnelle, les estimations conservatrices suivantes ont été utilisées : taux d'absorption de l'énergie éolienne de 95 %, pertes par effet de sillage de 3 %, pertes par encrassement des pales et résultantes du verglas de 5 % et pertes diverses de 5 %. Les « autres pertes et causes d'arrêts » sont difficiles à estimer. Selon CADDET (2001), les éoliennes ont été disponibles 96 % du temps. Cependant, cette estimation exclut tous les arrêts effectués pour l'entretien planifié et les pannes du réseau,

qui doivent être incluses dans les données utilisées par RETScreen. Le paramètre « autres pertes et causes d'arrêts » a été estimé à environ 10 %, ce qui est probablement encore trop faible en regard des conditions difficiles auxquelles le système a été soumis et compte-tenu du fait que le système était encore en période de « rodage ».

Le **Tableau 6** résume les prévisions de RETScreen par comparaison à la production réelle d'énergie. RETScreen prédit raisonnablement la production annuelle d'électricité, excepté en 1999 où la production d'énergie du système monitoré semble avoir été en deçà des attentes. Par exemple, en comparant la production des éoliennes 1 à 3 en 1998 et en 1999, il apparaît que les 3 éoliennes produisaient 23 % moins d'énergie en 1999 alors que la vitesse moyenne du vent était supérieure de 10 % à celle de 1998. De même, la production moyenne par éolienne pour une vitesse du vent de 5,4 m/s était de 69,5 MWh en 1999 d'après CADDET (2001) alors qu'elle était de 117,0 MWh (soit 68 % de plus) en 1999/2000 pour une même vitesse moyenne du vent de 5,4 m/s selon Bergey (2000). Ces discordances font probablement suite aux problèmes expérimentaux des premières années d'opération du système éolien installé et devraient être résolues par la suite. La comparaison des prévisions de RETScreen avec les données expérimentales est toutefois acceptable et ainsi, en tenant compte de la comparaison modèle-à-modèle de la *section 2.4.1*, la validité de RETScreen est confirmée pour des projets de centrale éolienne qui en sont au stade de préfaisabilité.

Période	Éoliennes	Vitesse moyenne du vent (m/s)	Prévisions de RETScreen (MWh)	Production réelle d'électricité (MWh)	Différence (%)
1998*	1 à 3	4,9	250	270,9	-8 %
1999*	1 à 3	5,4	317	208,6	+52 %
juillet 1999-juin 2000*	4 à 10	5,1	646	546,9	+18 %
1999-2000**	1 à 10	5,4	1 057	~ 1 170	-10 %

* d'après CADDET (2001). ** d'après Bergey (2000).

Tableau 6 : Comparaison des prévisions de RETScreen avec les données réelles de Kotzebue, AK.

2.5 Sommaire

Dans cette section les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne ont été expliqués en détail. Le modèle utilise une courbe de puissance spécifiée par l'utilisateur et la fonction de distribution de probabilité des vitesses du vent de Weibull pour calculer la courbe d'énergie de l'éolienne. La production énergétique est alors ajustée en fonction des effets de la température et de la pression atmosphérique, ainsi qu'en fonction de diverses pertes précisées par l'utilisateur. Dans le cas des applications en réseau isolé et hors réseau, le calcul de l'énergie éolienne fournie tient compte du taux d'absorption de l'énergie éolienne. La comparaison des prévisions du modèle RETScreen avec les résultats d'un programme de simulation horaire et de données monitorées montre que la précision du modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne est excellente pour la préparation d'études de préfaisabilité, en particulier si l'on considère que RETScreen ne requiert qu'une seule donnée de vitesse du vent contre 8 760 données pour la plupart des modèles de simulation horaire.



RÉFÉRENCES

- Association canadienne de l'énergie éolienne (ACÉÉ), *Wind Energy Basic Information*, document de référence publié avec l'appui de CANMET, 1996.
- Bergey, M., *Small Wind Systems For Rural Energy Supply*, Village Power 2000, Washington, DC, USA, 2000.
- Brothers, C., *Wind Generation Systems for Remote Communities - Market Assessment and Guidelines for Wind Turbines Selection*, Association canadienne de l'électricité, projet n° 9123 G 880, 1993.
- CADDET, *Technical Bulletin No. 143*, 2001.
- Conover, K., *Wind Energy Financial Due Diligence*, R. Lynette & Associates, présenté au séminaire Opportunities for Finance and Investment in Wind Energy, 1994.
- Elliot, D. et coll., *Wind Energy Resource Atlas of the United States*, SERI, 1986.
- Gipe, P., *Wind Energy Comes of Age*, John Wiley & Sons, Inc., New York, NY, USA, 1995.
- Hiester, T.R. and Pennell, W.T., *The Siting Handbook for Large Wind Energy Systems*, WindBooks, New York, NY, USA, 1981.
- Le Gourières, D., *Wind Power Plants: Theory and Design*, Pergamon Press, 1982.
- Leng, G., Dignard-Bailey, L., Bragagnolo, J., Tamizhmani, G. and Usher, E., *Overview of the Worldwide Photovoltaic Industry*, rapport n° 96-41-A1 (TR), Laboratoire de recherche en diversification énergétique de CANMET, Ressources naturelles Canada, Varennes, QC, Canada, J3X 1S6, 1996.
- Li, K.W. and Priddy, A.P., *Power Plant System Design*, John Wiley & Sons Inc., New York, NY, USA, 1985.
- Lynette, R. and Ass., *Technical and Economic Potential for Wind Energy Development in Ontario*, préparé pour l'Independent Power Producers' Society of Ontario, 1992.
- NREL, *HOMER, The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*, disponible au National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401-3393, USA, 2001.
- Rangi, R., Templin, J., Carpentier, M. and Argue, D., *Canadian Wind Energy Technical and Market Potential*, DTEER, Énergie, mines et ressources Canada, 1992.
- Reid, R., *Application de l'éolien aux réseaux non-reliés*, Hydro-Québec, Congrès de l'ACFAS, Montréal, QC, Canada, 1996.
- SunMedia GmbH, *Wind Turbine Market: Types, Technical Characteristics, Prices*, 1999.
- Vesterdal, J., *The Potential of Wind Farms*, ELSAM, 1992.





WECTEC, *Évaluation du potentiel éolien du Québec*, rapport préparé pour le Ministère des Ressources naturelles du Québec, 1996.

Wind Power Monthly, *The Windicator-Operational Wind Power Capacity Worldwide*, 2001.

Winkra-Recom, *Wind Turbine Market - Types, Technical Characteristics, Prices*, 1995/96.

Zond, *Wind Power Economics*, séminaire Opportunities for Finance and Investment in Wind Energy, 1994.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75476-X

N° de catalogue : M39-98/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE	5
1.1	Description des petites centrales hydroélectriques	6
1.1.1	Ouvrages de génie civil	6
1.1.2	Équipements électriques et mécaniques	8
1.2	Développement d'un projet de petite centrale hydroélectrique	10
1.2.1	Types de petites centrales hydroélectriques	11
1.2.2	Étapes d'ingénierie d'un projet hydroélectrique	13
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE	15
2.1	Hydrologie	18
2.1.1	Courbe des débits classés	18
2.1.2	Débit disponible	19
2.1.3	Débit garanti	19
2.2	Charge	20
2.2.1	Demande énergétique	21
2.2.2	Facteur de charge moyen	21
2.3	Production d'énergie	21
2.3.1	Courbe de rendement de la turbine	22
2.3.2	Puissance disponible en fonction du débit	23
2.3.3	Puissance installée	24
2.3.4	Courbe de puissance classée	25
2.3.5	Énergie renouvelable disponible	26
2.3.6	Énergie renouvelable fournie - réseau central	26
2.3.7	Énergie renouvelable fournie - réseau isolé et hors réseau	26
2.3.8	Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique	28
2.3.9	Excédent disponible d'énergie renouvelable	28
2.4	Calcul du coût d'un projet	30
2.5	Validation	30
2.5.1	Rendement de turbine	30
2.5.2	Puissance installée et énergie renouvelable fournie annuellement	33
2.5.3	Évaluation des coûts d'un projet	34
2.6	Sommaire	36
	RÉFÉRENCES	37





CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de petite centrale hydroélectrique avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE – PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE¹

L'hydroélectricité est l'une des formes d'énergie renouvelable ayant atteint le plus de maturité, fournissant plus de 19 % de la consommation électrique mondiale, aussi bien avec de grandes centrales que des petites. Des pays tels que le Brésil, les États-Unis, le Canada et la Norvège produisent de grandes quantités d'électricité avec de très grandes installations hydroélectriques. Cependant, il y a aussi de nombreuses régions du monde où de petites centrales hydroélectriques sont en service, telles que celle montrée à la **Figure 1**. En Chine par exemple, plus de 19 000 MW d'électricité sont produit par 43 000 petites centrales hydroélectriques.



Figure 1 :

*Petite centrale hydroélectrique
de 2,6 MW au Canada.*

Crédit photo :
SNC-Lavalin

1. Une partie du texte de cette section est une traduction de la référence suivante : Bennett, K., **Small Hydro in Canada: An Overview**, préparé pour Industrie, science et technologie Canada, Programmes économiques des autochtones, 1990.



Il n'existe pas de définition universelle du terme « petite centrale hydroélectrique ». Selon les définitions locales, ce terme peut couvrir des capacités nominales de quelques kilowatts à 50 mégawatts ou plus. Dans la majorité des pays, il s'applique en général à des projets de 1 à 50 MW. Quelquefois, les projets de la tranche de 100 kW à 1 MW sont appelés « mini-centrales » et les projets de moins de 100 kW, « micro-centrales ». Toutefois, la puissance installée n'est pas toujours un bon indicateur de la taille d'un projet. Une « petite » centrale hydroélectrique à basse chute de 20 MW est loin d'être petite, car en général les projets à basse chute ont besoin d'un volume d'eau beaucoup plus important et de plus grosses turbines que les projets à haute chute.

1.1 Description des petites centrales hydroélectriques

On distingue deux importants types de travaux pour la réalisation d'une petite centrale hydroélectrique : les ouvrages de génie civil et les équipements électriques et mécaniques. La **Figure 2** ci-dessous illustre schématiquement une petite centrale hydroélectrique typique.

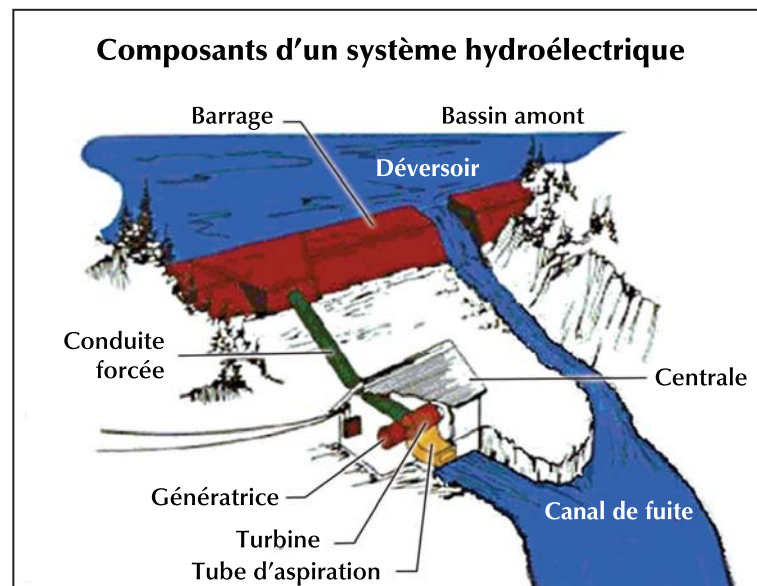


Figure 2 :
Schéma d'un projet
de petite centrale
hydroélectrique.

1.1.1 Ouvrages de génie civil

Les principaux ouvrages de génie civil d'une petite centrale hydroélectrique sont le barrage de dérivation, les conduites d'eau et la centrale, comme montré à la **Figure 3**. Le barrage de dérivation dirige l'eau dans un canal, un tunnel, une conduite forcée ou une entrée de turbine. L'eau passe ensuite dans la turbine qu'elle fait tourner avec suffisamment de force pour créer de l'électricité dans une génératrice, après quoi elle retourne à la rivière via un canal de fuite. D'ordinaire, les petites centrales hydroélectriques construites pour alimenter une région isolée sont des installations au fil de l'eau, ce qui signifie que l'eau n'est pas stockée dans un réservoir et qu'elle est utilisée que lorsqu'elle est disponible. Le coût de gros barrages de retenue avec réservoir n'est normalement pas justifié pour les petits projets hydroélectriques et par conséquent, un simple barrage de dérivation de faible hauteur est



utilisé. Ces ouvrages peuvent être en béton, en bois, en maçonnerie ou en une combinaison de ces matériaux. Des efforts importants continuent d'être déployés afin de diminuer le coût des barrages des petites centrales hydroélectriques puisque souvent les coûts des travaux de génie civil peuvent à eux seuls rendre le projet financièrement non viable.



Figure 3 :

Ouvrages de génie civil pour une mini-centrale hydroélectrique de 700 kW.

Crédit photo :

Ottawa Engineering

Les conduites d'eau d'une petite centrale hydroélectrique sont les suivantes :

- Une entrée d'eau munie d'une grille crapaudine, une vanne et une entrée alimentant un canal, une conduite forcée ou directement la turbine selon le type de centrale. L'entrée est généralement en béton armé, la grille en acier et la vanne, en bois ou en acier.
- Un canal, un tunnel et/ou une conduite forcée, qui amène l'eau jusqu'à la centrale, dans les installations où la centrale se trouve à une certaine distance en aval de l'entrée d'eau. Les canaux sont généralement excavés et suivent les contours du terrain. Les tunnels sont souterrains et creusés par forage et dynamitage ou à l'aide d'un tunnelier. Les conduites forcées, qui amènent l'eau sous pression, peuvent être en acier, en fer, en fibre de verre, en plastique, en béton ou en bois.



- L'entrée et la sortie de la turbine, qui incluent les soupapes et les vannes nécessaires pour arrêter l'arrivée d'eau lors de fermetures et de l'entretien. Ces composants sont généralement en acier. Lorsqu'il faut avoir des vannes en aval de la turbine pour des travaux d'entretien, celles-ci peuvent être en bois.
- Un canal de fuite, qui transporte l'eau de la sortie de la turbine jusqu'à la rivière. Ce canal est aussi excavé.

La centrale contient la ou les turbines et la plupart des équipements mécaniques et électriques, comme montré à la **Figure 4**. Les petites centrales hydroélectriques sont généralement d'une taille minimale tout en assurant une infrastructure, un accès pour l'entretien et un niveau de sécurité adéquats. La centrale est construite en béton et autres matériaux locaux.

Afin de limiter au minimum les coûts, une conception simple mettant l'accent sur des structures pratiques et faciles à construire, est la principale préoccupation dans un projet de petite centrale hydroélectrique.

1.1.2 Équipements électriques et mécaniques

Les principaux composants électriques et mécaniques d'une petite centrale sont la turbine et la génératrice qui peuvent être en plusieurs exemplaires.

Différents types de turbines ont été conçus afin de s'adapter à tous les types de sites hydro-électriques se trouvant dans le monde. Les turbines utilisées dans les petites centrales sont des versions réduites de celles qui équipent les grandes centrales classiques.

Les turbines utilisées dans les centrales à hauteur de chute faible ou moyenne sont généralement du type à réaction, comme les turbines Francis et les turbines à hélice à pas fixe et variable (Kaplan). Ces turbines à réaction sont entièrement immergées dans l'eau. Les turbines utilisées dans les installations à hauteur de chute élevée sont généralement appelées turbines à impulsion. La famille des turbines à impulsion comprend : les turbines Pelton (voir **Figure 5**), Turgo et les turbines à impulsion radiale. Les pales de ces turbines à impulsion recueillent l'énergie d'un jet d'eau à haute vitesse puis finissent leur course dans les airs.

Les petites turbines hydrauliques peuvent atteindre des rendements d'environ 90 %. On veillera à choisir la meilleure turbine pour chaque application, étant donné que certaines donnent un bon rendement que dans une plage limitée de débits (p. ex. : les turbines à

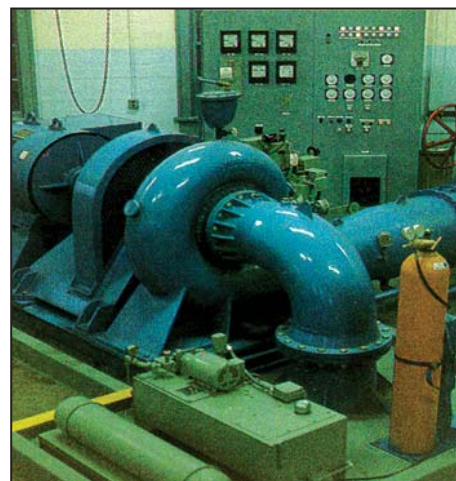


Figure 4 :

Petite centrale hydroélectrique contenant une turbine Francis.

Crédit photo :

PO Sjöman Hydrotech Consulting



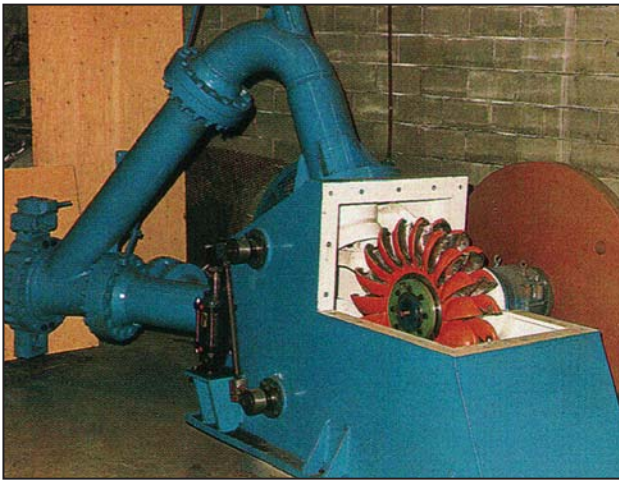


Figure 5 :

Turbine Pelton.

Crédit photo :

PO Sjöman Hydrotech Consulting

hélice à pales fixes et les turbines Francis). Pour la plupart des petites centrales au fil de l'eau où le débit varie considérablement, il est préférable de faire appel à des turbines qui donnent un bon rendement dans une vaste gamme de débits (p. ex. : Kaplan, Pelton, Turgo et à écoulement transversal). On peut également utiliser plusieurs turbines qui fonctionnent dans une plage limitée de débits.

Les génératrices utilisées dans les petites centrales hydroélectriques sont de deux grands types : synchrones ou à induction (asynchrones). La génératrice synchrone peut fonctionner isolément, tandis que la génératrice asynchrone doit normalement fonctionner de concert avec d'autres ou être raccordée à un réseau principal. Les premières sont utilisées comme principale source d'énergie par les compagnies d'électricité et pour les petites centrales hydroélectriques ou diesel-électriques isolées et autonomes. Les génératrices à induction d'une capacité inférieure à environ 500 kW sont généralement préférées pour les petites centrales hydroélectriques qui fournissent l'électricité à un important réseau de distribution existant.

Les autres composants mécaniques et électriques d'une petite centrale hydroélectrique sont les suivants :

- multiplicateur de vitesse pour faire tourner la génératrice à sa vitesse de rotation idéale à partir de la vitesse de rotation de la turbine (au besoin);
- vanne(s) d'isolement de l'eau pour la ou les turbines;
- vanne de dérivation et de contrôle (au besoin);
- système de contrôle hydraulique pour les turbines et les soupapes;
- système électrique de protection et de contrôle;
- dispositif de commutation électrique;



- transformateurs auxiliaires et de transport de l'énergie;
- services auxiliaires, notamment l'éclairage et le chauffage, ainsi que l'énergie pour alimenter les systèmes de contrôle et le dispositif de commutation électrique;
- système de refroidissement à l'eau et de lubrification (au besoin);
- système de ventilation;
- alimentation électrique de secours;
- système de télécommunication;
- systèmes d'alarme incendie et de sécurité (au besoin); et
- interconnexion avec une compagnie d'électricité ou système de transport et de distribution.

1.2 Développement d'un projet de petite centrale hydroélectrique

Il faut généralement de deux à cinq ans pour réaliser un projet de petite centrale hydroélectrique, depuis la conception jusqu'à la mise en service. Cette période de temps est requise pour faire des études et des travaux de conception, pour recevoir les autorisations nécessaires et construire les installations. Une fois construites, les petites centrales hydroélectriques nécessitent peu d'entretien au cours de leur vie utile, qui peut facilement dépasser 50 ans. Normalement, un opérateur à temps partiel suffit aisément pour l'exploitation et l'entretien ordinaire d'une centrale, avec habituellement le soutien d'entrepreneurs externes pour l'entretien périodique des composants plus importants.

La viabilité technique et financière d'un projet de petite centrale hydroélectrique dépend beaucoup du site. La puissance est fonction du débit d'eau disponible et de la hauteur de chute. La quantité d'énergie produite dépend de la quantité d'eau disponible et de la variabilité du débit durant l'année. La rentabilité économique d'un site est liée à la puissance (capacité) et à l'énergie que la centrale peut produire, de la possibilité ou non de vendre l'énergie et du prix payé pour cette énergie. Dans les endroits isolés (applications hors réseau ou reliées à des réseaux isolés), la valeur de l'énergie produite pour consommation est généra-

Le modèle RETScreen® International pour projets de petite centrale hydroélectrique

Le modèle RETScreen® International pour projets de petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour des projets de petite centrale hydroélectrique hors réseau ou raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité, et ce partout à travers le monde. Ces projets vont des petites et mini-centrales à turbines multiples aux micro-centrales à turbine unique.





lement beaucoup plus élevée que pour les systèmes reliés à un réseau central. Cependant, il se peut que ces endroits isolés ne puissent pas utiliser toute l'énergie fournie par une petite centrale hydroélectrique, et qu'ils ne puissent pas l'utiliser au moment où elle est disponible en raison des variations saisonnières du débit d'eau et de la consommation d'énergie.

Une règle empirique assez conservatrice énonce que la puissance fournie par un projet hydroélectrique est égale à sept fois le produit du débit (Q) et de la hauteur de chute brute (H) au site ($P = 7QH$). Pour produire une même puissance, un site de 100 m de hauteur de chute aura besoin d'un débit d'eau dix fois plus faible qu'un site dont la hauteur de chute est de 10 m. La taille de la turbine dépend principalement du débit d'eau qu'elle doit recevoir. Ainsi, les équipements de production d'énergie d'installations à faible débit et grande hauteur de chute coûtent généralement moins chers que ceux de centrales à fort débit et moindre hauteur de chute. Il n'en va pas nécessairement de même pour le volet génie civil d'un projet, qui dépend plus de la topographie locale et de la nature des sols.

1.2.1 Types de petites centrales hydroélectriques

Les projets de petite centrale hydroélectrique peuvent en général être catégorisés soit comme des « centrales au fil de l'eau », soit comme des « centrales avec réservoir ». Ces deux types d'installations sont décrits ci-dessous.

■ Centrales au fil de l'eau

Le terme « au fil de l'eau » qualifie un mode de fonctionnement dans lequel la centrale hydroélectrique n'utilise que l'eau fournie par le débit naturel de la rivière, comme montré à la **Figure 6**. Il n'y a donc pas de réservoir et l'énergie produite fluctue selon le débit du cours d'eau.



Figure 6 :

Projet de petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau dans une communauté éloignée.

Crédit photo :

Robin Hughes/PNS



La quantité d'énergie produite par une petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau fluctue avec le cycle hydrologique, c'est pourquoi ce genre d'installation est plutôt recommandé pour fournir de l'énergie à un grand réseau électrique. Seule, une telle centrale ne fournit généralement pas une puissance garantie. Ainsi, les régions isolées qui font appel à de petites ressources hydroélectriques ont souvent besoin d'une source d'énergie d'appoint. Une centrale au fil de l'eau peut satisfaire tous les besoins en électricité d'une région ou d'une industrie isolée que si le débit minimum de la rivière est suffisant pour répondre à la charge de pointe.

Une petite centrale au fil de l'eau peut exiger la dérivation de l'écoulement de la rivière. Cette dérivation est souvent requise pour tirer profit de la dénivellation présente sur une certaine distance de la rivière. Les projets de dérivation réduisent le débit de la rivière entre la prise d'eau et la centrale. Une digue de dérivation ou un petit barrage est généralement construit pour diriger l'écoulement dans la prise d'eau.

■ **Centrales avec réservoir**

Pour qu'une centrale hydroélectrique fournisse de l'électricité sur demande, pour répondre à une demande fluctuante ou à une demande de pointe, l'eau doit être stockée dans un ou plusieurs réservoirs de retenue². À moins de pouvoir puiser à même un lac naturel, le stockage de l'eau nécessite habituellement la construction d'un ou plusieurs barrages et la création de nouveaux lacs ayant des impacts positifs et négatifs sur l'environnement local; quoique les impacts négatifs tendent habituellement à s'amplifier avec l'accroissement du développement. Cela constitue souvent un conflit vu l'attrait des gros projets hydroélectriques qui permettent de fournir de l'énergie « emmagasinée » durant les périodes de demande de pointe. Étant donné les économies d'échelle et le processus d'autorisation complexe, les projets avec stockage ont tendance à être relativement de grande taille.

La création de nouveaux réservoirs de stockage pour les petites centrales hydroélectriques n'est généralement pas viable financièrement, sauf peut-être dans les endroits isolés où l'énergie coûte très cher. Le stockage d'eau dans les petites centrales hydroélectriques, s'il y en a, est généralement limité à de petites quantités d'eau dans un nouveau réservoir ou dans un lac existant en amont d'un barrage déjà en place. Le terme « retenue » est utilisé pour décrire le stockage de petits volumes d'eau. Une retenue peut être profitable aux petites centrales hydroélectriques car elle permet une production accrue d'électricité et donc l'augmentation des revenus.

Le « stockage par pompage » est un autre type d'emmagasinage d'eau où celle-ci est « recyclée » entre un réservoir en aval et un autre en amont. L'eau passe par les turbines pour produire de l'électricité durant les périodes de pointe et est pompée à nouveau vers le réservoir en amont lors des périodes hors pointe. La viabilité économique de tels projets dépend de la différence de prix de l'énergie entre ces deux périodes. Le recyclage de l'eau se traduit par une consommation nette d'électricité en raison de l'inefficacité du pompage par rapport à la production. L'électricité utilisée pour pomper l'eau doit provenir d'autres sources.

2. Sauf dans le cas des centrales au fil de l'eau où le débit minimum de la rivière permet d'assurer la puissance de pointe à fournir.





Les incidences environnementales des petites centrales hydroélectriques peuvent varier considérablement selon l'emplacement et la nature des installations.

Les effets environnementaux de l'aménagement d'une petite centrale au fil de l'eau dans un endroit où il existe déjà un barrage, sont généralement mineurs et semblables à ceux de l'agrandissement des installations existantes. L'installation d'une petite centrale au fil de l'eau dans un site non aménagé peut avoir des incidences environnementales additionnelles. Il faut habituellement construire un petit barrage ou une digue de dérivation. La façon la plus économique de procéder peut exiger de noyer des rapides en amont du nouveau petit barrage ou déversoir.

Les incidences environnementales des aménagements hydroélectriques avec stockage d'eau (généralement plus gros) sont surtout reliées à la création d'un réservoir de stockage, qui implique la construction d'un barrage relativement important ou l'utilisation d'un lac existant pour retenir l'eau. La création d'un nouveau réservoir à l'aide d'un barrage implique l'inondation de terres en amont du barrage. L'utilisation de l'eau emmagasinée dans le réservoir derrière un barrage ou dans un lac entraîne des fluctuations des niveaux d'eau et des débits en aval, dans la rivière. Il faut habituellement procéder à une évaluation environnementale rigoureuse pour tout projet comprenant le stockage d'eau.

1.2.2 Étapes d'ingénierie d'un projet hydroélectrique

Selon Gordon (1989), un projet hydroélectrique compte normalement quatre étapes pour les travaux d'ingénierie. Il faut cependant noter que dans le cas des petites centrales hydroélectriques, les travaux de génie sont souvent limités à trois étapes afin de réduire les coûts. En général, une étude préliminaire qui combine l'étude de préfaisabilité et les levés de reconnaissance est conduite. Cependant, l'étude est souvent complétée avec un moindre degré de détail afin de réduire les coûts. La réduction du niveau de précision de l'étude préliminaire augmente le risque que le projet ne soit pas viable, mais peut habituellement être justifiée en raison des coûts moindres d'un petit projet.

■ *Levés de reconnaissance et études hydrologiques*

Les premières étapes des travaux d'ingénierie couvrent souvent de nombreux sites. Ces travaux comprennent : la délimitation des bassins hydrographiques; les estimations préliminaires du débit et des inondations; une visite d'une journée dans chaque site (par un ingénieur concepteur et un géologue ou un géotechnicien); un plan préliminaire; des estimations de coûts (basées sur des formules ou des données informatiques); un classement final des sites basé sur le potentiel hydrologique et un indice des coûts.





■ *Étude de pré faisabilité*

Les travaux d'études de pré faisabilité visant le ou les sites identifiés pourraient inclure la cartographie du site et des études géologiques (avec forages limités aux zones où les incertitudes relatives au sol de fondation pourraient avoir un effet important sur les coûts), une reconnaissance des zones adéquates d'emprunt (p. ex. pour le sable et le gravier), un plan préliminaire basé sur les matériaux connus, une première sélection des principales caractéristiques du projet (capacité installée, type d'aménagement, etc.), une estimation des coûts basée sur les principales quantités, l'identification des incidences environnementales possibles, et la production d'un rapport unique pour chaque site.

■ *Étude de faisabilité*

Les travaux d'ingénierie se poursuivraient sur le site choisi avec un important programme d'étude du sol de fondation, la délimitation et la mise à l'essai de toutes les zones d'emprunt, l'estimation de la dérivation, de la conception et des inondations maximales probables, la détermination du potentiel hydroélectrique pour diverses hauteurs de barrage et les capacités installées en vue d'optimiser le projet, la détermination des résistances nominales et maximales aux séismes, la conception suffisamment détaillée de toutes les structures pour connaître les quantités de tous les composants qui constituent plus de 10 % environ du coût de chacune des structures, la détermination de la séquence d'assèchement et du calendrier d'exécution des travaux, l'optimisation du plan du projet, des niveaux d'eau et des composants; la production d'une estimation détaillée des coûts, et enfin, une évaluation économique et financière du projet, incluant notamment une évaluation de l'impact sur le réseau électrique existant ainsi qu'un rapport détaillé sur la faisabilité du projet.

■ *Planification et d'ingénierie*

Cette étape des travaux d'ingénierie comprendrait des études et un plan définitif du système de transport de l'énergie, l'intégration du système de transport de l'énergie, l'intégration du projet dans le réseau électrique afin de déterminer avec précision le mode d'exploitation, la production des plans et devis, les appels d'offres, l'analyse des soumissions et un plan détaillé du projet, la production de plans de construction détaillés et l'examen des plans d'équipements du fabricant. Toutefois, cette étape n'inclura pas la surveillance des travaux ni la gestion du projet étant donné que ces travaux font partie des coûts d'exécution du projet.





2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

Le modèle RETScreen pour petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer quelle quantité d'énergie peut être produite par un site potentiel qui serait raccordé à un réseau central ou, dans le cas d'une région isolée, la portion de cette énergie produite qui pourrait être transmise à une installation électrique locale (ou à la charge dans le cas d'un système hors réseau). Le modèle RETScreen pour petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer les petits projets hydroélectriques appartenant aux catégories suivantes :

- petite centrale hydroélectrique;
- mini-centrale;
- micro-centrale.

Le modèle RETScreen pour petite centrale hydroélectrique est d'abord destiné à déterminer si le potentiel d'exploitation d'un site est assez intéressant pour mériter de poursuivre avec une évaluation plus détaillée ou au contraire si ce site doit être abandonné en faveur d'autres options. Chaque site hydroélectrique est unique étant donné qu'environ 75 % du coût de l'aménagement est déterminé par l'emplacement et les conditions du site. Seulement environ 25 % du coût est relativement fixe, puisqu'il s'agit du coût de fabrication de l'équipement électromécanique.

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique contient sept feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Analyse hydrologique et calcul de charge (Hydrologie et charge)*, *Caractéristiques des équipements (Équipements)*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier et Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : *Modèle énergétique*, *Hydrologie et charge*, *Équipements*, *Analyse des coûts* et *Sommaire financier*. Les feuilles *Analyse des GES et Sensibilité* sont des analyses optionnelles. La feuille de calcul *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique offre à l'utilisateur deux méthodes différentes pour évaluer les coûts d'un projet : la méthode d'évaluation des coûts par « Formule » et la méthode d'évaluation des coûts « Détaillée ». Toutes les équations des coûts hydroélectriques utilisées dans la méthode d'évaluation des coûts par formules sont empiriques et basées sur les données recueillies depuis 20 ans sur des grandes et petites installations hydroélectriques. Elles ont été étendues afin d'inclure un plus grand nombre de données sur le site pour ce genre d'analyse (Gordon, 1989 et 1991). Bien





utilisée, la méthode d'évaluation des coûts par formules donnera une base de comparaison suffisante (un minimum) des différentes options d'un projet.

La méthode d'évaluation des coûts « Détaillée » permet d'établir les coûts à partir de quantités et coûts à l'unité. Elle requiert d'être en mesure de connaître la disposition et les dimensions des différentes structures de la centrale. L'utilisateur qui désire employer la méthode de calcul des coûts « Détaillée » devrait comparer les résultats à ceux de la méthode par « Formules ».

Afin de pouvoir utiliser le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique, l'utilisateur aura besoin de certains renseignements qu'il pourra obtenir à partir de cartes topographiques. Les cartes topographiques peuvent être achetées ou commandées chez la plupart des marchands de cartes. Dans les cas où une évaluation hydrologique a déjà été faite pour le site en question, les données pertinentes de cette évaluation peuvent être utilisées dans le modèle. L'utilisateur doit être conscient que s'il ne connaît pas la hauteur de chute ou la dénivellation du site en question, il devra se rendre sur place pour la mesurer à moins de disposer de cartes détaillées. La mesure de la hauteur de chute peut se faire facilement à l'aide de simples techniques topographiques.

Cette section décrit les divers algorithmes utilisés pour calculer sur une base annuelle la production d'énergie avec le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique. Le schéma fonctionnel du modèle est montré à la **Figure 7**. L'utilisateur doit fournir des données sur la courbe de débits classés (*section 2.1*) et pour les applications en réseau isolé et hors réseau, la courbe de charge classée (*section 2.2*). Le rendement de la turbine est calculé à intervalles réguliers à partir de la courbe de débits classés (*sections 2.3.1* et *2.3.2* et *Annexe A*). La puissance installée est alors calculée (*section 2.3.3*) et la courbe de puissance classée est établie (*section 2.3.4*). L'énergie renouvelable disponible est simplement calculée par intégration de la courbe de puissance classée (*section 2.3.5*). Dans le cas d'un réseau central, l'énergie renouvelable fournie est égale à l'énergie renouvelable disponible (*section 2.3.6*). Dans le cas d'une application en réseau isolé ou hors réseau, la procédure est légèrement plus complexe : elle met en jeu la courbe de puissance classée et la courbe de charge (*section 2.3.7*). La méthode d'évaluation des coûts par formules (*Section 2.4*) est décrite en détail dans l'*Annexe B* et une validation du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique est présentée dans la *section 2.5*.

L'application du modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique présente quelques limites. En premier lieu, le modèle a été conçu principalement pour évaluer des projets de petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau. L'évaluation des projets avec barrage ou réservoir est possible, mais requiert un certain nombre d'hypothèses. Les variations de hauteur de chute brute attribuables aux différences de niveau d'eau dans le réservoir ne peuvent pas être simulées. Le modèle a besoin d'une seule valeur pour la hauteur de chute brute, et dans les cas des projets avec réservoir, une valeur moyenne représentative doit être utilisée. Pour déterminer cette valeur moyenne, un calcul en dehors du modèle doit être fait en gardant à l'esprit que les variations de cette valeur peuvent affecter la puissance fournie et la production annuelle d'énergie. En second lieu, pour les applications en réseau isolé et hors réseau dans des lieux éloignés, la demande énergétique est considérée suivre

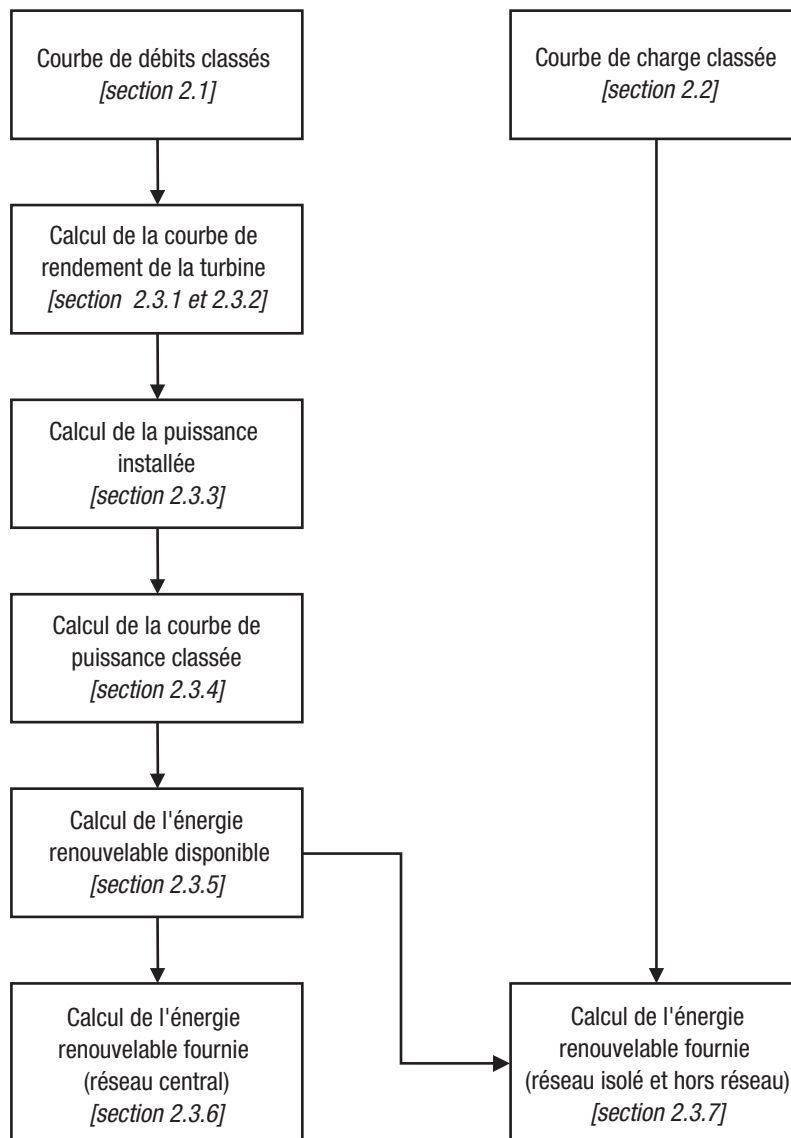




un profil quotidien constant tout au long de l'année. Pour les localités isolées où l'offre et la demande en énergie varient considérablement au cours d'une année, certains ajustements doivent être faits pour estimer convenablement la quantité d'énergie renouvelable fournie. Cette modification peut être faite en changeant la valeur du « Facteur d'ajustement du débit disponible » dans la feuille *Modèle énergétique*. En faisant abstraction de ces limites, le modèle est assez facile à comprendre et à utiliser. Tel que montré dans les sections suivantes, le modèle intègre une quantité considérable d'information sous une forme aisée à utiliser et il devrait être une grande aide pour les ingénieurs impliqués dans l'évaluation préliminaire de petites centrales hydroélectriques.

Figure 7 :

*Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
pour petite centrale
hydroélectrique.*



2.1 Hydrologie

Les données hydrologiques dans RETScreen se présentent sous forme d'une courbe de débits classés qui représente les caractéristiques du débit de la rivière étudiée au cours d'une année moyenne. Pour les projets avec barrage, ces données doivent être entrées manuellement par l'utilisateur et doivent représenter le débit régularisé grâce à la gestion du réservoir. Pour l'instant, le modèle ne tient pas compte des variations de hauteur de chute dans le barrage suite à la baisse du plan d'eau. Pour les projets de centrale au fil de l'eau, les données nécessaires à l'établissement des débits classés peuvent être entrées manuellement ou en utilisant la méthode de l'écoulement spécifique et les données faisant partie de la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

La courbe de débits classés est la courbe donnant l'historique des débits moyens quotidiens d'un site, classés en fonction du pourcentage du temps où le débit est supérieur ou égal à ce débit. La courbe de débits classés permet d'évaluer la régularité du débit d'un site et, par conséquent, d'évaluer à la fois la puissance et la quantité d'énergie qu'un site hydroélectrique permettra de garantir. Le modèle calcule ensuite le débit garanti disponible pour la production d'hydroélectricité. Cette valeur est obtenue à partir des valeurs de la courbe de débits classés, du pourcentage de disponibilité du débit garanti et du débit résiduel.

2.1.1 Courbe de débits classés

La courbe de débits classés est établie grâce à vingt et une valeurs Q_0, Q_5, \dots, Q_{100} représentant les différents points de la courbe de débits classés pour des valeurs discrètes de 5 %. Autrement dit, Q_n représente le débit que la rivière possède ou dépasse, n % du temps de l'année. Un exemple de courbe de débits classés est donné à la **Figure 8**.

Quand la méthode des écoulements spécifiques est utilisée, la courbe de débits classés est sous une forme normalisée, c'est-à-dire que les valeurs sont exprimées en proportion du débit moyen \bar{Q} calculé par :

$$\bar{Q} = R A_D \quad (1)$$

où R est l'écoulement spécifique et A_D la surface du bassin hydrographique. Les débits réels Q_n ($n=0,5,\dots,100$) sont générés à partir des données normalisées q_n extraites de la base de données météorologiques par l'équation suivante :

$$Q_n = q_n \bar{Q} \quad (2)$$

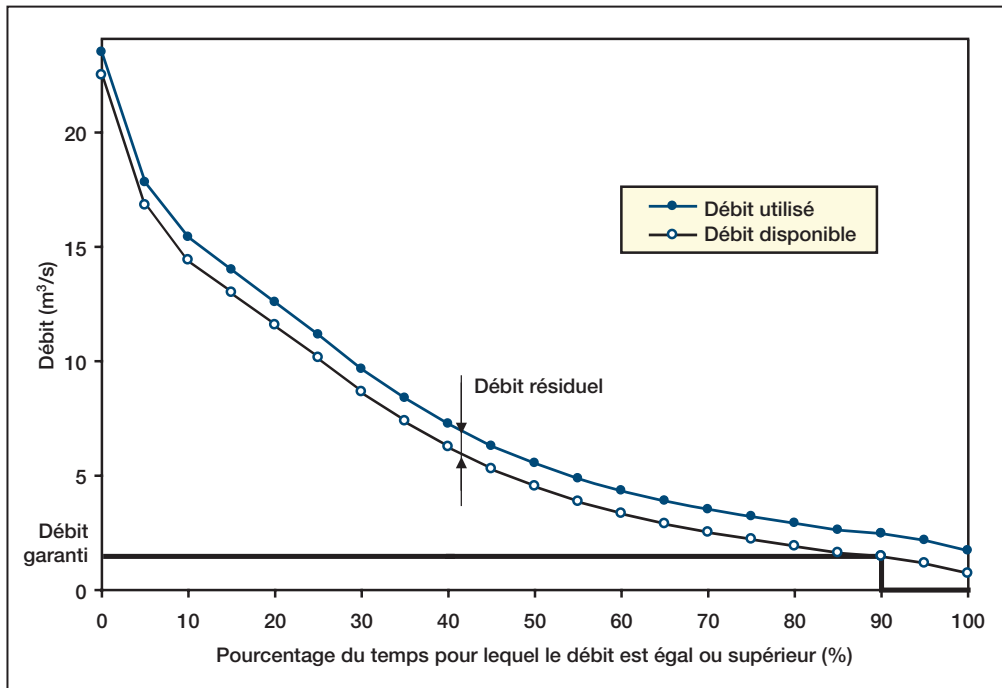


Figure 8 :

Exemple de courbe de débits classés.

2.1.2 Débit disponible

Souvent, un débit minimum doit être maintenu dans la rivière tout au long de l'année pour des raisons environnementales. Ce *débit résiduel* Q_r , spécifié par l'utilisateur, doit être soustrait de toutes les valeurs de la courbe de débits classés pour les calculs de la puissance installée, de la puissance garantie et de l'énergie renouvelable disponible, comme expliqué plus loin dans ce chapitre. Le *débit disponible* Q'_n ($n = 0,5, \dots, 100$) est alors défini par :

$$Q'_n = \max(Q_n - Q_r, 0) \quad (3)$$

Une courbe de débits classés est présentée à la **Figure 8**, pour une valeur de Q_r de $1 \text{ m}^3/\text{s}$.

2.1.3 Débit garanti

Le débit garanti est défini comme le débit qui serait disponible p % du temps, où p est un pourcentage précisé par l'utilisateur et généralement égal à 95 %. Le débit garanti est calculé à partir de la courbe de débits classés. Lorsque cela est nécessaire, une interpolation linéaire à l'intérieur d'un intervalle de 5 % est faite pour accéder au débit garanti. Dans l'exemple de la **Figure 8**, le débit garanti est égal à $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$ pour une valeur p de 90 %.

2.2 Charge

Le degré de sophistication utilisé pour décrire la charge dépend du type de réseau considéré. Si la petite centrale hydroélectrique est reliée à un réseau central, le réseau est considéré absorber toute l'énergie produite; ainsi, la charge (puissance appelée sur le réseau) n'a pas besoin d'être spécifiée. Par contre, si la centrale est hors réseau ou raccordée à un réseau isolé, la portion d'énergie produite qui peut être livrée dépend de la capacité d'absorption de la charge. Le modèle RETScreen pour les projets de petite centrale hydroélectrique considère que la demande quotidienne d'énergie reste constante pour chacune des journées d'une année et qu'elle peut être représentée par une courbe de charge classée. Un exemple d'une telle courbe se trouve à la **Figure 9**. Elle est établie de la même manière que la courbe de débits classés présentée dans la *section 2.1.1* : la courbe de charge classée est définie par vingt et une valeurs L_0, L_5, \dots, L_{100} qui définissent la charge sur la courbe par valeurs discrètes de 5 % : L_k représente la charge qui doit être fournie ou dépassée k % du temps.

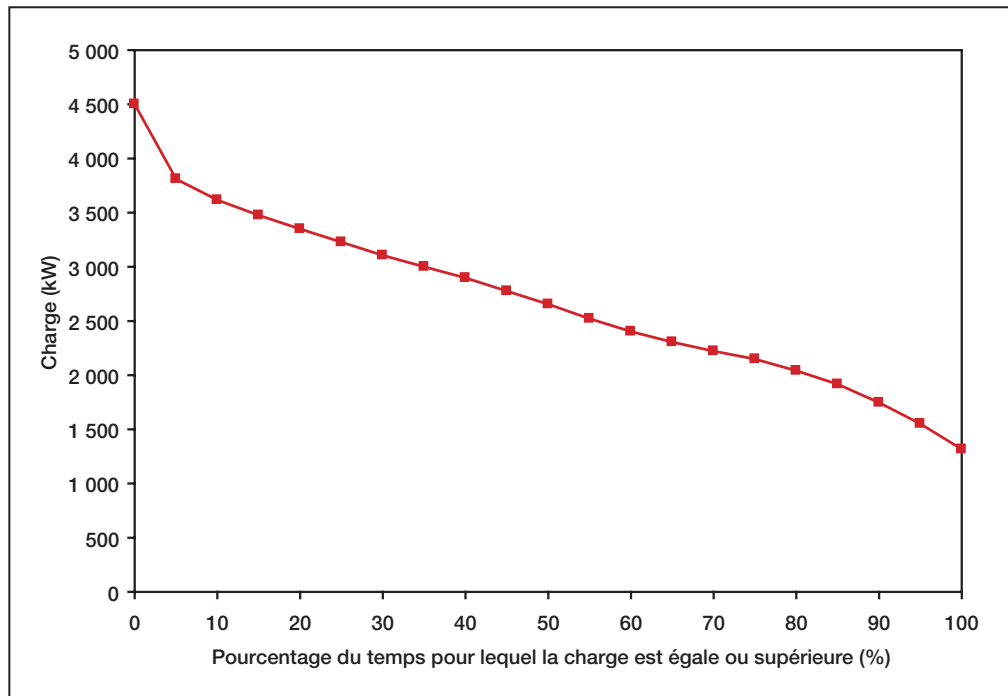


Figure 9 :

Exemple d'une courbe de charge classée.



2.2.1 Demande énergétique

La demande³ énergétique quotidienne est calculée par intégration de la surface sous la courbe de charge classée pour une journée. En utilisant une simple formule d'intégration trapézoïdale, la demande énergétique quotidienne D_d exprimée en kWh, est alors calculée par :

$$D_d = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{L_{5(k-1)} + L_{5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 24 \quad (4)$$

où les L sont exprimés en kW. La demande énergétique annuelle D est obtenue en multipliant la demande quotidienne par le nombre de jours dans une année, soit 365 :

$$D = 365 D_d \quad (5)$$

2.2.2 Facteur de charge moyen

Le facteur de charge moyen \bar{L} est le rapport de la puissance moyenne quotidienne appelée ($D_d/24$) sur la charge de pointe (L_0) :

$$\bar{L} = \frac{D_d/24}{L_0} \quad (6)$$

Cette quantité n'est pas utilisée dans le reste de l'algorithme, elle est simplement fournie pour que l'utilisateur ait une meilleure indication de la variabilité de la charge.

2.3 Production d'énergie

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique estime en MWh la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie. Cette valeur est déterminée à partir du débit disponible ajusté (par le facteur d'ajustement du débit disponible), du débit nominal d'équipement, du débit résiduel, de la charge (courbe de charge classée), de la hauteur de chute brute, du rendement et des pertes. Pour calculer la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie, on a aussi pris soin, pour chaque valeur de la courbe de débits classés, de prendre la moindre des deux valeurs suivantes : l'énergie renouvelable disponible et la charge telle que caractérisée dans la courbe quotidienne de charge classée.

3. On suppose que le lecteur est déjà familier avec les concepts de charge et de demande. La charge concerne des valeurs instantanées (puissance, exprimée par exemple en W), alors que la demande concerne des valeurs intégrées (énergie, exprimée par exemple en J ou Wh).





2.3.1 Courbe de rendement de la turbine

Les données caractérisant le rendement de la turbine d'une petite centrale hydroélectrique peuvent être entrées manuellement ou calculées par RETScreen. Les rendements calculés peuvent être corrigés en utilisant le *coefficient de conception / fabrication de turbines* et le *facteur d'ajustement du rendement* dans la feuille de calcul *Équipements*. Les courbes de rendement des turbines standards ont été élaborées pour les turbines suivantes :

- Kaplan (turbine à réaction)
- Francis (turbine à réaction)
- À hélice (turbine à réaction)
- Pelton (turbine à impulsion)
- Turgo (turbine à impulsion)
- À écoulement transversal (généralement considérée comme une turbine à impulsion)

Le type de turbine est choisi en fonction de la hauteur de chute et du débit du site. Le calcul des courbes de rendement des turbines dépend d'un certain nombre de paramètres qui incluent la hauteur de chute nette (hauteur de chute brute moins les pertes hydrauliques maximales), le diamètre de l'aube (calculé), la vitesse propre de la turbine (calculée pour les turbines à réaction) et le coefficient de conception / fabrication de la turbine. Les équations de rendement ont été obtenues à partir d'un grand nombre de courbes de rendements fournies par les fabricants pour différents types de turbines et pour des hauteurs de chute et des débits variés. Les équations de rendement des turbines sont décrites dans l'**Annexe A**.

Pour des applications à plusieurs turbines, toutes les turbines sont supposées identiques et la centrale gérée de la manière suivante : on utilise une seule turbine jusqu'à ce que son débit nominal maximal soit atteint, puis on divise le flot entre deux turbines et ainsi de suite jusqu'à avoir l'ensemble des turbines de la centrale en fonctionnement. Les équations de rendement des turbines et le nombre de turbines permettent de calculer le rendement global de la centrale pour des débits variant entre 0 % et 100 % du débit nominal (débit maximum pour lequel la centrale a été conçue) par valeurs discrètes de 5 %. Un exemple de courbe de rendement de turbine est présenté à la **Figure 10** pour 1 et 2 turbines.



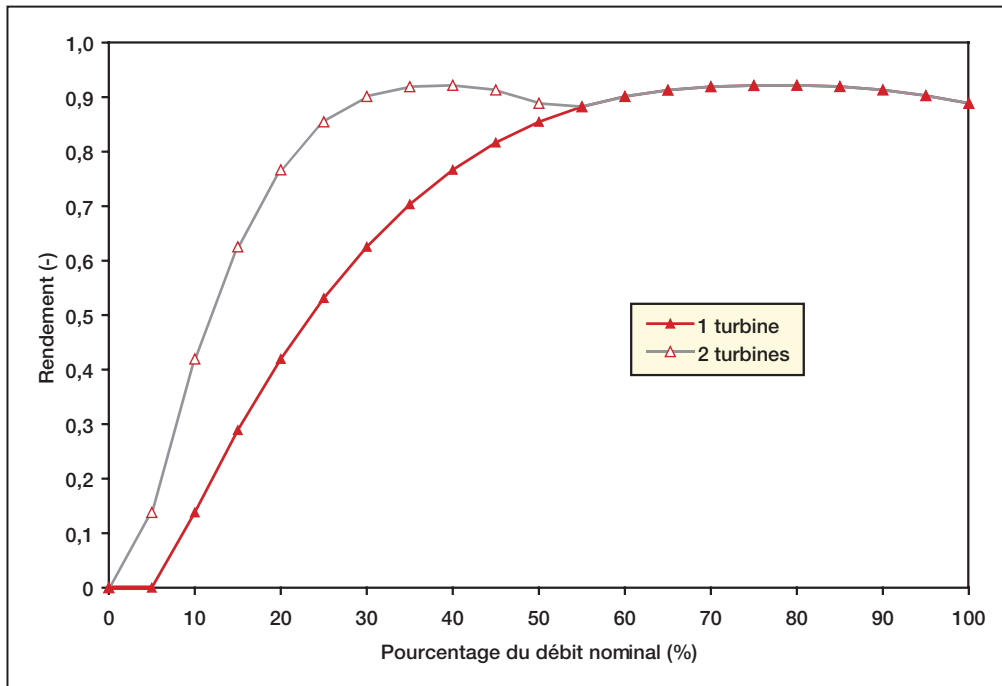


Figure 10 :

Courbes de rendement pour une turbine Francis

(hauteur de chute brute = 146 m; débit nominal = 1,90 m³/s).

2.3.2 Puissance disponible en fonction du débit

La puissance disponible P réellement fournie par une petite centrale hydroélectrique pour un débit donné Q est obtenue par l'équation suivante, dans laquelle on tient compte des pertes hydrauliques en fonction du débit et de la perte de charge associée au canal de fuite en période de crue :

$$P = \rho g Q \left[H_g - (h_{hydr} + h_{fuite}) \right] e_t e_g (1 - l_{trans}) (1 - l_{para}) \quad (7)$$

où ρ est la masse volumique de l'eau (1 000 kg/m³), g la gravité (9,81 m/s²), H_g la hauteur de chute brute, h_{hydr} et h_{fuite} sont respectivement les pertes hydrauliques et les pertes de charge attribuables au canal de fuite en période de crue, toutes deux dépendant du débit; et e_t est le rendement de la turbine pour le débit Q , calculé selon la méthode de la section 2.3.1. Finalement, e_g est le rendement de la génératrice, l_{trans} les pertes dans le transformateur et l_{para} les pertes parasites d'électricité; les valeurs e_g , l_{trans} et l_{para} sont précisées par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* et sont supposées indépendantes du débit considéré.



Les pertes hydrauliques sont corrigées dans la gamme de débits disponibles en fonction de la relation suivante :

$$h_{hydr} = H_g l_{hydr,max} \frac{Q^2}{Q_{conc}^2} \quad (8)$$

où $l_{hydr,max}$ sont les pertes hydrauliques maximales spécifiées par l'utilisateur et Q_{conc} le débit nominal. De la même manière, l'effet maximal des pertes dans le canal de fuite est corrigé pour les débits disponibles au moyen de la relation suivante :

$$h_{fuite} = h_{fuite,max} \frac{(Q - Q_{conc})^2}{(Q_{max} - Q_{conc})^2} \quad (9)$$

où $h_{fuite,max}$ est l'effet maximal des pertes dans le canal de fuite, c'est-à-dire la perte maximale de hauteur de chute brute qui apparaîtra pendant les périodes de plus hautes crues de la rivière. Q_{max} est le débit maximal de la rivière. L'équation (9) est appliquée uniquement pour des débits de la rivière qui sont supérieurs au débit nominal de la centrale (c.-à-d. quand $Q > Q_{conc}$).

2.3.3 Puissance installée

La puissance installée P_{conc} est calculée en réécrivant l'équation (7) pour le débit nominal Q_{conc} . L'équation se simplifie pour donner :

$$P_{conc} = \rho g Q_{conc} H_g (1 - l_{hydr}) e_{t,conc} e_g (1 - l_{trans}) (1 - l_{para}) \quad (10)$$

où P_{conc} est la puissance installée et $e_{t,conc}$ le rendement de la turbine pour le débit nominal, calculé selon la méthode expliquée dans la section 2.3.1.

La puissance garantie d'une petite centrale hydroélectrique est calculée également grâce à l'équation (7), mais en utilisant le débit garanti et les valeurs de rendement de turbine et de pertes hydrauliques qui correspondent à ce débit. Lorsque le débit garanti est plus grand que le débit nominal, la puissance garantie de la centrale hydroélectrique est alors égale à sa puissance installée calculée par l'équation (10).



2.3.4 Courbe de puissance classée

Le calcul par l'équation (7) de la puissance disponible en fonction du débit pour chacune des 21 valeurs du débit disponible $Q'_0, Q'_5, \dots, Q'_{100}$ utilisé pour définir la courbe des débits classés, mène à 21 valeurs de la puissance disponible P_0, P_1, \dots, P_{100} définissant la courbe de puissance classée fournie par la centrale hydroélectrique. Comme le débit nominal est le débit maximal qui peut être utilisé par la ou les turbine(s), les valeurs de débit utilisées dans les équations (7) et (8) sont en réalité définies⁴ par $Q_{n,utilisé}$:

$$Q_{n,utilisé} = \min(Q'_n, Q_{conc}) \quad (11)$$

Un exemple de courbe de puissance classée est présenté à la **Figure 11**, avec un débit nominal égal à 3 m³/s.

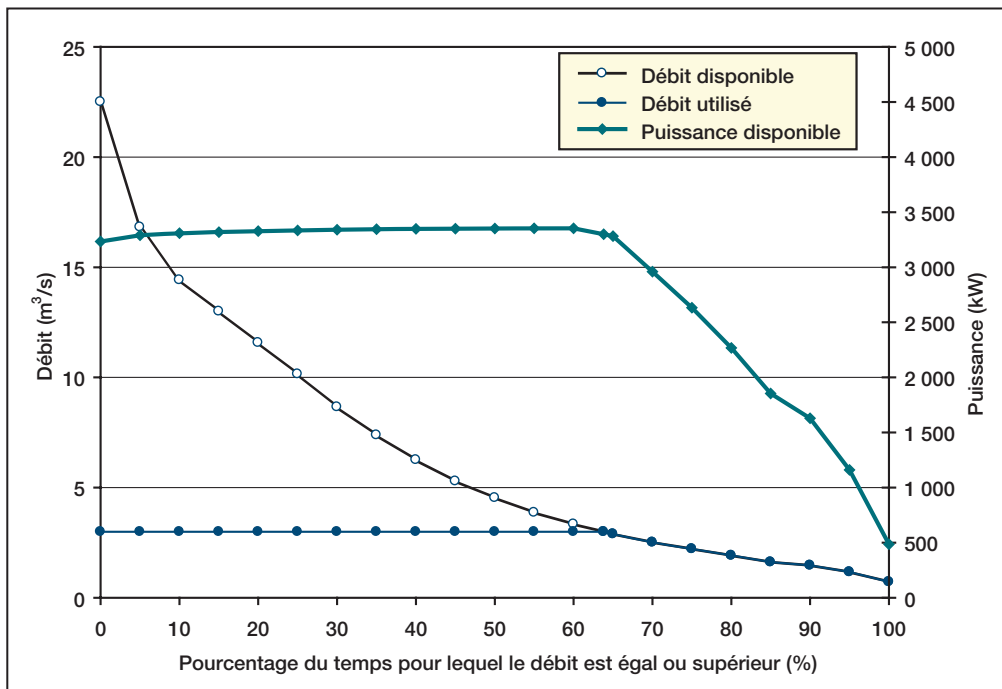


Figure 11 :

Exemple de courbe de puissance classée.

4. Par contre dans l'équation (9), ni le débit résiduel ni le débit maximal ne sont à prendre en compte, c'est bien Q_n qui doit être utilisé et non $Q_{n,utilisé}$.



2.3.5 Énergie renouvelable disponible

La quantité d'énergie renouvelable disponible est déterminée par le calcul de la surface sous la courbe de puissance classée, en faisant une interpolation linéaire entre les valeurs calculées des puissances produites. Comme la courbe des débits classés représente un cycle annuel, chaque intervalle de 5 % de cette courbe correspond à 5 % de 8 760 heures (nombre d'heures dans une année). L'énergie renouvelable annuelle disponible E_{dispo} (en kWh/an) est alors calculée à partir des valeurs P (en kW) par :

$$E_{dispo} = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 8760 (1 - l_{dt}) \quad (12)$$

où l_{dt} sont les pertes et arrêts annuels qui ont été spécifiés par l'utilisateur. Dans le cas où le débit nominal tombe entre deux valeurs discrètes de 5 % sur la courbe de débits classés (voir **Figure 11**), l'intervalle est séparé en deux et une interpolation linéaire est utilisée de chaque côté du débit nominal.

L'équation (12) définit la quantité d'énergie renouvelable disponible. La quantité effectivement fournie dépend du type de réseau, comme il sera décrit dans les sections suivantes.

2.3.6 Énergie renouvelable fournie - réseau central

Pour les centrales raccordées à un réseau central, on suppose que ce dernier peut absorber la totalité de l'énergie produite par la petite centrale hydroélectrique. Par conséquent, toute l'énergie renouvelable disponible sera fournie au réseau central et l'énergie renouvelable fournie $E_{fournie}$ est simplement :

$$E_{fournie} = E_{dispo} \quad (13)$$

2.3.7 Énergie renouvelable fournie - réseau isolé et hors réseau

Pour les applications en réseau isolé et hors réseau, la procédure est légèrement plus compliquée car l'énergie renouvelable fournie est en réalité limitée par les besoins du réseau local ou la charge, tels que précisés par la courbe de charge classée (**Figure 9**). On utilise alors la procédure suivante : pour chaque valeur discrète de 5 % sur la courbe de débits classés, la valeur correspondante de la puissance disponible de la centrale (supposée constante dans une journée) est comparée à la courbe de charge classée (supposée représenter le profil quotidien de la demande). La partie de l'énergie qui peut être fournie par la petite centrale hydroélectrique est déterminée comme étant l'aire qui est à la fois en dessous de la courbe de charge classée et de la ligne horizontale représentant la puissance disponible de



la centrale. Les vingt et une valeurs de l'énergie quotidienne fournie G_0, G_5, \dots, G_{100} correspondant aux puissances disponibles P_0, P_5, \dots, P_{100} sont alors calculées. Pour chaque valeur de puissance disponible P_n , l'énergie quotidienne fournie G_n est donnée par :

$$G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 24 \quad (14)$$

où $P'_{n,k}$ est la valeur moindre de la charge L_k et la puissance disponible P_n :

$$P'_{n,k} = \min(P_n, L_k) \quad (15)$$

Dans le cas où la puissance disponible $P'_{n,k}$ tombe entre deux valeurs discrètes de 5 % sur la courbe de charge classée, l'intervalle est coupé en deux et une interpolation linéaire est utilisée de chaque côté de la valeur de la puissance disponible.

Pour illustrer cette procédure, on prend comme exemple le cas d'une centrale qui aurait comme courbe de charge classée, celle de la **Figure 9** et comme courbe de puissance classée, celle de la **Figure 11**. Le but de cet exemple est de déterminer la valeur quotidienne d'énergie renouvelable G_{75} fournie à un débit qui est dépassé 75 % du temps. Il faut d'abord commencer par se référer à la **Figure 11** pour déterminer le niveau de puissance correspondant à ce débit :

$$P_{75} = 2\,630 \text{ kW} \quad (16)$$

Ensuite, il faut reporter cette valeur sur une ligne horizontale dans la courbe de charge classée, tel qu'illustré à la **Figure 12**. La surface qui est à la fois en dessous de la courbe de charge classée et la ligne horizontale de la puissance disponible est l'énergie renouvelable fournie quotidiennement sur le réseau pour la puissance de la centrale électrique qui correspond au débit Q_{75} ; l'intégration à l'aide de la formule (14) donne le résultat :

$$G_{75} = 56,6 \text{ MWh/j} \quad (17)$$



Cette procédure est répétée pour chaque valeur P_0, P_5, \dots, P_{100} afin d'obtenir vingt et une valeurs de l'énergie renouvelable fournie quotidiennement G_0, G_5, \dots, G_{100} en fonction du pourcentage du temps où le débit est dépassé, comme montrée à la **Figure 13**. La quantité d'énergie annuelle fournie $E_{fournie}$ est obtenue simplement en calculant l'aire obtenue sous la courbe de la **Figure 13**, à nouveau avec la règle de calcul trapézoïdal :

$$E_{fournie} = \sum_{n=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \frac{5}{100} 365 (1 - l_{dt}) \quad (18)$$

où, comme précédemment, l_{dt} sont les pertes et arrêts annuels spécifiés par l'utilisateur.

2.3.8 Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique

Le facteur annuel d'utilisation K de la centrale hydroélectrique est une mesure du débit disponible au site et de l'efficacité de son utilisation. Il est défini comme étant le rapport entre l'énergie renouvelable moyenne annuelle fournie par la centrale et sa puissance installée qui serait utilisée 8 760 heures par an :

$$K = \frac{E_{fournie}}{8760 P_{conc}} \quad (19)$$

où l'énergie renouvelable fournie annuellement $E_{fournie}$, calculée par les équations (13) ou (18), est exprimée en kWh et la puissance installée calculée à partir de l'équation (10), est exprimée en kW.

2.3.9 Excédent disponible d'énergie renouvelable

L'excédent disponible d'énergie renouvelable $E_{excédent}$ est la différence entre l'énergie renouvelable disponible E_{dispo} et l'énergie renouvelable fournie $E_{fournie}$:

$$E_{excédent} = E_{dispo} - E_{fournie} \quad (20)$$

où E_{dispo} est calculée à partir de l'équation (12) et $E_{fournie}$ à partir des équations (13) ou (18).

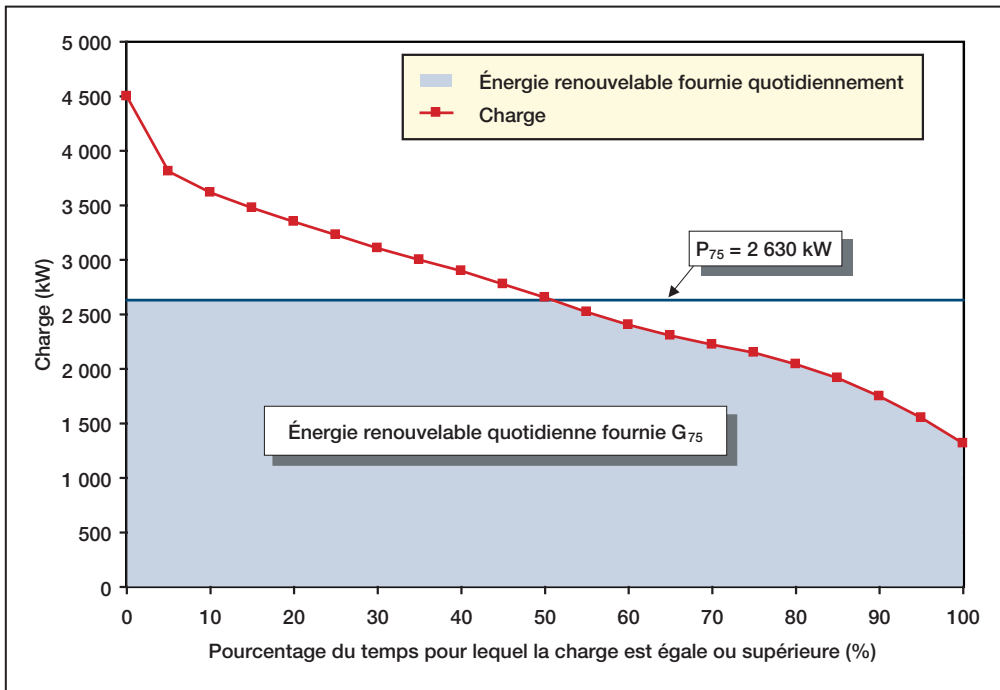


Figure 12 :

Exemple de calcul de l'énergie renouvelable fournie quotidiennement.

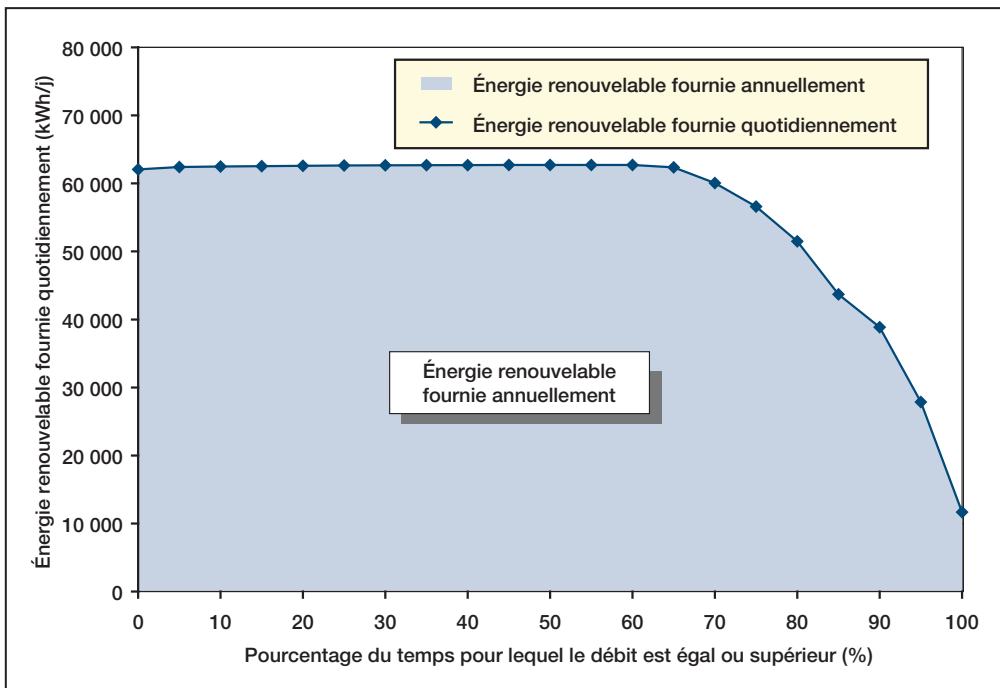


Figure 13 :

Exemple de calcul de l'énergie renouvelable fournie annuellement.





2.4 Calcul du coût d'un projet

Le modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique a la particularité par rapport aux autres modèles technologiques de RETScreen, d'offrir deux méthodes d'évaluation des coûts d'un projet : la méthode d'évaluation des coûts « Détaillée » et la méthode d'évaluation des coûts par « Formule ».

La méthode d'évaluation des coûts détaillée est décrite dans le manuel en ligne intégré à RETScreen. La méthode d'évaluation des coûts par formules est basée sur des formules empiriques qui ont été développées de manière à pouvoir faire une corrélation entre les coûts du projet concerné et ceux de projets de référence. Les coûts d'un certain nombre de projets ont été utilisés pour développer ces formules. Elles sont décrites dans l'**Annexe B**.

2.5 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, aux tests et validation du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique, y compris des experts de la modélisation de petites centrales hydroélectriques, des ingénieurs experts des coûts, des spécialistes de la modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels de l'analyse financière et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente trois exemples de validation qui ont été réalisés. Dans la *section 2.5.1*, la courbe de rendement d'une turbine calculée par RETScreen a été comparée à celle proposée par un fabricant pour une turbine installée de caractéristiques identiques. Ensuite, la puissance installée et la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie par la centrale calculées par RETScreen ont été comparées dans la *section 2.5.2* à des valeurs calculées par un autre logiciel. Enfin, les coûts du projet calculés selon la méthode d'évaluation des coûts par formules ont été comparés dans la *section 2.5.3* aux coûts réels de construction d'un projet de petite centrale hydroélectrique.

2.5.1 Rendement de turbine

Le rendement de turbine pour petite centrale hydroélectrique calculé par RETScreen, a été comparé au rendement garanti par le fabricant dans le cadre d'un projet Brown Lake réalisé en Colombie-Britannique au Canada.

La liste qui suit résume les caractéristiques principales du projet de Brown Lake ainsi que les performances de la turbine telles qu'elles ont été données par le fabricant :





- **Nom du projet :**
Brown Lake Hydro Project

- **Lieu du projet :**
Environ 40 km au sud de Prince Rupert, en Colombie-Britannique
au confluent de Brown Creek et Ecstall River.

- **Particularités du projet :**
Tunnel de 600 m de long, creusé dans le roc et puisant l'eau dans le fond
du lac Brown, 50 m de conduite forcée en acier de 1,50 m de diamètre,
une seule turbine de type Francis à axe horizontal, génératrice synchrone
horizontale, 1 500 m de câble électrique sous-marin, sous-station
et raccordement au réseau de BC Hydro à une tension de 69 kV. Exploitation
automatisée avec contrôle à distance.

- **Date de mise en service :**
Décembre 1996

- **Fabricant de la turbine :**
GEC Alsthom (roue de Neyrpic)

- **Type de turbine :**
Francis

- **Puissance nominale :**
6 870 kW avec une hauteur
de chute nette de 103,6 m

- **Puissance maximale :**
7 115 kW avec une hauteur
de chute nette de 105,6 m

- **Vitesse de rotation :**
514 tours/minute

- **Diamètre :**
1 100 mm

- **Nombre de pales :**
13

- **Données de rendement :**
(voir *Tableau 1*)

Débit (m ³ /s)	Rendement
7,35	0,93
7,00	0,93
6,65	0,93
6,30	0,92
5,95	0,91
5,60	0,90
5,25	0,90
4,90	0,88
4,55	0,87
4,20	0,85
3,85	0,84
3,50	0,82

Tableau 1 : Données fournies par le fabricant
sur le rendement de la turbine.

Une valeur de hauteur de chute brute de 109,1 m a été utilisée dans RETScreen; cette valeur correspond à une hauteur de chute nette de 103,6 m avec des pertes hydrauliques maximales de l'ordre de 5 %. Les données du fabricant et la courbe de rendement obtenue par RETScreen sont comparées à la **Figure 14**. Cette figure montre que la courbe de rendement calculée par RETScreen donne une bonne approximation des rendements de turbines tels qu'ils ont été prévus par le concepteur.

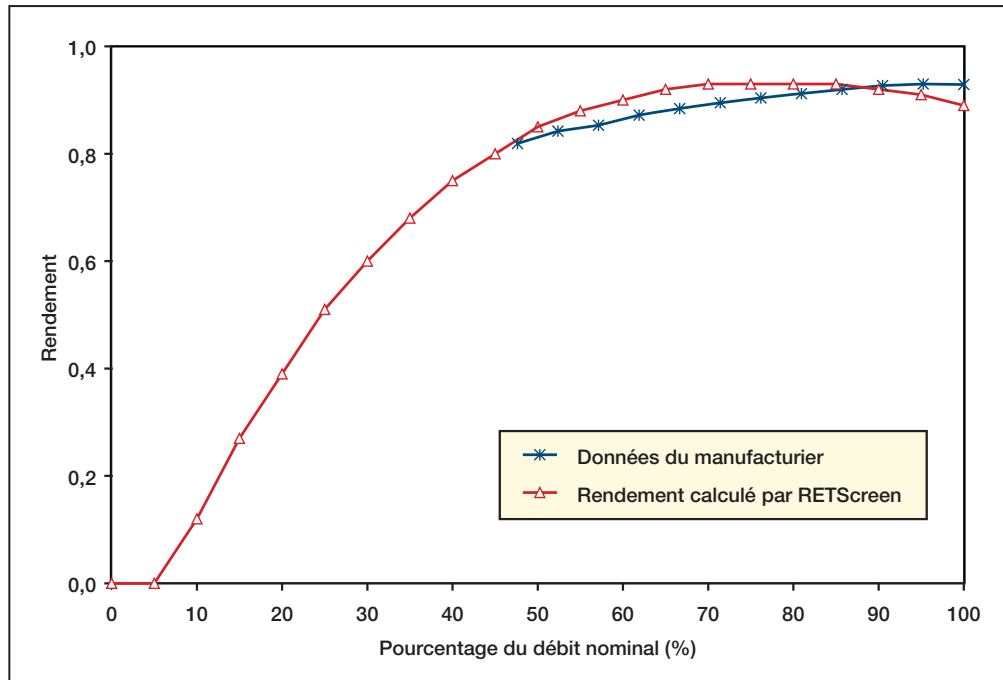


Figure 14 :

Comparaison des rendements de turbine hydroélectrique calculés par RETScreen avec ceux fournis par le fabricant.

Notons qu'en principe, une vérification des performances sur le site devrait être faite afin de vérifier la courbe de rendement telle qu'elle a été calculée à la conception. Cependant, des tests précis sur site sont chers et ne sont généralement pas réalisés pour des petits projets de centrale hydroélectrique à moins qu'il y ait suffisamment de doutes associés au fonctionnement de la turbine installée par rapport aux prévisions du fabricant. Les tests sur site pourraient montrer des différences dans la morphologie de la courbe de rendement proposée par le fabricant.



2.5.2 Puissance installée et énergie renouvelable fournie annuellement

Les résultats du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique et ceux d'un logiciel appelé HydrA ont été comparés dans un rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie réalisé dans le cadre de *Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes* et intitulé « *Assessment Methods for Small-hydro Projects* » par E M Wilson, D.Sc., FICE, FASCE, d'avril 2000. HydrA est un logiciel utilisé pour estimer le potentiel hydroélectrique de n'importe quel site au Royaume-Uni ou en Espagne. HydrA comprend un modèle d'estimation du débit spécifique régional élaboré à partir d'une analyse statistique de grande envergure sur les données de débit des rivières et d'information sur les bassins hydrographiques.

Ce qui suit est la traduction française d'un extrait de ce rapport :

Une comparaison entre les analyses énergétiques de RETScreen⁵ et HydrA a été faite pour un bassin hydrographique en Écosse pour lequel la courbe de débits classés obtenue par HydrA a été entrée dans RETScreen. Les courbes de rendement standards ou génériques des deux programmes ont été laissées tels quels, même si elles diffèrent légèrement. Les débits nominaux et les débits résiduels étaient identiques dans les deux programmes. Les valeurs énergétiques annuelles ont été obtenues avec les données suivantes :

Débit moyen : 1,90 m³/s
 Débit résiduel : 0,27 m³/s
 Débit nominal de la turbine : 1,63 m³/s
 Hauteur de chute brute : 65,0 m
 Hauteur de chute nette : 58,5 m

Turbines envisagées	Production annuelle brute d'énergie (MWh)	Production annuelle nette d'énergie (MWh)	Puissance maximale produite (kW)	Capacité nominale (kW)	Débit minimum de fonctionnement (m ³ /s)
RETScreen					
Francis		3 092		819,0	
Écoulement transversal		2 936		745,0	
Turgo		3 125		758,0	
HydrA					
Francis	3 270,3	3 107	858,7	824,4	0,76
Écoulement transversal	3 072,7	2 919	748,3	700,5	0,51
Turgo	3 163,1	3 005	809,1	728,2	0,43

Il peut être conclu de ce simple test que la différence entre les calculs énergétiques est minime.

5. Une version bêta du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique Version 2000 a été utilisée pour ce test.



2.5.3 Évaluation des coûts d'un projet

Les coûts d'un projet calculés par RETScreen en utilisant la méthode d'évaluation des coûts par formules ont été comparés avec l'évaluation détaillée des coûts réels de construction, préparée pour le complexe hydroélectrique existant de 6 MW de Rose Blanche à Terre-Neuve au Canada.

Les principaux paramètres du projet de Rose Blanche sont résumés ci-dessous :

- **Nom du projet :**
Développement hydroélectrique de Rose Blanche
- **Promoteur du projet :**
Newfoundland Power
- **Lieu du projet :**
Rivière Rose Blanche à environ 45 km à l'est de Channel Port Aux Basques.
- **Date de mise en service :**
Décembre 1998
- **Type de projet :**
Au fil de l'eau (avec une réserve de plusieurs jours)
- **Capacité installée :**
6 MW
- **Hauteur de chute nette à la conception :**
114,2 m
- **Débit nominal :**
6,1 m³/s
- **Turbine/génératrice :**
Deux turbines Francis reliées à une seule génératrice
- **Autres caractéristiques du projet :**
Petit barrage offrant une faible capacité de stockage, conduite forcée de 1 300 m, ligne électrique courte (environ 3 km).

La **Figure 15** montre les données entrées dans RETScreen et les résultats obtenus en utilisant la méthode d'évaluation des coûts par formules. L'évaluation détaillée des coûts pour le projet réel ainsi que la comparaison avec les résultats obtenus par RETScreen sont présentées à la **Figure 16**. Les coûts détaillés du projet, évalués en 1998, ont été convertis pour l'an 2000 en utilisant un facteur d'inflation de 1,03.

2. Modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique

Analyse des coûts RETScreen® - Projet de petite centrale hydroélectrique

Méthode d'évaluation des coûts : **Formule** Devise : **\$** Coûts de référence : **Aucun**

[Consulter la page d'aide](#)

Méthode de calcul des coûts par formules		Notes/Plage	
Intrants			
Pays hôte du projet		Canada	
Climat froid?	oui/non	Oui	
Nombre moyen de jours de gel au site	jour	200	
Nombre de turbines	turbine	1	
Débit par turbine	m³/s	1.9	voir cartes visiter le site Web des données satellitaires de la NASA
Diamètre approximatif de l'aube (par unité)	m	0.6	
Classification du projet :			
Classification suggérée	-	Mini	
Classification choisie	-	Petite	
Barrage existant?	oui/non	Non	
Longueur de crête du nouveau barrage	m	250.0	
Roc sur le site du barrage?	oui/non	Oui	
Pertes hydrauliques maximales	%	5%	
Pertes diverses et pertes à l'entrée de la conduite	%	1%	1% à 5%
Chemin d'accès requis?			
Longueur	oui/non	Oui	
Chemin pour la construction seulement?	oui/non	Non	
Difficulté du terrain	-	3.0	1.0 à 6.0
Tunnel requis?			
Canal requis?	oui/non	Non	
Conduite forcée requise?	oui/non	Oui	
Longueur	m	1 300	
Nombre de conduites forcées identiques	conduite	1	
Facteur de perte de charge admissible	%	4.0%	1.0 % à 4.0 %
Diamètre de la conduite	mm	1.61	
Épaisseur moyenne de la paroi de la conduite	mm	3.1	
Distance des sites d'emprunt	km	3.0	
Ligne électrique			
Longueur	km	5.0	
Difficulté du terrain	-	1.0	1.0 à 2.0
Tension	kV	44.0	
Taux d'intérêt	%	9.0%	

Coûts d'investissement (méthode de calcul des coûts par formules)	Coûts		Montant		% du total
	(devises locales)	Facteur d'ajustement	(devises locales)		
Étude de faisabilité	\$ 504 000	1.00	\$ 504 000		3.1%
Développement	\$ 529 000	1.00	\$ 529 000		3.3%
Droits fonciers			\$ -		0.0%
Développement sous-total :			\$ 529 000		3.3%
Ingenierie	\$ 537 000	1.00	\$ 537 000		3.3%
Équipements énergétiques	\$ 3 032 000	1.00	\$ 3 032 000		18.6%
Infrastructures connexes					
Chemin d'accès	\$ 1 096 000	1.00	\$ 1 096 000		6.7%
Ligne électrique	\$ 217 000	1.00	\$ 217 000		1.3%
Poste et transformateur	\$ 175 000	1.00	\$ 175 000		1.1%
Conduite forcée	\$ 1 831 000	1.00	\$ 1 831 000		11.3%
Canal	\$ -	1.00	\$ -		0.0%
Tunnel	\$ -	1.00	\$ -		0.0%
Génie civil (autres)	\$ 6 326 000	1.00	\$ 6 326 000		38.5%
Infrastructures connexes sous-total :	\$ 9 645 000		\$ 9 645 000		59.3%
Divers	\$ 2 015 000	1.00	\$ 2 015 000		12.4%
Étude du scénario de réf. et PS des GES	Coût	0	\$ -		0.0%
Validation et enregistrement pour les GES	Coût	0	\$ -		0.0%
Divers sous-total :			\$ 2 015 000		12.4%
Total des coûts d'investissement (par formules)	\$ 16 262 000		\$ 16 262 000		100.0%

Figure 15 :

Feuille d'analyse des coûts pour le projet hydroélectrique de Rose Blanche.

Le coût calculé par la méthode d'évaluation des coûts par formules de RETScreen est supérieur d'environ 14 % à l'évaluation détaillée des coûts pour le projet réel. Cependant, l'estimation RETScreen prend en compte le coût de l'étude de faisabilité qui n'est pas considéré par l'évaluation détaillée des coûts. Si l'on soustrait le coût de l'étude de faisabilité de l'estimation RETScreen, la différence n'est plus que de 11 % (les résultats de RETScreen restent supérieurs de 11 % à l'évaluation détaillée des coûts).

Coûts RETScreen® comparés aux coûts du projet					Coûts détaillés du projet		Écart (1)/(2)
Méthode d'évaluation par formules RETScreen®					(2)		
Coûts d'investissement (méthode de calcul des coûts par formules)	Coûts (devises locales)	Facteur d'ajustement	Montant (devises locales)	Montant (devises locales)			
Étude de faisabilité	\$ 504 000	1,00	\$ 504 000	\$ -			
Développement	\$ 529 000	1,00	\$ 529 000	\$ 463 500		114%	
Droits fonciers			\$ -	\$ -			
Développement sous-total :			\$ 529 000	\$ 463 500		114%	
Ingénierie	\$ 537 000	1,00	\$ 537 000	\$ 875 500		61%	
Équipements énergétiques	\$ 3 032 000	1,00	\$ 3 032 000	\$ 2 729 500		111%	
Infrastructures connexes							
Chemin d'accès	\$ 1 096 000	1,00	\$ 1 096 000	\$ 957 900		114%	
Ligne électrique	\$ 217 000	1,00	\$ 217 000	\$ 372 860		58%	
Poste et transformateur	\$ 175 000	1,00	\$ 175 000	\$ 539 720		32%	
Conduite forcée	\$ 1 831 000	1,00	\$ 1 831 000	\$ 3 090 000		59%	
Canal	\$ -	1,00	\$ -	\$ -			
Tunnel	\$ -	1,00	\$ -	\$ -			
Génie civil (autres)	\$ 6 326 000	1,00	\$ 6 326 000	\$ 4 351 750		145%	
Infrastructures connexes sous-total :	\$ 9 645 000		\$ 9 645 000	\$ 9 312 230		104%	
Divers	\$ 2 015 000	1,00	\$ 2 015 000	\$ 821 940		245%	
Étude du scénario de réf. et PS des GES	Coût	0	\$ -	\$ -			
Validation et enregistrement pour les GES	Coût	0	\$ -	\$ -			
Divers sous-total :			\$ 2 015 000	\$ 821 940		245%	
Total des coûts d'investissement (par formules)	\$ 16 262 000		\$ 16 262 000	\$ 14 202 670		114%	

Figure 16 :

Comparaison des coûts calculés par la méthode d'évaluation des coûts par formules de RETScreen avec ceux d'une évaluation détaillée.

Dans la méthode d'évaluation des coûts par formules de RETScreen, la classification du projet a été choisie comme « petite » centrale pour tenir compte des contraintes élevées de qualité, aussi bien à la conception qu'à la construction, normalement exigées lors d'un projet réalisé pour une grande compagnie d'électricité. Si la classification « mini » centrale avait été utilisée et qu'à nouveau le coût de l'étude de faisabilité avait été soustrait, l'estimation RETScreen aurait été inférieure d'environ 9 % à l'évaluation des coûts détaillée.

Bien qu'il y ait des différences dans les détails entre les deux évaluations des coûts, dans l'ensemble les totaux correspondent bien. Certains des écarts peuvent être expliqués par la méthode de regroupement des coûts qui peut différer entre les deux évaluations (il était nécessaire de regrouper certaines catégories dans l'évaluation des coûts détaillée afin de pouvoir comparer ces valeurs aux catégories de RETScreen). Le degré de précision de la méthode d'évaluation des coûts par formules du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique est cependant amplement suffisant au stade de préfaisabilité d'un projet.

2.6 Sommaire

Dans cette section les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique ont été montrés en détail. Les formules générales permettent le calcul des rendements pour différents types de turbines. Ces rendements, ainsi que la courbe de débits classés et la courbe de charge classée (dans le cas des applications en réseau isolé et hors réseau) permettent de calculer l'énergie renouvelable qui serait fournie par un projet de petite centrale hydroélectrique. Des formules spécifiques permettent d'estimer les coûts d'un projet ainsi qu'une méthode d'évaluation détaillée des coûts. La précision du modèle est excellente au stade de préfaisabilité pour estimer la production d'énergie ou les coûts d'investissement d'un projet de petite centrale hydroélectrique.



RÉFÉRENCES

Acres International Limited, *Hydrologic Design Methodologies for Small-Scale Hydro at Ungauged Sites - Phase I*, préparé pour : Environnement Canada, Inland Waters Directorate, réalisé pour Énergie, mines et ressources Canada, 1984.

Bennett, K., *Small Hydro in Canada: An Overview*, préparé pour Industrie, science et technologie Canada, Programmes économiques des autochtones, 1990.

Énergie, mines et ressources Canada (EMR), *Small Power Production in Remote Communities: A Shared Opportunity*, 1988.

Gordon, J. L., *What We Must Not Forget*, 1991.

Gordon, J. L., *Black Boxing Hydro Costs*, 1989.

Gulliver, J.S., Arndt, E.A., *Hydropower Engineering Handbook*, 1991.

Leopold, L.B., *Water: A Primer*, 1974.

Wilson, E.M., *Assessment Methods for Small-hydro Projects*, International Energy Agency – Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, avril 2000.





ANNEXE A – FORMULES DE RENDEMENT DES TURBINES

TURBINES FRANCIS, KAPLAN ET À HÉLICES (TURBINES À RÉACTION) :	
ITEM	FORMULE
Taille de la roue de la turbine à réaction (d)	$d = k Q_d^{0,473}$ <p>où : d = diamètre de l'aube de la roue en m k = 0,46 pour $d < 1,8$ = 0,41 pour $d \geq 1,8$ Q_d = débit nominal (débit pour la chute nette et à pleine ouverture des vannes en m³/s)</p>
Vitesse spécifique (n_q)	$n_q = k h^{-0,5}$ <p>où : n_q = vitesse spécifique basée sur le débit k = 800 pour les turbines à hélices et Kaplan = 600 pour les turbines Francis h = chute nette de la turbine en m (hauteur de chute brute moins les pertes hydrauliques maximales)</p>



TURBINES FRANCIS :	
ITEM	FORMULE
Ajustement de la vitesse spécifique au rendement de pointe (\hat{e}_{nq})	$\hat{e}_{nq} = \left\{ (n_q - 56) / 256 \right\}^2$
Ajustement de la taille de la roue au rendement de pointe (\hat{e}_d)	$\hat{e}_d = (0,081 + \hat{e}_{nq}) (1 - 0,789d^{-0.2})$
Rendement de pointe de la turbine (e_p)	$e_p = (0,919 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0,0305 + 0,005 R_m$ <p>où : R_m = coefficient de conception / fabrication de la turbine (de 2,8 à 6,1; par défaut = 4,5). Voir le manuel en ligne.</p>
Débit au rendement de pointe (Q_p)	$Q_p = 0,65 Q_d n_q^{0,05}$
Rendement aux débits inférieurs au débit au rendement de pointe (e_q)	$e_q = \left\{ 1 - \left[1,25 \left(\frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right)^{(3,94 - 0,0195n_q)} \right] \right\} e_p$
Chute du rendement à pleine puissance (\hat{e}_p)	$\hat{e}_p = 0,0072 n_q^{0,4}$
Rendement à pleine puissance (e_r)	$e_r = (1 - \hat{e}_p) e_p$
Rendement aux débits supérieurs au débit au rendement de pointe (e_q)	$e_q = e_p - \left[\left(\frac{Q - Q_p}{Q_d - Q_p} \right)^2 (e_p - e_r) \right]$



TURBINES KAPLAN ET À HÉLICES :	
ITEM	FORMULE
Ajustement de la vitesse spécifique au rendement de pointe (\hat{e}_{nq})	$\hat{e}_{nq} = \left\{ (n_q - 170) / 700 \right\}^2$
Ajustement de la taille de la roue au rendement de pointe (\hat{e}_d)	$\hat{e}_d = (0,095 + \hat{e}_{nq}) (1 - 0,789d^{-0,2})$
Rendement de pointe de la turbine (e_p)	$e_p = (0,905 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0,0305 + 0,005 R_m$ <p>où : R_m = coefficient de conception de fabrication de la turbine (de 2,8 à 6,1; par défaut = 4,5). Voir le manuel en ligne.</p>

TURBINES KAPLAN :	
ITEM	FORMULE
Débit au rendement de pointe (Q_p)	$Q_p = 0,75 Q_d$
Rendement aux débits inférieurs et supérieurs au débit au rendement de pointe (e_q)	$e_q = \left[1 - 3,5 \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^6 \right] e_p$

TURBINES À HÉLICES :	
ITEM	FORMULE
Débit au rendement de pointe (Q_p)	$Q_p = Q_d$
Rendement aux débits inférieurs au débit au rendement de pointe (e_q)	$e_q = \left[1 - 1,25 \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^{1,13} \right] e_p$



TURBINES PELTON :	
ITEM	FORMULE
Vitesse de rotation (n)	$n = 31 \left(h \frac{Q_d}{j} \right)^{0,5}$ <p>où : j = Nombre de jets (valeur choisie par l'utilisateur entre 1 et 6)</p>
Diamètre externe de la roue (d)	$d = \frac{49,4 h^{0,5} j^{0,02}}{n}$
Rendement de pointe de la turbine (e_p)	$e_p = 0,864 d^{0,04}$
Débit au rendement de pointe (Q_p)	$Q_p = (0,662 + 0,001j) Q_d$
Rendement aux débits inférieurs et supérieurs au débit au rendement de pointe (e_q)	$e_q = \left[1 - \left\{ (1,31 + 0,025j) \left \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right) \right ^{(5,6+0,4j)} \right\} \right] e_p$

TURBINES TURGO :	
ITEM	FORMULE
Rendement (e_q)	Rendement de la turbine Pelton moins 0,03

TURBINES À ÉCOULEMENT TRANSVERSAL :	
ITEM	FORMULE
Débit au rendement de pointe (Q_p)	$Q_p = Q_d$
Rendement (e_q)	$e_q = 0,79 - 0,15 \left(\frac{Q_d - Q}{Q_p} \right) - 1,37 \left(\frac{Q_d - Q}{Q_p} \right)^{14}$

ANNEXE B – FORMULES POUR LA MÉTHODE DE CALCUL DES COÛTS PAR FORMULES

LISTE ALPHABÉTIQUE DES PARAMÈTRES					
A	Facteur de difficulté d'accès au site	J_t	Facteur d'augmentation des coûts due aux axes verticaux de la turbine	n_p	Nombre de conduites forcées
B	Facteur des coûts pour la main d'œuvre à l'étranger	k	Perte de charge admissible dans le tunnel (par rapport à H _g)	P	Rapport du coût d'un poteau en bois sur celui d'une tour en acier pour la ligne électrique
C	Facteur des coûts civils	K	Coefficient du coût de fabrication des équipements défini par l'utilisateur tenant compte du pays de fabrication	Q	Débit considéré (m ³ /s)
C_g	Facteur des génératrices de moindre coût	K_t	Facteur de plus faible coût des petites turbines à axe horizontal	Q_d	Débit nominal (m ³ /s)
C_v	Volume de revêtement en béton du tunnel (m ³)	I_a	Longueur du chemin d'accès (km)	Q_u	Débit par unité (m ³ /s)
d	Diamètre de l'aube de la roue (m)	I_b	Distance des sites d'emprunt (km)	R	Facteur de roc
D	Facteur de difficulté de la ligne électrique	L_c	Rapport du coût local de la main d'œuvre sur le coût canadien exprimé sous forme décimale	R_v	Volume d'excavation de roc pour le tunnel (m ³)
d_p	Diamètre de(s) conduite(s) forcée(s) (m)	I_{cr}	Longueur du canal dans le roc (m)	S_r	Pente du terrain où le canal doit être construit dans le roc (degrés)
E	Facteur des coûts d'ingénierie	I_{cs}	Longueur du canal dans un sol imperméable (m)	S_s	Pente du terrain où le canal doit être construit dans la terre (degrés)
E_c	Rapport du coût local des équipements de construction sur le coût canadien, exprimé sous forme décimale	I_d	Longueur de la crête du barrage (m)	T	Facteur du chemin d'accès
f	Nombre moyen de jours de gel au site	I_p	Longueur de la conduite forcée (m)	t_{ave}	Épaisseur moyenne de la conduite forcée (mm)
F	Facteur de jours de gel	I_r	Longueur de la ligne électrique (km)	t_b	Épaisseur de la conduite forcée au niveau de la turbine (mm)
F_c	Rapport du coût local en combustible sur le coût canadien exprimé sous forme décimale	I_t	Longueur du tunnel (m)	T_c	Rapport de la longueur cuvelée du tunnel revêtu
G	Facteur de raccordement au réseau	MW	Puissance totale (MW)	t_t	Épaisseur de la paroi de la conduite forcée à l'entrée (mm)
H_g	Hauteur de chute brute (m)	MW_u	Puissance par unité (MW)	V	Tension de la ligne électrique (kV)
i	Taux d'intérêt (%)	n	Nombre de turbines	W	Poids de la conduite forcée (acier) (kg)

PARAMÈTRES DE BASE			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Débit nominal (débit maximal utilisé par la centrale) en m ³ /s (Q_d)	Valeur définie par l'utilisateur		
Classification suggérée	$Q_d > 12,8$	$12,8 \geq Q_d > 0,4$	$Q_d \leq 0,4$
Classification choisie	Valeur définie par l'utilisateur considérant le risque comme acceptable (inondation, etc.)		
Nombre de turbines (n)	Valeur définie par l'utilisateur		
Débit par turbine en m ³ /s (Q_u)	$= Q_d / n$		
Diamètre approximatif de l'aube en m (d)	$= 0,482 Q_u^{0,45}$		
Hauteur de chute brute en m (H_g)	Valeur définie par l'utilisateur		
MW/unité en MW (caché) (MW_u)	$= 8,22 Q_u H_g / 1000$	$= 7,79 Q_u H_g / 1000$	$= 7,53 Q_u H_g / 1000$
Puissance totale en MW (caché) (MW)	$= MW_u n$		

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Facteur des coûts d'ingénierie (caché) (E)		= 0,67 si le barrage existe = 1,0 s'il n'y a pas de barrage spécifié par une réponse oui/non	
Facteur de raccordement au réseau pour prendre en compte l'utilisation des génératrices asynchrones (caché) (G)	= 0,9 si MW < 1,5 et le système est relié à un réseau central		
Facteur pour prendre en compte l'utilisation des moteurs comme génératrices au moindre coût pour les projets de moins de 10 MW (caché) (C _b)		= 0,75 si MW < 10 = 1,0 si MW ≥ 10	
Facteur pour prendre en compte l'augmentation du coût due aux axes verticaux pour les unités Kaplan, Francis et à hélice pour des hauteurs supérieures à 25 m (caché) (I _t)		= 1 si Hg ≤ 25 = 1,1 si Hg > 25	
Facteur pour prendre en compte la diminution du coût due aux petites unités Kaplan, Francis et à hélice à axes horizontaux (caché) (K _v)		= 0,9 si d < 1,8 = 1,0 si d ≥ 1,8	
Facteur pour ajuster l'éventuelle construction d'un chemin d'accès de moindre coût (caché) (T)		= 0,25 s'il y a un chemin d'accès = 1,0 dans le cas contraire spécifié par une réponse oui/non	

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Facteur de difficulté d'accès au site (A)	Facteur défini par l'utilisateur sur une échelle de 1 à 6		
Longueur du chemin d'accès en m (l_a)	Valeur définie par l'utilisateur		
Facteur de difficulté de terrain pour la ligne électrique (D)	Facteur défini par l'utilisateur sur une échelle de 1 à 2		
Longueur de la ligne électrique en km (l_l)	Valeur définie par l'utilisateur		
Tension de la ligne électrique en kV (V)	Valeur définie par l'utilisateur		
Facteur reflétant le coût d'un poteau en bois par rapport à un pylône en acier (caché) (P)	$= 0,85$ si $V < 69$ $= 1,0$ si $V \geq 69$		
Facteur des coûts de génie civil (caché) (C)	$= 0,44$ si le barrage existe $= 1,0$ dans le cas contraire spécifié par une réponse oui/non		
Facteur de roc (caché) (R)	$= 1$ s'il y a du roc sur le site du barrage $= 1,05$ dans le cas contraire spécifié par une réponse oui/non		
Distance des sites d'emprunt en km (l_b)	Valeur définie par l'utilisateur		

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Longueur de la crête du barrage en m (l_d)		Valeur définie par l'utilisateur	
Nombre de conduites forcées identiques (n_p)		Valeur définie par l'utilisateur	
Poids des conduites forcées en kg (caché) (W)		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Diamètre de la (des) conduite(s) forcée(s) en m (d_p)		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Longueur de la (des) conduite(s) forcée(s) en m (l_p)		Valeur définie par l'utilisateur	
Épaisseur moyenne de la paroi de la (des) conduite(s) forcée(s) en mm (t_{ave})		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Épaisseur de la paroi de la conduite forcée au point de prélèvement en mm (caché) (t_t)		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Épaisseur de la paroi de la conduite forcée au niveau de la turbine en mm (caché) (t_b)		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Pente du terrain où le canal doit être construit dans la terre en degrés (S_s)		Valeur définie par l'utilisateur	

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Longueur du canal qui doit être construit dans la terre en m (l_{cs})		Valeur définie par l'utilisateur	
Pente du terrain où le canal doit être construit dans le roc en degrés (S_r)		Valeur définie par l'utilisateur	
Longueur du canal qui doit être construit dans le roc en m (l_{cr})		Valeur définie par l'utilisateur	
Volume d'excavation pour le tunnel dans le roc en m ³ (caché) (R_v)	Valeur calculée (formule du coût du tunnel)		N/A
Volume du revêtement en béton du tunnel en m ³ (caché) (C_v)	Valeur calculée (formule du coût du tunnel)		N/A
Longueur du tunnel en m (l_t)	Valeur définie par l'utilisateur		N/A
Facteur de perte de charge admissible dans le tunnel exprimée en fonction de la hauteur de chute brute (k)	Valeur définie par l'utilisateur		N/A
Pourcentage de la longueur cuvelée du tunnel (T_c)	Valeur définie par l'utilisateur sur une échelle de 15 % (excellent roc) à 100 % (roc pauvre)		N/A

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Taux d'intérêt (i)			Valeur définie par l'utilisateur
Nombre moyen de jours de gel au site (f)			Valeur définie par l'utilisateur
Facteur de jours de gel (caché) (F)		$= \frac{110}{(365 - f)^{0,9}}$	
Coûts locaux des équipements par rapport aux coûts canadiens (E _c)			Valeur définie par l'utilisateur
Coûts locaux en combustible par rapport aux coûts canadiens (F _c)			Valeur définie par l'utilisateur
Coûts locaux de la main d'oeuvre par rapport aux coûts canadiens (L _c)			Valeur définie par l'utilisateur
Facteur du coût du génie civil étranger (caché). Il est utilisé dans le modèle pour déterminer le coût local du génie civil pour les projets à l'étranger (B)			$= (0,3333E_c + 0,3333F_c) \times \frac{1}{\left(\frac{E_c}{L_c}\right)^{0,5} + 0,3333} \left(\frac{E_c}{L_c}\right)^{0,5} L_c$
Coefficient du coût de fabrication des équipements (K)			Valeur définie par l'utilisateur sur une échelle de 0,5 à 1,0

FORMULES DES COÛTS DE BASE			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Étude de faisabilité (Eq. #1)	$= 0,032 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#15)$		$= 0,031 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#15)$
Développement (Eq. #2)		$= 0,04 \sum (Eq.\#3) \text{ à } (Eq.\#14)$	
Ingénierie (Eq. #3)	$= 0,37 n^{0,1} E \left(\frac{MW}{H_g} \right)^{0,54} \times 10^6$		$= 0,04 \left(\frac{MW}{H_g} \right)^{0,54} \times 10^6$
Équipements énergétiques (Eq. #4)	Génératrice et contrôle : (tous types de turbines)	$= 0,82 n^{0,96} G C_g \left(\frac{MW}{H_g} \right)^{0,9} \times 10^6$	
	Turbine Kaplan et régulateur :	$= 0,27 n^{0,96} J_i K_i d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 2) \times 10^6$	
	Turbine Francis et régulateur :	$= 0,17 n^{0,96} J_i K_i d^{1,47} \left[(13 + 0,01 H_g)^{0,3} + 3 \right] \times 10^6$	
	Turbine à hélice et régulateur :	$= 0,125 n^{0,96} J_i K_i d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 4) \times 10^6$	
	Turbine Pelton/Turgo et régulateur :	$= 3,47 n^{0,96} \left(\frac{MW_u}{H_g} \right)^{0,44} \times 10^6$ avec $\frac{MW_u}{H_g} > 0,4$ $= 5,34 n^{0,96} \left(\frac{MW_u}{H_g} \right)^{0,91} \times 10^6$ avec $\frac{MW_u}{H_g} \leq 0,4$	
Installation des équipements énergétiques (Eq. #5)	Coût d'une turbine Pelton/Turgo $\times 0,5$		
Chemin d'accès (Eq. #6)	$= 0,15 (Eq.\#4)$		
Ligne électrique (Eq. #7)	$= 0,025 T A^2 I_a^{0,9} \times 10^6$ $= 0,0011 D P I_r^{0,95} V \times 10^6$		

FORMULES DES COÛTS DE BASE			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Poste et transformateur (Eq. #8)	$= (0,0025 n^{0,95} + 0,002 (n+1)) \times \left(\frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} \times V^{0,3} \times 10^6$		
Installation du poste et du transformateur (Eq. #9)	$= 0,15 \text{ (Eq. #8)}$		
Génie civil (Eq. #10)	$= 3,54 n^{-0,04} C R$ $\times \left(\frac{MW}{H_g} \right)^{0,82}$ $\times (1+0,01 l_b)$ $\times \left(1+0,005 \frac{l_d}{H_g} \right)$ $\times 10^6$	$= 1,97 n^{-0,04} C R$ $\times \left(\frac{MW}{H_g} \right)^{0,82}$ $\times (1+0,01 l_b)$ $\times \left(1+0,005 \frac{l_d}{H_g} \right)$ $\times 10^6$	$= 1,97 n^{-0,04} C$ $\times \left(\frac{MW}{H_g} \right)^{0,82}$ $\times \left(1+0,005 \frac{l_d}{H_g} \right)$ $\times 10^6$
Conduite forcée (Eq. #11)	$= 20 n_p^{0,95} W^{0,888}$ <p>où :</p> $W = (24,7 d_p l_p t_{ave})$ <p>où :</p> $d_p = \left(\frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,43}$ $H_g^{0,14}$ $t_t = d_p^{1,3} + 6$ $t_b = 0,0375 d_p H_g$ $t_{ave} = 0,5 (t_t + t_b) \text{ si } t_b \geq t_t$ $t_{ave} = t_t \text{ si } t_b < t_t$		

FORMULES DES COÛTS DE BASE			
ITEM	SMALL	MINI	MICRO
Installation de la conduite forcée (Eq. #12)		$= 5 W^{0,88}$	
Canal (Eq. #13)		$= 20 \times \left[(1,5 + 0,01 S_s^{1,5}) Q_d l_{cs} \right]^{0,9}$ <p>(pour des conditions dans la terre)</p> $+$ $= 100 \times \left[(1,5 + 0,016 S_r^2) Q_d l_{cr} \right]^{0,9}$ <p>(pour des conditions dans le roc)</p>	
Tunnel (Eq. #14)	$= 400 R_v^{0,88} + 4000 C_v^{0,88}$ <p>où :</p> $R_v = 0,185 l_t^{1,375} \left(\frac{Q_d^2}{k H_g} \right)^{0,375}$ $C_v = 0,306 R_v T_c$		N/A
Divers (Eq. #15)	$= 0,25 i Q_d^{0,35}$ $\times 1,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$ $+ 0,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$		$= 0,17 i$ $\times 1,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$ $+ 0,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$
Total des coûts d'investissement (par formules)	$= \sum (Eq.\#1) \text{ à } (Eq.\#15)$		

PROJETS CANADIENS ET NON-CANADIENS – APPLICATION DES FACTEURS « F », « B » ET « K »						
Catégorie des coûts	Projets canadiens			Projets non-canadiens		
	Appliquer le facteur « F »	% des composants locaux	Appliquer « F » au local	Appliquer « B » au local	Appliquer « K » à l'étranger	
Étude de faisabilité (Eq. #1)		15 %				
Développement (Eq. #2)		50 %				
Ingénierie (Eq. #3)	Oui	40 %	Oui		Oui	
Équipements énergétiques (Eq. #4)		0 %			Oui	
Installation d'équipements énergétiques (Eq. #5)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Chemin d'accès (Eq. #6)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Ligne électrique (Eq. #7)	Oui	60 % si V < 69 40 % si V ≥ 69	Oui	Oui	Oui	
Poste et transformateur (Eq. #8)		0 %			Oui	
Installation du poste et du transformateur (Eq. #9)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Génie civil (Eq. #10)	Oui	85 %	Oui	Oui	Oui	
Conduite forcée (Eq. #11)		0 %			Oui	
Installation de la conduite forcée (Eq. #12)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Canal (Eq. #13)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Tunnel (Eq. #14)	Oui	85 %	Oui	Oui	Oui	
Divers (Eq. #15)						

CATÉGORIES DES COÛTS DE RETScreen POUR LA MÉTHODE DE CALCUL DES COÛTS PAR FORMULES	
Catégorie de coût	Numéro de la (des) formule(s)
Étude de faisabilité	1
Développement	2
Ingénierie	3
Équipements énergétiques	4
<i>Autres coûts et infrastructures connexes</i>	
Chemin d'accès	6
Ligne électrique	7
Poste et transformateur	8
Conduite forcée	11
Canal	13
Tunnel	14
Génie civil (autre)	5 + 9 + 10 + 12
<i>Sous-total</i>	
Divers	15

ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75477-8

Numéro de catalogue : M39-99/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	5
1.1	Description des systèmes photovoltaïques	6
1.1.1	Modules photovoltaïques	7
1.1.2	Batteries d'accumulateurs	8
1.1.3	Conditionnement de l'énergie	9
1.1.4	Génératrices	9
1.1.5	Pompes	10
1.2	Marché des systèmes photovoltaïques	11
1.2.1	Applications en réseau	11
1.2.2	Applications hors réseau	12
1.2.3	Applications du pompage de l'eau	14
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE	15
2.1	Principes de calcul de l'énergie solaire	17
2.1.1	Déclinaison	18
2.1.2	Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher	18
2.1.3	Rayonnement extraterrestre et indice de clarté	19
2.2	Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné	19
2.2.1	Description de l'algorithme	20
2.2.2	Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus	20
2.2.3	Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV	22
2.2.4	Sommation	22
2.3	Modèle du champ PV	23
2.3.1	Calcul du rendement moyen	23
2.3.2	Autres corrections	24
2.4	Modèle en réseau	25
2.5	Modèle hors réseau	25
2.5.1	Aperçu général	25
2.5.2	Calcul de la charge électrique	26
2.5.3	Méthode du potentiel d'utilisation	28
2.5.4	Énergie traversant les accumulateurs	31
2.5.5	Dimensionnement du champ, des accumulateurs et du groupe électrogène	35
2.6	Modèle du pompage de l'eau	36





2.7	Validation	37
2.7.1	Validation du calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné par comparaison à un modèle horaire.	38
2.7.2	Validation du modèle hors réseau par comparaison à un modèle horaire.	45
2.8	Sommaire	48
3	RÉFÉRENCES	49





CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels d'installation photovoltaïque avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.etscreen.net.

1. CONTEXTE - PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE¹

La demande mondiale en systèmes solaires d'alimentation électrique croît constamment depuis 20 ans. Aujourd'hui, l'industrie mondiale du photovoltaïque (PV) repose essentiellement sur les besoins des régions isolées en alimentation électrique fiable et peu coûteuse. Dans un grand nombre d'applications, le photovoltaïque est tout simplement la solution la plus rentable. Parmi ces applications, on peut citer les systèmes isolés alimentant des chalets ou des résidences éloignées, les aides à la navigation de la Garde côtière, les sites éloignés de télécommunications des services publics et de l'armée, le pompage de l'eau dans les fermes et les postes d'appel d'urgence sur les campus ou les autoroutes. Un exemple de système photovoltaïque hybride de production d'électricité centralisée est montré à la **Figure 1**.



Figure 1 :

Système photovoltaïque hybride de production d'électricité centralisée à Escuain (Puertolas, Aragon, Espagne) Parc naturel d'Ordesa y el Monte Perdido.

Crédit photo :
Sylvain Martel

1. Une grande partie du texte de cette section est une traduction du document suivant : Leng, G., Dignard-Bailey, L., Bragagnolo, J., Tamizhamani, G. et Usher, E., **Overview of the Worldwide Photovoltaic Industry**, rapport n° 96-41-A1 (TR), Laboratoire de recherche en diversification énergétique CANMET, Ressources naturelles Canada, Varennes, QC, Canada, juin 1996.



La demande en systèmes PV devrait connaître une croissance significative dans les pays en développement pour satisfaire aux besoins de base des 2 milliards de personnes qui n'ont pas encore accès aux réseaux électriques conventionnels. À cette demande en systèmes hors réseau économiquement rentables, viennent s'ajouter les préoccupations des gouvernements et des services publics à propos de l'environnement et de l'approvisionnement à plus long terme en combustibles. Ces préoccupations sont à la base des programmes de démonstrations de systèmes PV reliés à des réseaux centralisés dans les pays industrialisés.

Au cours de 1999, la production mondiale de modules photovoltaïques était approximativement de 200 mégawatts (MW_c) et les ventes annuelles de systèmes complets pour l'industrie du PV, dépassaient les 3 milliards de dollars. À titre de comparaison, environ 23 MW_c avaient été livrés en 1985, soit une différence de 850 % en seulement 14 ans. Cette croissance a mené au début de l'année 2000 à une capacité cumulée installée de production d'électricité photovoltaïque de plus de 1 000 MW_c à l'échelle de la planète (Leng et coll., 1996, et Maycock, 2000).

1.1 Description des systèmes photovoltaïques

Le module PV est l'élément commercial principal du marché photovoltaïque. Un module PV est classé en fonction de la puissance fournie dans des conditions normalisées d'essai. Ces conditions sont de 1 kW/m^2 de rayonnement solaire et une température de cellule PV de 25 °C. La puissance mesurée dans ces conditions est appelée capacité nominale et est exprimée en watts-crête (W_c). Ainsi, une production annuelle de 165 MW_c signifie que l'industrie du PV a fabriqué des modules pouvant fournir 165 MW_c d'électricité (puissance nominale) dans des conditions normalisées de 1 kW/m^2 de rayonnement solaire, de température de cellule de 25 °C et sous une masse d'air de 1,5.

Les modules PV sont intégrés à des systèmes conçus pour des applications précises. Les composants ajoutés aux modules constituent les « infrastructures connexes » et peuvent être classifiés dans les quatre catégories suivantes :

- Batterie d'accumulateurs² - éléments de stockage qui emmagasine sous forme chimique l'énergie produite par les modules PV, pour la restituer sous forme électrique selon les besoins (p. ex. : la nuit ou lors de jours couverts);
- onduleur - dispositif électrique utilisé pour convertir en courant alternatif (CA), le courant électrique continu (CC) produit par les modules PV;
- contrôleur - dispositif électrique qui gère le stockage de l'énergie dans les accumulateurs et la distribution vers la charge (c.-à-d. qui contrôle la charge et la décharge des accumulateurs); et
- structure portante - support requis pour monter ou installer les modules PV et les autres composants du système.

2. Le terme anglais « battery » se traduit en français par l'expression « batterie d'accumulateurs » (Office québécois de la langue française, *Le grand dictionnaire terminologique*, 1998). Les termes abrégés « accumulateur » ou « batterie » ont parfois été utilisés afin d'alléger le texte.





Selon le type d'application, certaines infrastructures connexes d'un système PV ne sont pas nécessaires. Par exemple, un onduleur n'est pas utile s'il n'y a pas de charge en courant alternatif (CA). Pour les applications en réseau, les batteries d'accumulateurs ne sont plus nécessaires puisque le réseau peut agir comme élément de stockage, en absorbant les surplus d'électricité. De même, elles ne sont généralement pas utilisées pour des applications de pompage de l'eau où le stockage de l'énergie peut se faire sous la forme d'une simple réserve d'eau accumulée pendant les heures d'ensoleillement. Par contre, certains systèmes requièrent d'autres infrastructures connexes particulières. Par exemple, les systèmes autonomes peuvent inclure une génératrice diesel; et un système de pompage PV comprend une pompe CC ou CA.

Divers types d'entreprises sont impliquées dans l'industrie du photovoltaïque. Habituellement, ces organisations incluent les fabricants de cellules/modules PV, les fabricants des infrastructures connexes, les distributeurs et grossistes ainsi que les intégrateurs de systèmes.

1.1.1 Modules photovoltaïques

Il existe essentiellement deux technologies de fabrication de modules photovoltaïques : la production de cellules issues de plaques de silicium cristallin et les modules obtenus directement par des procédés en couches minces. Dans le premier cas, des tranches de silicium monocristallin, de silicium polycristallin ou de silicium en ruban sont utilisées pour produire des cellules solaires dans des chaînes de production utilisant des procédés et machines propres à l'industrie des semi-conducteurs au silicium (voir **Figure 2**). Les fabricants de ce type de cellules, les assemblent ensuite eux-mêmes en modules ou les vendent à des fabricants de modules, qui se chargent de l'assemblage. La première grande utilisation du PV ayant été la recharge de batteries d'accumulateurs, la plupart des modules sur le marché sont conçus pour fournir un courant continu (CC) d'un peu plus de

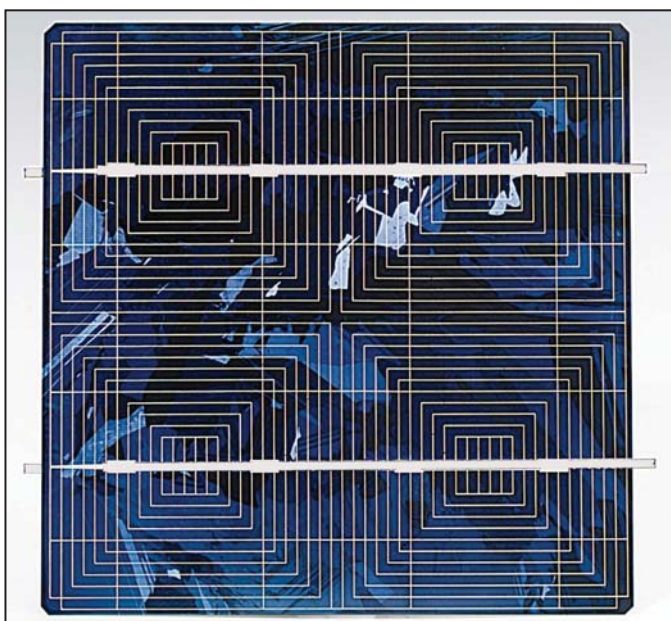


Figure 2 :

Cellule au silicium cristallin.

Photo Credit :

Photowatt



12 Volts (V). Un module PV se compose donc généralement d'un circuit de 36 cellules en série, encapsulées dans un laminage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique. Les modules en silicium cristallin courants ont un rendement de conversion (énergie électrique produite vs. énergie solaire incidente) de l'ordre de 11 à 15 %.

Il existe quatre types de modules en couches minces. Leurs noms sont dérivés de l'un des principaux matériaux actifs de la cellule : tellure de cadmium (CdTe), diséléniure de cuivre-indium (CIS), silicium amorphe et silicium cristallin en couche mince. Le silicium amorphe est déjà produit à l'échelle commerciale alors que les trois autres technologies approchent du stade de commercialisation. Les modules en couches minces sont déposés directement sur le substrat de verre, supprimant ainsi les étapes intermédiaires associées à la fabrication des cellules solaires individuelles.

Certains fabricants développent des modules PV qui concentrent, à l'aide de lentilles, la lumière solaire sur des mini-cellules à haut rendement. L'idée de départ est que le matériau des lentilles coûtera moins cher par unité de surface que les modules classiques au silicium, réduisant ainsi le coût du W_c . Pour que les lentilles concentrent toujours le rayonnement sur les cellules PV, les modules doivent être orientables pour être constamment dirigés vers le soleil. Pour ce faire, ils sont utilisés en conjonction avec des systèmes de poursuite solaire (héliostats). Ces modules sont limités aux régions où il y a une forte proportion de rayonnement solaire direct, comme les déserts.

1.1.2 Batteries d'accumulateurs

Si un système hors réseau doit fournir de l'énergie à la demande et non seulement lorsqu'il y a du soleil, des batteries d'accumulateurs sont requises pour stocker l'énergie. L'accumulateur d'usage le plus courant est du type plomb-acide et comprend deux catégories : les accumulateurs plomb-calcium et les accumulateurs plomb-antimoine. Les accumulateurs nickel-cadmium peuvent aussi être utilisés, plus particulièrement s'ils doivent subir des écarts importants de température. À cause de la nature variable des radiations solaires, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycles de charge et de décharge. La profondeur de décharge auquel un accumulateur peut être soumis dépend de son type. Ainsi, les accumulateurs plomb-calcium sont utilisés pour des applications où la décharge est inférieure à 20 % par cycle (décharge faible). Les accumulateurs nickel-cadmium et quelques types d'accumulateurs plomb-antimoine, peuvent être utilisés pour des applications où la décharge pourrait excéder 80 % (décharge profonde).

Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines (p. ex. : pour des applications très spécifiques en région arctique). Les batteries sont caractérisées par leur tension, qui pour la plupart des applications est un multiple de 12 V, et leur capacité exprimée en ampère-heure (Ah). Par exemple, une batterie de 48 V, 50 Ah est capable d'emmagasiner $50 \times 48 = 2\,400$ Wh d'électricité sous des conditions nominales d'opération.





Noter qu'un dimensionnement optimisé des batteries est critique et permet de maximiser le rapport coût/performance du système sur sa durée de vie (c.-à-d. performance optimisée et durée de vie des batteries d'accumulateurs allongés). Le remplacement inutile des batteries d'accumulateurs est coûteux, particulièrement pour les applications dans les endroits isolés.

1.1.3 Conditionnement de l'énergie

Le matériel de conditionnement de l'énergie électrique peut se définir comme tout circuit qui modifie l'énergie provenant des modules PV pour la rendre compatible avec les caractéristiques de courant et de tension de la charge. Ce matériel peut inclure :

- Régulateur de recharge de batteries - régularise les cycles de recharge et de décharge des batteries d'accumulateurs;
- optimiseur de puissance fournie - maintient la tension des modules PV à la tension de puissance maximale;
- onduleur - convertit la sortie CC des modules PV ou des batteries d'accumulateurs en courant alternatif (CA). Le courant CA est utilisé par la plupart des appareils et moteurs électriques. Il est aussi le type d'énergie utilisé par les réseaux électriques et par conséquent, tout système PV qui y est connecté doit ainsi utiliser ce type d'équipement;
- redresseur/chargeur de batteries - convertit en courant CC, le courant CA produit par une génératrice pour recharger des batteries d'accumulateurs.

1.1.4 Génératrices

Pour les applications hors réseau, il est également possible d'avoir un système PV fonctionnant en parallèle avec une génératrice diesel. Les systèmes sont alors complémentaires : le système PV permet de réduire la consommation en combustible fossile et les coûts d'entretien de la génératrice; l'utilisation de la génératrice permet d'éviter le surdimensionnement du système PV (modules PV et batteries d'accumulateurs) qui serait nécessaire pour répondre à la demande en tout temps.

Les génératrices peuvent utiliser plusieurs types de combustibles fossiles : essence, mazout #2 (diesel), propane ou gaz naturel. La nécessité d'une génératrice et la fraction de la charge fournie par celle-ci par rapport au système PV, dépendent de plusieurs facteurs comme le coût d'investissement du système PV, les coûts d'opération de la génératrice, la fiabilité requise par les utilisateurs et les conditions environnementales (par ex. : le bruit généré par la génératrice, les émissions de gaz d'échappement, etc.).



1.1.5 Pompes

Plusieurs types de pompes peuvent être utilisés dans les systèmes PV. Elles peuvent être classées selon leur conception (pompes centrifuge ou à déplacement positif), selon leur position dans un système (pompe de surface ou submersible) ou par le type de moteur utilisé (CA ou CC). Les pompes centrifuges sont généralement utilisées dans les puits profonds et pour des débits importants. Les pompes à déplacement positif sont habituellement limitées aux utilisations pour des débits faibles. Les pompes à déplacement positif (p. ex. : pompes à diaphragme, pompes à pistons et pompes à cavité progressive) peuvent généralement vaincre des pertes de charges statiques importantes. Elles sont par contre moins accessibles que les pompes de surface et plus sensibles aux impuretés pouvant se retrouver dans l'eau (boue, sable, etc.). La **Figure 3**, adaptée de Barlow et coll. (1993), suggère des choix possibles de pompes en fonction de la tête de pression à vaincre et du volume d'eau à pomper.

Finalement, le choix entre une pompe avec moteur CC ou CA peut dépendre de plusieurs facteurs incluant le prix, la fiabilité et le support technique disponible. Un moteur CC est généralement très efficace et plus facile à utiliser avec un système PV. D'un autre côté, un moteur CA est moins cher et plus facile à se procurer mais exige l'utilisation d'un onduleur pour pouvoir fonctionner avec un système PV.

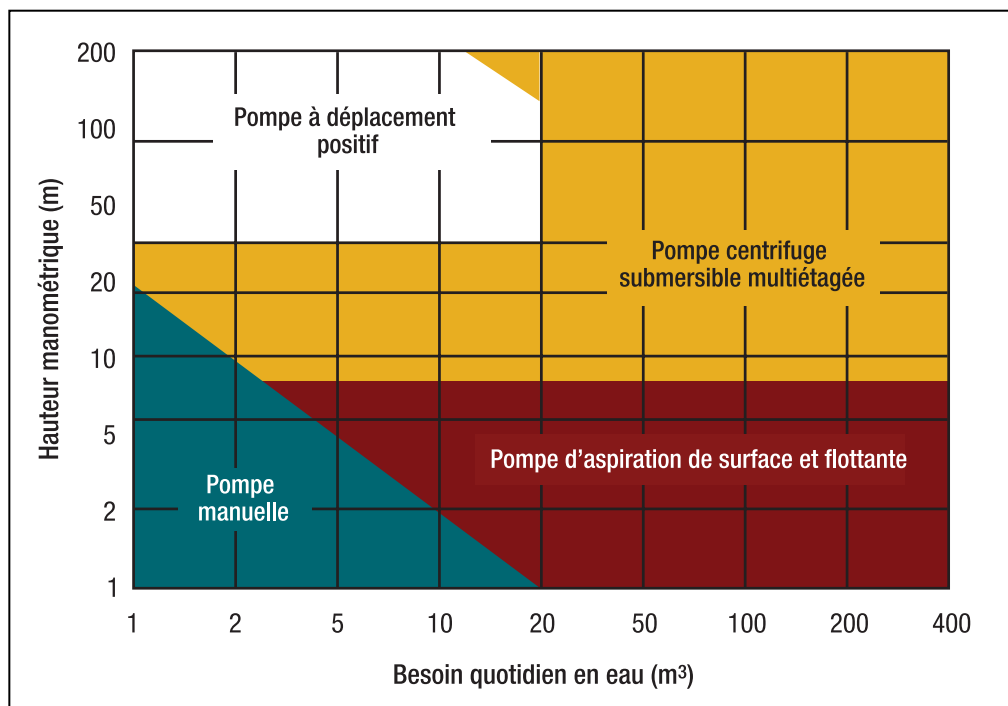


Figure 3 :
Sélection du type de pompe [adapté de Barlow et coll., 1993].



1.2 Marché des systèmes photovoltaïques

Le marché de la filière photovoltaïque peut être classé selon l'utilisation finale de la technologie. Les installations PV sont le plus souvent destinées à des applications hors réseau. Le pompage de l'eau représente aussi un secteur d'application important du PV, plus particulièrement dans les pays en développement. Le plus grand potentiel commercial à long terme de cette technologie, en terme de volumes des ventes, est celui des applications avec raccordement à un réseau.

1.2.1 Applications en réseau

Dans les applications avec raccordement à un réseau, le système PV transfère directement l'électricité à un réseau centralisé ou à un réseau isolé et ne nécessite aucune batterie d'accumulateurs. Deux types d'applications peuvent être différenciés : la production d'électricité décentralisée et centralisée. Les systèmes décentralisés comprennent les systèmes PV intégrés aux bâtiments résidentiels ou commerciaux. Pour les bâtiments résidentiels, la taille du système est en général de l'ordre de 2 à 4 kW_c. Pour les immeubles commerciaux, elle peut atteindre 100 kW_c ou davantage. L'installation par les fournisseurs d'électricité de systèmes PV dans des sous-stations ou sur des sites en fin de ligne est un autre exemple de production décentralisée. Selon l'endroit, ces applications arrivent à être concurrentielles. Par exemple, un programme du Sacramento Municipal Utility District (SMUD), en Californie, prévoit l'installation annuelle de plus de 1 MW_c de systèmes PV sur son territoire. La **Figure 4**, adaptée de Ross et Royer (1999), montre un exemple de systèmes PV distribués et d'une centrale électrique PV, reliés au réseau.

Le modèle RETScreen® International pour projets d'installation photovoltaïque

Le modèle RETScreen® International pour projets d'installation photovoltaïque permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour trois applications de base : en réseau, hors réseau et pompage de l'eau. Pour les applications en réseau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité. Pour les applications hors réseau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des systèmes autonomes (PV-batterie) et hybrides (PV-batterie-génératrice). Pour les applications de pompage de l'eau, le modèle peut être utilisé pour évaluer des projets PV-système de pompage.

Un système photovoltaïque raccordé à un réseau est généralement évalué sur la base des économies potentielles sur les coûts de production d'énergie et de génération de capacité, ainsi qu'en fonction des bénéfices environnementaux. En production décentralisée, les générateurs électriques (PV ou autres) sont situés sur les lieux de consommation ou à proximité. Les pertes d'énergie (kWh) et de capacité (kW) des lignes de distribution du fournisseur d'électricité peuvent ainsi être réduites. Le fournisseur peut de ce fait repousser, voire éviter, des travaux d'augmentation de capacité de son réseau de transport et de distribution dans les endroits où la production quotidienne moyenne du système PV correspond à sa demande de pointe (p. ex. : la pointe de l'après-midi en été pour la climatisation), tel que décrit par Leng et Martin (1994). Par ailleurs, des fabricants de modules PV développent actuellement des modules qui peuvent être intégrés en façade ou en toiture d'édifices grâce à des éléments standards de murs rideaux ou à des tuiles de couverture. Le coût des matériaux de construction qui sont remplacés peut être déduit du coût final de l'option photovoltaïque, rendant ainsi la production décentralisée d'énergie photovoltaïque plus avantageuse pour le propriétaire du bâtiment ou le fournisseur d'électricité. L'utilisation du PV dans les bâtiments augmente grâce à des projets de démonstration dans des pays industrialisés.



Les applications centralisées du PV ne sont pas encore concurrentielles. Par contre, des systèmes PV centralisés ayant des puissances de plusieurs MW_c, ont été installés à titre de démonstration et pour aider les fournisseurs d'électricité à prendre de l'expérience dans la gestion de telles installations. Ces installations, de même que celles de systèmes PV décentralisés raccordés à un réseau, représentent une stratégie à long terme des gouvernements et compagnies d'électricité qui désirent s'impliquer dans le développement du PV, énergie propre à approvisionnement garanti.

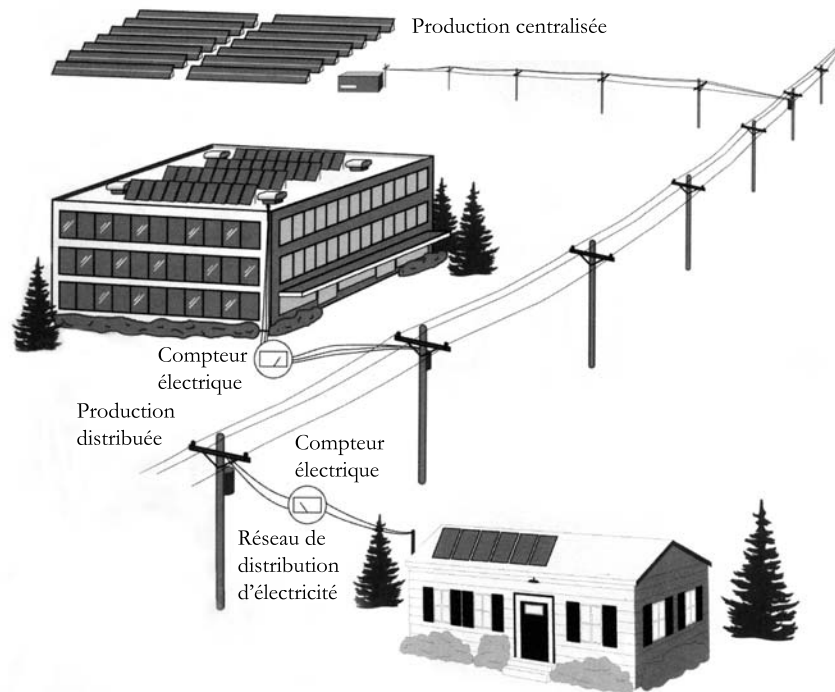


Figure 4 :

Schéma type d'un système PV raccordé à un réseau [adapté de Ross et Royer, 1999].

1.2.2 Applications hors réseau

À l'heure actuelle, c'est dans les endroits isolés, loin d'un réseau électrique et où les besoins en énergie sont relativement faibles (généralement moins de 10 kW_c) que l'énergie photovoltaïque est la plus concurrentielle. Dans ces applications hors réseau, l'énergie solaire captée par les modules sert fréquemment à recharger des batteries d'accumulateurs. L'énergie électrique ainsi emmagasinée permet alors de livrer l'électricité aux usagers quand ils le demandent. Dans les sites isolés hors réseau, l'utilisation du PV est très concurrentielle par rapport à l'extension du réseau, aux batteries non rechargeables, aux génératrices à effet Pelletier (aussi connues sous les



noms de thermogénérateurs ou de thermopiles) et aux génératrices à moteur diesel ou à essence. Aux États-Unis, selon les estimations du Utility Photovoltaic Group (UPVG), il en coûte de 12 000 à 50 000 \$ du km pour étendre un réseau. Le photovoltaïque est donc une excellente option dans le cas des demandes faibles et dans les régions éloignées du réseau des services publics. Par comparaison avec les génératrices à combustible fossile et les batteries non rechargeables, le grand avantage du PV est la réduction des coûts d'exploitation, de maintenance et de remplacement, ce qui se traduit souvent par une baisse des coûts sur le cycle de vie des systèmes PV.

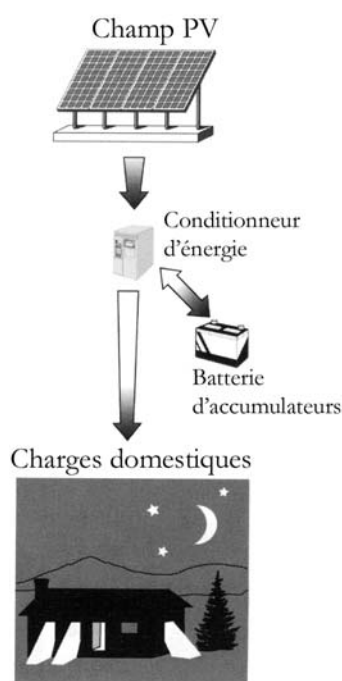


Figure 5 :
Schéma d'un système autonome hors-réseau
[adapté de Ross et Royer, 1999].

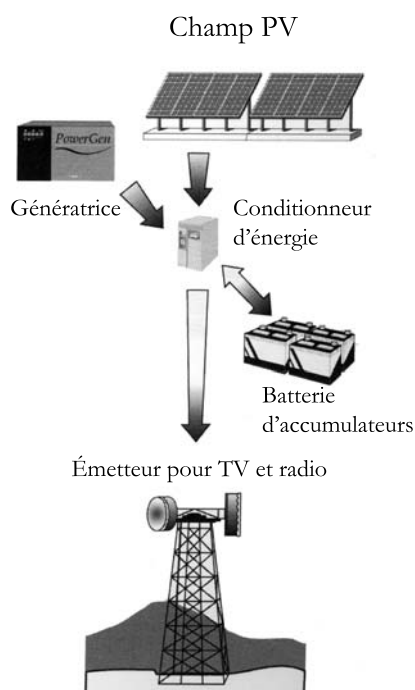


Figure 6 :
Schéma d'un système hybride hors-réseau
[adapté de Ross et Royer, 1999].

Les applications hors réseau comprennent les systèmes autonomes (**Figure 5**) et les systèmes hybrides (**Figure 6**). Ces derniers sont similaires aux systèmes autonomes mais incluent en plus une génératrice à combustible fossile pour rencontrer une partie de la charge et assurer ainsi une plus grande fiabilité.

1.2.3 Applications du pompage de l'eau

Avec des milliers d'installations dans les pays industrialisés et les pays en développement, le pompage de l'eau avec système photovoltaïque est l'une des applications les plus communes dans le monde. Les applications types dans le secteur du pompage de l'eau sont le pompage de l'eau sanitaire, le pompage de l'eau pour les camps et les campings, l'irrigation, l'alimentation en eau pour les villages et l'abreuvement du bétail. Les pompes PV sont de plus en plus utilisées et ce, pour toutes les gammes de capacité. Elles remplacent aussi de plus en plus les pompes mécaniques actionnées par le vent.

Habituellement, les applications de pompage de l'eau n'utilisent pas de batteries d'accumulateurs car elles ont l'avantage de permettre le stockage de l'énergie solaire sous la forme d'une simple réserve d'eau accumulée pendant les heures d'ensoleillement. Le schéma d'un système de pompage PV est présenté à la **Figure 7**. Un système de pompage PV est relativement simple, requiert peu d'entretien et rend l'utilisateur indépendant des combustibles fossiles. Il est souvent choisi lorsque le site du projet est relativement loin d'un réseau centralisé (p. ex. : un ranch) ou lorsqu'il n'y a pas de réseau centralisé et que les ressources en eau sont rares (p. ex. : dans les pays en développement). L'application du pompage PV pour l'irrigation est idéale car les besoins en eau des plantes sont en phase avec l'ensoleillement (c.-à-d. qu'au moment où il y a moins de rayonnement solaire durant la période des pluies, les besoins en eau d'irrigation sont au minimum).

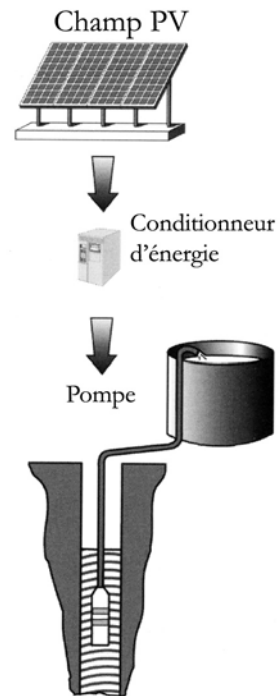


Figure 7 :
Schéma d'un système de pompage PV
[adapté de Ross et Royer, 1999].



2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS D'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque permet d'évaluer la production d'énergie et la viabilité économique de différents types de projets photovoltaïques, depuis les petits systèmes PV de pompage de l'eau, les systèmes intermédiaires PV résidentiels décentralisés (hors réseau), jusqu'aux installations de production centralisée de grande taille, et ce dans le monde entier. Trois applications de base peuvent être évaluées par le modèle PV :

- Applications avec raccordement à un réseau électrique – qui couvrent les réseaux centralisés et les réseaux isolés;
- applications sans raccordement à un réseau électrique – qui incluent les systèmes autonomes (PV et batteries) et les systèmes hybrides (PV, batteries et génératrice); et
- applications du pompage de l'eau (PV, pompe).

Le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque comporte six feuilles de calcul : *Modèle énergétique, Évaluation de la ressource solaire & calcul de la charge (Ressource solaire et charge), Analyse des coûts, Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES), Sommaire financier et Analyse de sensibilité et de risque (Analyse de sensibilité)*. La feuille *Ressource solaire et charge* permet de spécifier le type de système envisagé pour le projet et calcule la charge mensuelle du système. Cette feuille permet aussi de calculer la quantité d'énergie solaire captée pendant une année par les panneaux PV, selon leur inclinaison (par rapport à l'horizontale), leur orientation (par rapport au méridien) et en fonction des valeurs mensuelles du rayonnement solaire incident sur une surface horizontale.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : **Modèle énergétique, Ressource solaire et charge, Analyse des coûts et Sommaire financier**. Les feuilles de calcul **Analyse des GES** et **Analyse de sensibilité** sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre (GES) engendrée par le projet proposé. La feuille *Analyse de sensibilité et de risque* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité d'indicateurs financiers importants en fonction de paramètres clés techniques et financiers. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Afin d'aider l'utilisateur à caractériser un système photovoltaïque avant d'en évaluer les coûts et les performances énergétiques, le modèle suggère le dimensionnement de certains composants du système (p. ex. : « la puissance nominale du champ PV »). Le calcul des valeurs suggérées ou estimées est basé sur les données entrées par l'utilisateur et peuvent être utilisées en première analyse, même si elles ne sont pas nécessairement des valeurs optimales.





Cette section décrit les différents algorithmes utilisés par RETScreen pour calculer la production d'énergie des systèmes PV sur une base mensuelle. La **Figure 8** présente un schéma fonctionnel des algorithmes. Les principes de calcul de l'énergie solaire sont présentés dans la *Section 2.1*. La *Section 2.2* décrit l'algorithme de calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné, qui est commun aux trois modèles d'application (c.-à-d. système en réseau, hors réseau et pompage de l'eau). Il calcule l'ensoleillement dans le plan des capteurs PV en fonction de leur orientation, donnée mensuellement pour un ensoleillement quotidien sur une surface horizontale. Le modèle du champ PV, présenté dans la *Section 2.3*, calcule la production d'énergie du champ PV en fonction de la température ambiante et de l'ensoleillement disponible. Cet algorithme est aussi commun aux trois modèles d'application. Ensuite, différents modèles sont décrits dans les *Sections 2.4 à 2.6* pour chacun des 3 domaines d'application. Ceux-ci sont utilisés pour évaluer l'interaction des différents composants du système PV et pour prédire quelle quantité d'énergie (ou d'eau dans le cas du système de pompage) peut être annuellement produite par le système PV. Une validation du modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque est présentée dans la *Section 2.7*.

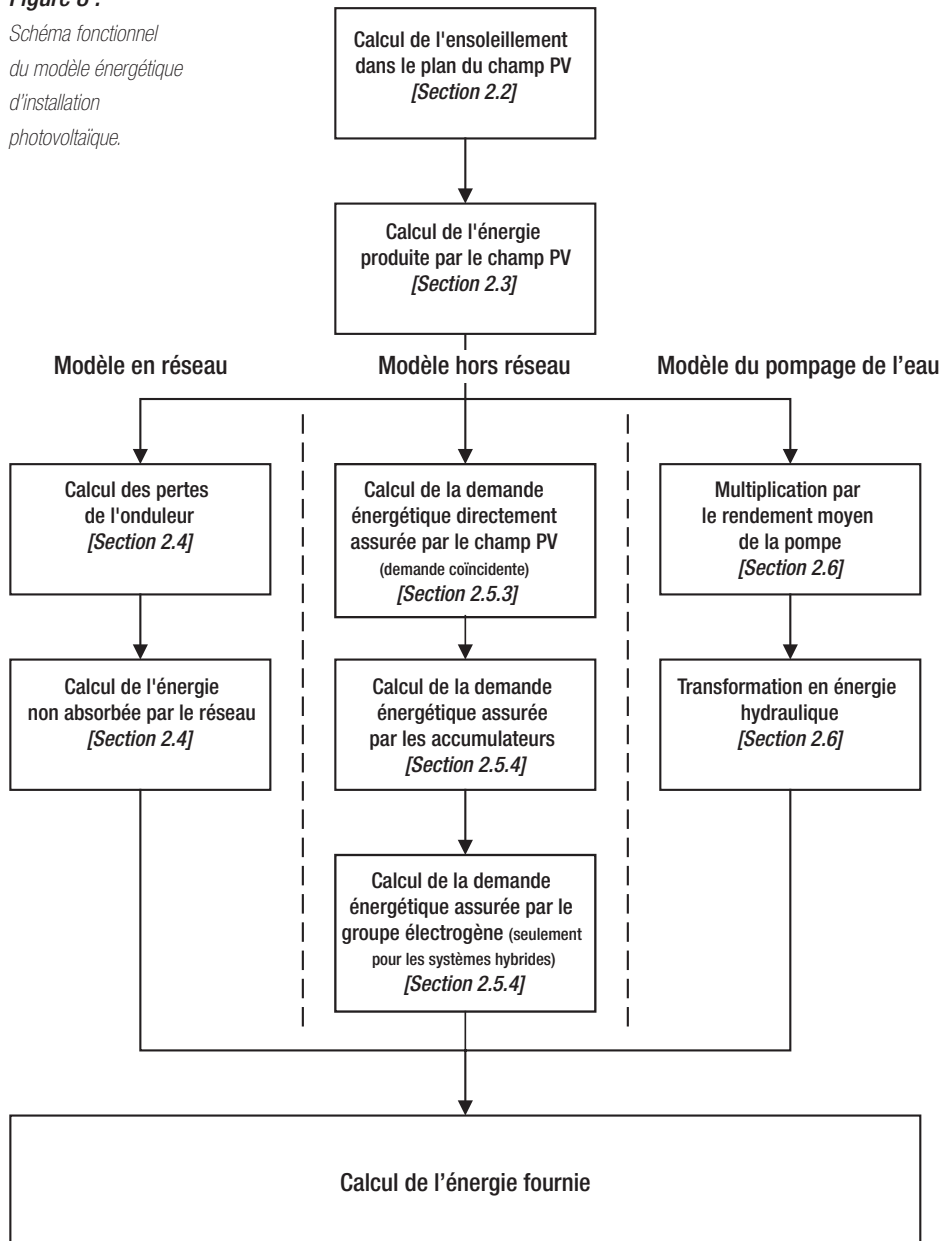
Les systèmes photovoltaïques ont relativement peu de composants, mais le comportement de ces composants n'est pas linéaire et leurs interactions sont complexes. RETScreen utilise des algorithmes simplifiés afin de minimiser les besoins de données d'entrée et d'accélérer les calculs, tout en maintenant un niveau acceptable de précision. Le modèle d'ensoleillement est celui de Klein et Theilacker (Duffie et Beckman, 1991) adapté pour inclure le cas des surfaces suiveuses. Le modèle du champ PV est issu des travaux d'Evans (1981) et prend en compte non seulement les effets de l'orientation mais aussi ceux de la température. Les modèles en réseau et du pompage de l'eau sont des algorithmes extrêmement simples, basés sur des rendements moyens présumés. Le modèle hors réseau est le plus complexe. Il introduit le concept de potentiel d'utilisation quotidienne (*daily utilisability*; Duffie et Beckman, 1991) pour déterminer la proportion des besoins énergétiques qui peut être directement assurée par le champ PV. Des corrélations provenant de simulations horaires sont utilisées pour déterminer la quantité d'énergie que doivent produire les accumulateurs. Finalement, un bilan énergétique détermine la proportion des besoins énergétiques produits par le groupe électrogène, dans le cas où il y en a un.

La méthode choisie présente deux limites : tout d'abord, les systèmes à concentrateur solaire ne peuvent pas être analysés; d'autre part, le modèle ne permet pas de donner, pour les systèmes hors réseau, la probabilité de panne électrique. Dans la plupart des situations, ces deux limites n'ont pas de conséquence.



Figure 8 :

Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
d'installation
photovoltaïque.



2.1 Principes de calcul de l'énergie solaire

Avant d'entrer dans les détails du modèle PV, certains principes de base méritent d'être rappelés, notamment la définition de plusieurs variables qui seront mentionnées à plusieurs reprises par la suite. La plupart des définitions et équations présentées ici proviennent d'ouvrages de référence sur l'énergie solaire, tels que *Solar Engineering of Thermal Processes*, de Duffie et Beckman (1991), que les lecteurs devraient consulter pour plus d'information.

2.1.1 Déclinaison

La *déclinaison* est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23,45 \sin \left(2\pi \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1)$$

où n est le jour de l'année (c.-à-d. $n = 1$ pour le 1^{er} janvier, $n = 32$ pour le 1^{er} février, etc.). La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.

2.1.2 Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher

L'*angle horaire du soleil* est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire²), l'angle horaire du soleil vaut -75° (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois 15° égal 75° , avec un signe négatif puisque c'est le matin).

L'*angle horaire du soleil à son coucher* ω_s , est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \omega_s = -\tan \psi \tan \delta \quad (2)$$

où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation (1) et ψ la latitude du lieu du projet, précisée par l'utilisateur.

2. L'heure solaire est celle que donnerait un cadran solaire, c'est-à-dire que le midi solaire correspond au moment de la journée où le soleil est au plus haut point de sa course. Ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale.



2.1.3 Rayonnement extraterrestre et indice de clarté

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0 , pour le jour n , est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) (\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta) \quad (3)$$

où G_{sc} est la *constante solaire* égale à 1 367 W/m² et où les autres variables ont été définies plus haut.

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté (traduction littérale de l'américain *clearness index*). La moyenne mensuelle de l'indice de clarté, \bar{K}_T , est définie par :

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{H_0} \quad (4)$$

où \bar{H} est la moyenne mensuelle de rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal, et H_0 est la moyenne mensuelle du rayonnement extraterrestre sur la même surface horizontale. Les valeurs de \bar{K}_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0,3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0,8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés).

2.2 Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné

Le calcul de l'ensoleillement sur la surface d'un champ PV se fait en utilisant une méthode similaire à celle de l'algorithme de Klein et Theilacker (Duffie et Beckman, 1991, Section 2.20). Cependant, l'algorithme a été étendu au cas des systèmes avec suivi du soleil et, pour cette raison, il est programmé d'une manière légèrement différente que celle décrite par Duffie et Beckman (1991).



2.2.1 Description de l'algorithme

L'algorithme peut être décrit comme une succession de trois étapes (voir *Figure 9*) :

- Calcul des ensoleillements horaires global et diffus sur une surface horizontale pour toutes les heures d'une « journée moyenne » ayant le même ensoleillement global quotidien que la moyenne mensuelle;
- calcul des valeurs horaires de l'ensoleillement global sur la surface inclinée (ou suiveuse) pour toutes les heures de la journée; et enfin,
- sommation de ces valeurs horaires sur la surface inclinée pour obtenir l'ensoleillement quotidien moyen sur la surface du champ PV.

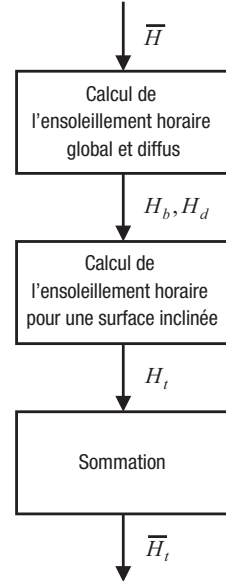


Figure 9 :
Schéma fonctionnel du calcul de l'ensoleillement sur une surface inclinée.

2.2.2 Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus

Le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes : l'ensoleillement direct, émis par le disque solaire et l'ensoleillement diffus émis par le reste de la voûte céleste. L'algorithme de calcul sur une surface inclinée utilisé dans RETScreen, nécessite la connaissance des ensoleillements direct et diffus pour chaque heure d'une « journée moyenne » (pour le concept de journée moyenne, voir Duffie et Beckman, 1991).

En premier lieu, il convient donc de calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien \bar{H}_d à partir de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien \bar{H} et en utilisant la corrélation d'Erbs et coll.³ (Duffie et Beckman, 1991) :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,391 - 3,560\bar{K}_T + 4,189\bar{K}_T^2 - 2,137\bar{K}_T^3 \quad (5)$$

quand l'angle horaire du soleil à son coucher pour le jour moyen du mois est inférieur à 81,4° et :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3 \quad (6)$$

3. Notez que les deux équations sont valables seulement si $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$. Une approximation particulière doit être faite lorsque \bar{K}_T est en dehors de cet intervalle, par exemple pour les situations proches de la nuit polaire.



quand l'angle horaire du soleil à son coucher est supérieur à $81,4^\circ$ (la moyenne mensuelle de l'indice de clarté \bar{K}_T , est calculée à partir de l'équation 4).

Ensuite, l'ensoleillement quotidien moyen est réparti en valeurs horaires. Cela est réalisé grâce aux formules de Collares-Pereira et Rabl pour l'ensoleillement global :

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (7)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (8)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (9)$$

où r_t est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement global, ω_s est l'angle horaire du soleil à son coucher exprimé en radians (voir équation 2) et ω est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait, exprimé aussi en radians (voir Section 2.1); et avec la formule de Liu et Jordan pour l'ensoleillement diffus :

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (10)$$

où r_d est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement diffus. Pour chaque heure de la « journée moyenne », H (ensoleillement global horizontal), H_d et H_b (ses composantes diffuse et directe) sont donnés par les trois formules suivantes :

$$H = r_t \bar{H} \quad (11)$$

$$H_d = r_d \bar{H}_d \quad (12)$$

$$H_b = H - H_d \quad (13)$$



2.2.3 Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV

L'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV, H_t , est obtenu en utilisant un modèle isotrope simple, décrit dans la Section 2.15 du manuel de Duffie et Beckman (1991). Ce n'est pas le modèle disponible le plus précis mais il est suffisant pour une étude de pré-faisabilité :

$$H_t = H_b R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (14)$$

où ρ représente le coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol) et β l'inclinaison du champ PV. L'albédo du sol a été fixé à 0,2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0 °C, et une valeur de 0,7 si elle est inférieure à -5 °C (une interpolation linéaire est faite pour les températures comprises entre ces deux valeurs). R_b est l'ensoleillement direct sur le champ PV divisé par l'ensoleillement direct sur l'horizontale :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (15)$$

où θ est l'angle d'incidence de l'ensoleillement direct sur le champ PV et θ_z est l'angle zénithal du soleil.

L'avantage de cet algorithme est qu'il peut s'adapter aux situations où la position des capteurs varie au cours de la journée, comme c'est le cas avec les dispositifs suiveurs. Pour ces surfaces avec suivi du soleil, l'inclinaison du champ β et l'angle d'incidence θ pour chaque heure sont déterminés par les équations de Braun et Mitchell (1983).

2.2.4 Sommation

L'ensoleillement sur le plan incliné est calculé pour toutes les heures de la journée. Le total quotidien \bar{H}_t est alors obtenu par la sommation de ces valeurs horaires. L'algorithme n'est pas valable pour les mois proches de la nuit polaire. Dans ce cas-là, l'ensoleillement sur le plan incliné est considéré égal à l'ensoleillement global horizontal.

2.3 Modèle du champ PV

Une modélisation du champ PV est proposée à la **Figure 10**. Elle provient des travaux d'Evans (1981) et est identique pour tous les types d'applications présentées dans RETScreen.

2.3.1 Calcul du rendement moyen

Le rendement moyen du champ η_p est fonction de la température moyenne du module T_c :

$$\eta_p = \eta_r \left[1 - \beta_p (T_c - T_r) \right] \quad (16)$$

où η_r est le rendement du module à la température de référence T_r (25 °C), et β_p est le coefficient de température pour le rendement du module. T_c est reliée à la température ambiante moyenne du mois T_a par la formule d'Evans (Evans, 1981) :

$$T_c - T_a = (219 + 832\bar{K}_t) \frac{NOCT - 20}{800} \quad (17)$$

où **NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature) est la température nominale des cellules en opération et \bar{K}_t l'indice de clarté mensuel. η_r , **NOCT** et β_p dépendent du type de module PV considéré. L'utilisateur peut spécifier ces données ou pour des technologies courantes, se fier aux valeurs du **Tableau 1** utilisées par défaut par le modèle.

Type du module	η_r (%)	NOCT (°C)	β_p (%/°C)
Si mono-cristallin	13,0	45	0,40
Si poly-cristallin	11,0	45	0,40
Si amorphe	5,0	50	0,11
CdTe	7,0	46	0,24
CuInSe ₂ (CIS)	7,5	47	0,46

Tableau 1 : Caractéristiques du module PV pour des technologies courantes.

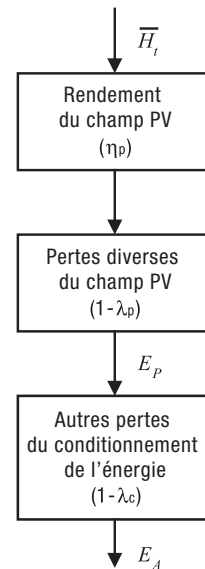


Figure 10 :
Schéma fonctionnel du modèle du champ PV.

L'équation ci-dessus n'est valable que si l'inclinaison du champ PV est optimale (c.-à-d. égale à la latitude moins la déclinaison solaire). Si l'angle est différent du maximum, la partie droite de l'équation (17) doit être multipliée par un facteur de correction C_f défini par :

$$C_f = 1 - 1,17 \times 10^{-4} (s_M - s)^2 \quad (18)$$

où s_M est l'angle d'inclinaison optimal et s l'angle d'inclinaison réel, les deux étant exprimés en degrés (dans le cas des surfaces avec suivi du soleil, RETScreen utilise l'angle d'inclinaison à midi, bien qu'Evans ne donne aucune indication à propos des corrections à apporter pour de telles configurations).

2.3.2 Autres corrections

L'énergie produite par le champ PV, E_p , est simplement donnée par :

$$E_p = S \eta_p \bar{H}_t \quad (19)$$

où S est la surface du champ PV. Elle doit être réduite par les « pertes diverses du champ PV » λ_p et les « autres pertes du conditionnement de l'énergie » λ_c :

$$E_A = E_p (1 - \lambda_p)(1 - \lambda_c) \quad (20)$$

où E_A est l'énergie disponible pour la charge électrique et l'accumulateur. Le rendement total η_A est défini par :

$$\eta_A = \frac{E_A}{S \bar{H}_t} \quad (21)$$





2.4 Modèle en réseau

Le modèle en réseau est le plus simple (voir **Figure 11**). En effet, le modèle n'a pas besoin de préciser la charge électrique ou la taille du champ, cette dernière étant introduite par l'utilisateur. L'onduleur proposé par le modèle a une puissance tout simplement égale à la puissance nominale du champ. L'énergie disponible sur le réseau E_{disp} est l'énergie produite par le champ diminuée des pertes de l'onduleur :

$$E_{disp} = E_A \eta_{inv} \quad (22)$$

où η_{inv} est le rendement de l'onduleur. En fonction de la configuration du réseau, toute cette énergie n'est pas nécessairement absorbée par le réseau. L'énergie réellement fournie est alors :

$$E_{fournie} = E_{disp} \eta_{abs} \quad (23)$$

où η_{abs} est le taux d'absorption de l'énergie.

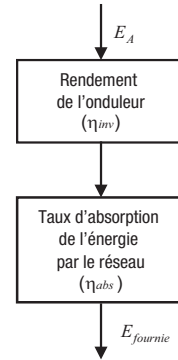


Figure 11 :

Schéma fonctionnel
du modèle PV relié
au réseau.

2.5 Modèle hors réseau

2.5.1 Aperçu général

Le modèle hors réseau s'intéresse aux systèmes autonomes reliés à des accumulateurs, qu'il y ait ou non un groupe électrogène. Le diagramme conceptuel du modèle est présenté à la **Figure 12**. L'énergie du champ PV peut être directement utilisée par la charge électrique ou peut être stockée dans les accumulateurs avant d'alimenter la charge. La charge restante est fournie par le groupe électrogène s'il y en a un. Les systèmes hybrides et autonomes ne diffèrent entre eux que par la présence du groupe électrogène qui fournit la partie de la charge qui n'est pas assurée directement ou indirectement par le photovoltaïque.



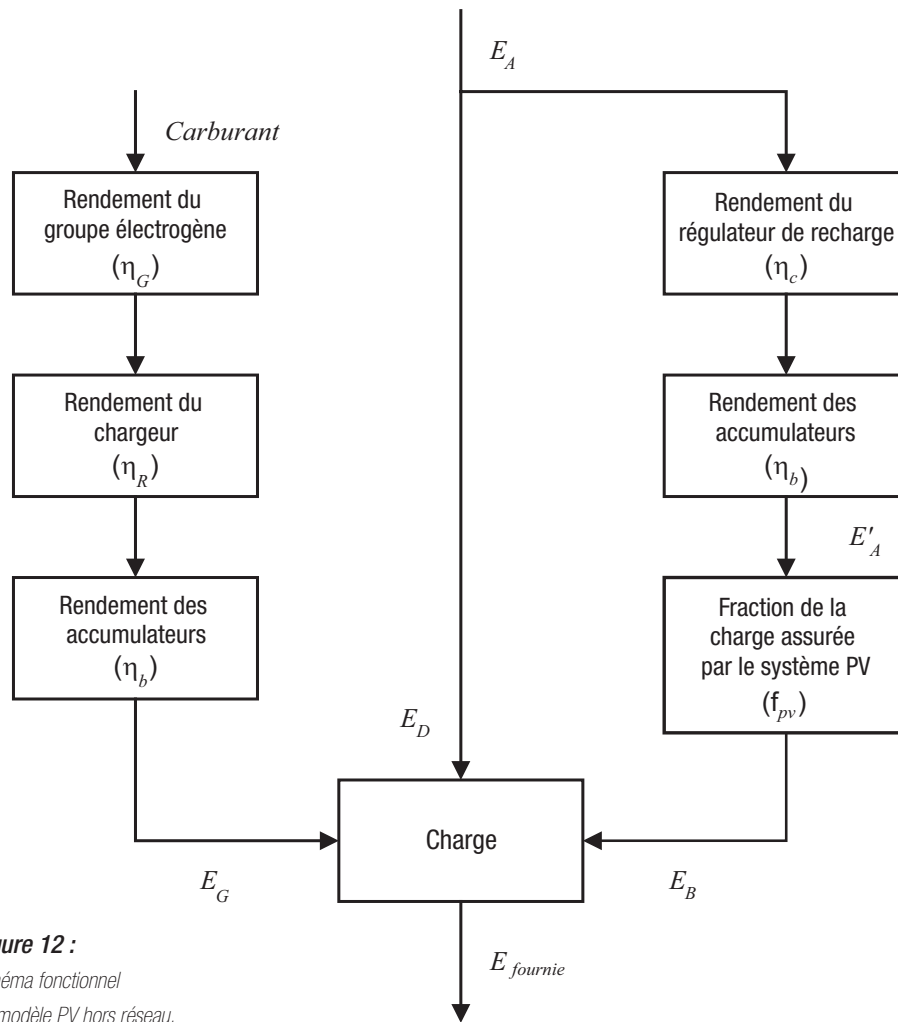


Figure 12 :
Schéma fonctionnel
du modèle PV hors réseau.

2.5.2 Calcul de la charge électrique

■ Demande équivalente en courant continu (CC)

L'utilisateur indique la demande totale en CC, D_{CC} , et la demande totale en courant alternatif (CA), D_{CA} (les deux s'expriment en kWh/j). La demande d'énergie en CA est convertie en énergie équivalente CC en la divisant par le rendement de l'onduleur. Ainsi, la demande équivalente totale en CC, $D_{CC, equ}$, est donnée par :

$$D_{CC, equ} = D_{CC} + \frac{D_{CA}}{\eta_{inv}} \quad (24)$$

où η_{inv} est le rendement de l'onduleur.



■ *Types de charges*

RETScreen porte attention à la relation entre la charge et l'ensoleillement. Dans certains cas, une partie de la demande énergétique peut être directement assurée par le système PV sans que l'énergie ne traverse les accumulateurs (ceci a des conséquences importantes en termes d'énergie produite par le système. En effet, les pertes dans la batterie d'accumulateurs peuvent alors être négligées). Pour savoir quelle partie de la demande énergétique peut être directement assurée par l'énergie solaire, on utilise la corrélation entre la demande électrique et l'ensoleillement qui est notifiée par l'utilisateur :

- *Positive*. C'est le cas, par exemple, d'un ventilateur relié directement au module PV; le ventilateur fonctionne uniquement quand il y a de l'énergie solaire (le cas du pompage de l'eau serait aussi dans cette catégorie, bien qu'un autre modèle soit utilisé – voir *Section 2.6*);
- *Nulle*. Ce cas est traité dans RETScreen comme celui d'une charge *constante*, c'est-à-dire identique tout au long de la journée. Ceci nécessite l'utilisation d'accumulateurs. La protection cathodique ou les systèmes de monitoring en sont des exemples; et
- *Négative*. Dans ce cas, toute l'énergie passe à travers les accumulateurs avant d'être transmise à la charge. Cela inclus tous les cas de figure qui ne sont pas décrits dans les corrélations *Positive* et *Nulle*. Notons que les charges à utilisation intermittente au cours de la journée (comme un réfrigérateur) tombent aussi dans cette catégorie.

Le résultat final de ce calcul est une subdivision de la demande d'énergie électrique équivalente en CC en trois composantes :

$$D_{CC, equ} = D_{coïncid} + D_{constante} + D_{accus} \quad (25)$$

où :

- $D_{coïncid}$ est la partie « coïncidente » de la demande, c'est-à-dire la partie de la demande qui peut être directement assurée par les modules PV, uniquement quand il y a assez d'énergie produite;
- $D_{constante}$ est la partie de la demande qui reste constante tout au long de la journée; et
- D_{accus} est la partie de la demande qui sera assurée surtout par les accumulateurs.

Notons que $D_{constante}$ peut être directement assurée par les modules PV (pendant le jour lorsque l'ensoleillement est suffisant) ou par les accumulateurs (la nuit ou lorsque l'ensoleillement est insuffisant). La méthode utilisée pour son calcul est décrite dans la section suivante. Elle fait appel à la notion de puissance critique P_{crit} définie par :

$$P_{crit} = \frac{D_{constante}}{24} \quad (26)$$

où $D_{constante}$ est exprimée en Wh et P_{crit} en W.

2.5.3 Méthode du potentiel d'utilisation

Comme exposé dans la Section 2.5.2, une partie ou la totalité de la demande d'énergie peut être constante. L'objectif de cette section est de trouver quelle proportion de cette charge constante peut être assurée directement par le champ PV, sans être d'abord stockée dans les accumulateurs. La méthode du potentiel d'utilisation (*utilisability method*) permet ce calcul; elle est expliquée en détail dans les chapitres 2 et 21 du manuel de Duffie et Beckman (1991) et est brièvement résumée ici.

■ Moyenne mensuelle du potentiel quotidien d'utilisation

Un niveau d'ensoleillement critique I_{Tc} , défini comme le niveau d'ensoleillement minimum qui doit être dépassé pour que le champ PV produise plus d'énergie que la quantité immédiatement appelée par une charge continue, est :

$$I_{Tc} = \frac{P_{crit}}{\eta_A S} \quad (27)$$

où P_{crit} est la puissance critique (voir équation 26), η_A le rendement total du champ PV (voir équation 21) et S sa surface.

La moyenne mensuelle du niveau d'ensoleillement critique \bar{X}_c , est définie comme le rapport du niveau critique d'ensoleillement sur le niveau d'ensoleillement à midi. On considère ici une journée du mois pour laquelle l'ensoleillement quotidien est le même que la moyenne mensuelle. \bar{X}_c est alors égal à :

$$\bar{X}_c = \frac{I_{Tc}}{r_{i,n} R_n \bar{H}} \quad (28)$$



$r_{i,n}$ et R_n seront expliqués plus loin. Finalement, la moyenne mensuelle du potentiel quotidien d'utilisation $\bar{\phi}$ est donnée par l'équation (29) : au cours d'un mois, pour tous les heures et les jours, les ensoleillements incidents sur la surface des capteurs qui sont supérieurs à un niveau critique sont additionnés puis divisés par l'ensoleillement mensuel :

$$\bar{\phi} = \exp \left\{ \left[a + b \frac{R_n}{\bar{R}} \right] \left[\bar{X}_c + c \bar{X}_c^2 \right] \right\} \quad (29)$$

avec :

$$a = 2,943 - 9,271 \bar{K}_T + 4,031 \bar{K}_T^2 \quad (30)$$

$$b = -4,345 + 8,853 \bar{K}_T - 3,602 \bar{K}_T^2 \quad (31)$$

$$c = -0,170 - 0,306 \bar{K}_T + 2,936 \bar{K}_T^2 \quad (32)$$

où \bar{R} est expliqué ci-dessous et \bar{K}_T est la moyenne mensuelle de l'indice de clarté.

■ Paramètres de calcul

Les paramètres qui apparaissent dans les équations (28) et (29) sont :

- \bar{R} , le rapport mensuel de l'ensoleillement dans le plan des capteurs sur celui d'une surface horizontale ($\bar{R} = \bar{H}_i / \bar{H}$);
- R_n , le rapport pour le midi solaire de l'ensoleillement sur une surface inclinée sur celui d'une surface horizontale pour une journée moyenne du mois considéré. Il est donné par :

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{d,n} H_d}{r_{i,n} H} \right) R_{b,n} + \left(\frac{r_{d,n} H_d}{r_{i,n} H} \right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (33)$$



où $r_{t,n}$ et $r_{d,n}$ sont respectivement le rapport de l'ensoleillement total horaire sur l'ensoleillement total quotidien et le rapport de l'ensoleillement diffus horaire sur l'ensoleillement diffus quotidien, les deux étant exprimés pour le midi solaire. Cette formule est établie pour une « journée moyenne du mois », c'est-à-dire une journée pour laquelle l'ensoleillement global quotidien H est égal à la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien \bar{H} ; H_d est la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien pour une « journée moyenne » (voir équations 5 et 6), ρ_g est l'albédo du sol moyen, et β est l'inclinaison des capteurs (pour les surfaces avec suivi du soleil, la pente à midi est utilisée).

- $r_{t,n}$ est calculé par l'équation de Collares-Pereira et Rabl, écrite pour le midi solaire (équation 7 avec $\omega = 0$); et
- $r_{d,n}$ est calculé grâce à l'équation de Liu et Jordan, écrite pour le midi solaire (équation 10 avec $\omega = 0$).

■ Répartition des quantités d'énergie

L'énergie produite directement pour alimenter la charge constante est simplement :

$$E_{const} = (1 - \phi) E_A \quad (34)$$

où E_A est l'énergie disponible du champ PV; et l'énergie fournie pour alimenter la charge coïncidente est :

$$E_{coïncid} = \min(D_{coïncid}, E_A - E_{const}) \quad (35)$$

L'énergie fournie directement à la charge est donc :

$$E_D = E_{const} + E_{coïncid} \quad (36)$$

et l'énergie fournie aux accumulateurs est :

$$E_A - E_D \quad (37)$$



2.5.4 Énergie traversant les accumulateurs

La fraction de la charge assurée par un système solaire travaillant avec des accumulateurs dépend de deux variables : la puissance du champ PV et la capacité des accumulateurs. La probabilité que le système ne puisse pas assurer l'alimentation électrique est appelée probabilité de panne électrique (LOLP - *Loss of Load Probability*).

Plusieurs méthodes pour le calcul de LOLP existent dans la littérature, en particulier celle de Bucciarelli (1986) et celle de Klein et coll. (1987). Malheureusement, aucune n'est adaptable à RETScreen. Un paramètre critique introduit dans la méthode de Bucciarelli, l'écart-type de la production d'énergie du champ PV, n'est pas réellement disponible. Quant à la méthode de Klein et coll., elle est d'un point de vue mathématique trop exigeante pour ce modèle. Une troisième méthode, basée sur des matrices de transition de Markov (Bucciarelli, 1999), serait trop compliquée à mettre en oeuvre bien qu'elle devrait probablement donner des résultats plus précis.

L'approche suivie est plus simple : un certain nombre de simulations ont été effectuées pour un système-test autonome avec une charge de nuit exclusivement. Le programme utilisé était WATSUN-PV, un programme de simulation horaire classique pour les systèmes PV, développé par l'Université de Waterloo (voir Watsun, 1999). Six années météorologiques typiques (Typical Meteorological Year - TMY; Watsun, 1993) correspondant à une pluralité de climats ont été utilisées dans le programme (Toronto, Vancouver, Edmonton, Phoenix, Miami, Denver). Plusieurs puissances du champ PV ont été utilisées et la capacité des accumulateurs a été variée pour obtenir une autonomie du système de un à six jours. Les simulations ont permis d'établir, sur une base mensuelle, la portion de la demande électrique assurée par le système PV, pour différents rapports stockage/charge et champ/charge (ce dernier rapport variant chaque mois en fonction de la production du champ PV). Les principaux paramètres utilisés dans la simulation étaient :

- Charge = 2400 Wh/jour, seulement la nuit;
- Champ PV = de 4 à 20 modules de 72 W; et
- Accumulateurs = de 4 à 24 accumulateurs de 12 V, 50 Ah et maintenus à température constante.

Le rendement moyen des accumulateurs lors des simulations, tel que révélé par une analyse des résultats des simulations, était de 85 %. Les rapports champ/charge ont été multipliés par ce facteur pour refléter la perte d'énergie dans les accumulateurs. En effet, toute l'énergie fournie à la charge doit d'abord passer à travers les accumulateurs (alimentation de la charge seulement la nuit), l'énergie *effective* produite par le champ doit être diminuée des pertes dans les accumulateurs.



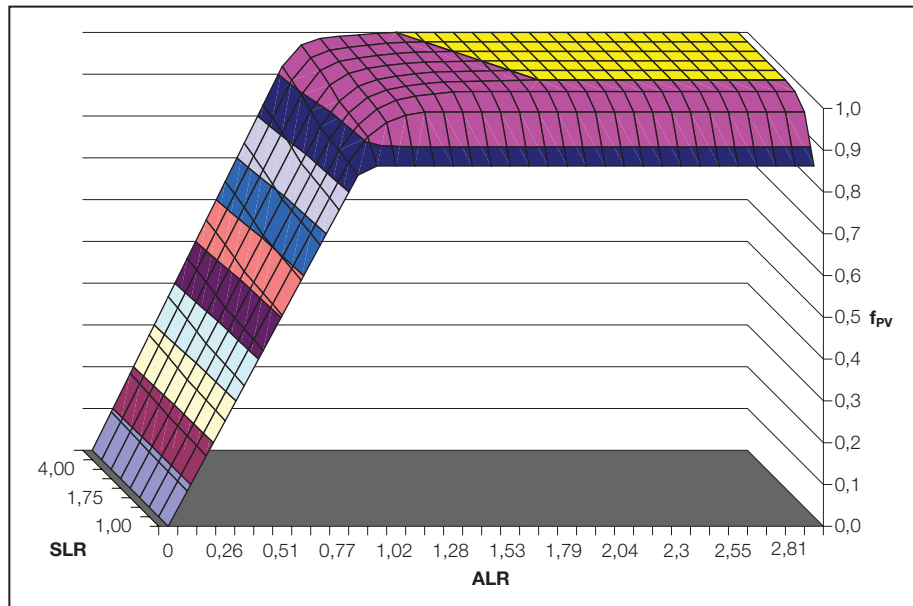


Figure 13 :
 Fraction de la charge assurée par le système PV, pour différents rapports Champ/Charge et Stockage/Charge.

La **Figure 13** montre un graphique du résultat de la simulation, sur une base mensuelle, de la fraction de la charge assurée par le système PV (f_{PV}) pour différents rapports stockage/charge (storage/load ratio : SLR) et différents rapports champ/charge (array/load ratio : ALR). Ces rapports sont définis par :

$$ALR = E'_A / L' \quad (38)$$

$$SLR = Q_U / L' \quad (39)$$

où L' est la portion d'énergie qui ne peut pas être directement fournie par le système PV pour alimenter la charge :

$$L' = L - E_D \quad (40)$$



et E'_A est l'énergie disponible diminuée de la partie transmise directement à la charge, du rendement du régulateur de recharge η_c et du rendement des accumulateurs η_b :

$$E'_A = (E_A - E_D) \eta_c \eta_b \quad (41)$$

Une coupe de cette surface est montrée à la **Figure 14**. La forme des courbes de la **Figure 14** est presque identique à celle de la répartition de la charge entre le champ PV et le générateur que l'on peut trouver en page B-39 du *Manuel de conception de systèmes PV des laboratoires Sandia (PV Handbook, Sandia, 1995)*. Ceci n'est pas surprenant puisqu'elle représente la même chose simplement exprimée dans des unités différentes.

Le schéma de la **Figure 13** est introduit dans RETScreen sous forme d'une table de valeurs numériques. Une interpolation linéaire permet de calculer la fraction de la charge L produite par le système, en utilisant les équations (38) à (41) pour calculer ALR et SLR .

La capacité utile des accumulateurs Q_U est reliée à la capacité nominale Q_B :

$$Q_U = Q_B f_B \quad (42)$$

où $f_B(T_B, r)$ est la fraction de la capacité utile disponible. Elle dépend de la température des accumulateurs T_B et du taux de décharge r , comme le montre la **Figure 15** (d'après CANMET, 1991).

Le taux de décharge moyen est donné par $24n$ où n est le nombre de jours d'autonomie.

L'énergie fournie par le groupe électrogène est simplement la différence entre les besoins énergétiques et ce qui est produit par le champ PV (passant ou non par les accumulateurs) :

$$E_G = L - E_D - E_B \quad (43)$$

Cette quantité est limitée par la capacité réelle du groupe électrogène. En effet, le groupe électrogène ne peut pas fournir plus que $24 C_G \eta_R$ Wh par jour, où C_G est la capacité du groupe électrogène en W, et η_R le rendement du chargeur.



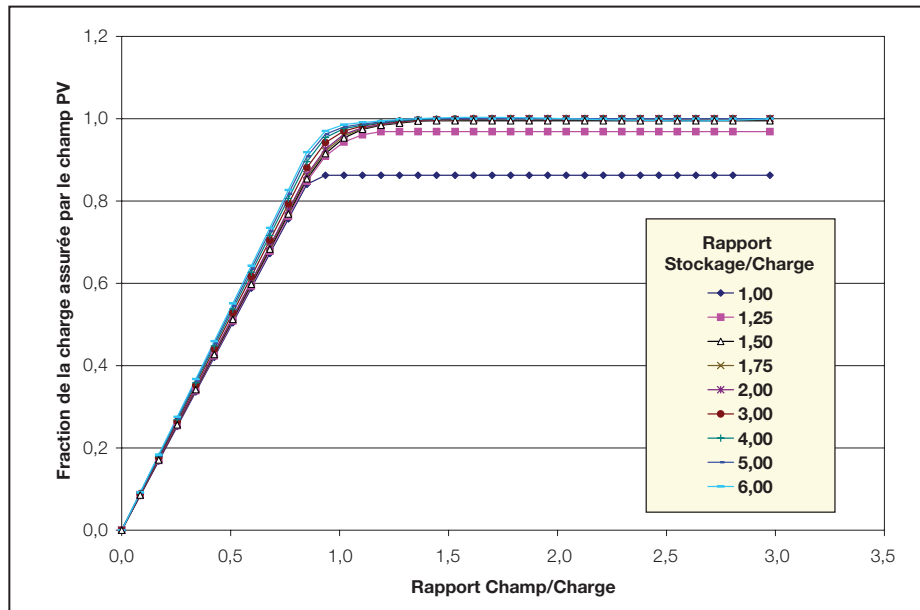


Figure 14 : Fraction de la charge assurée par le système PV (Coupe).

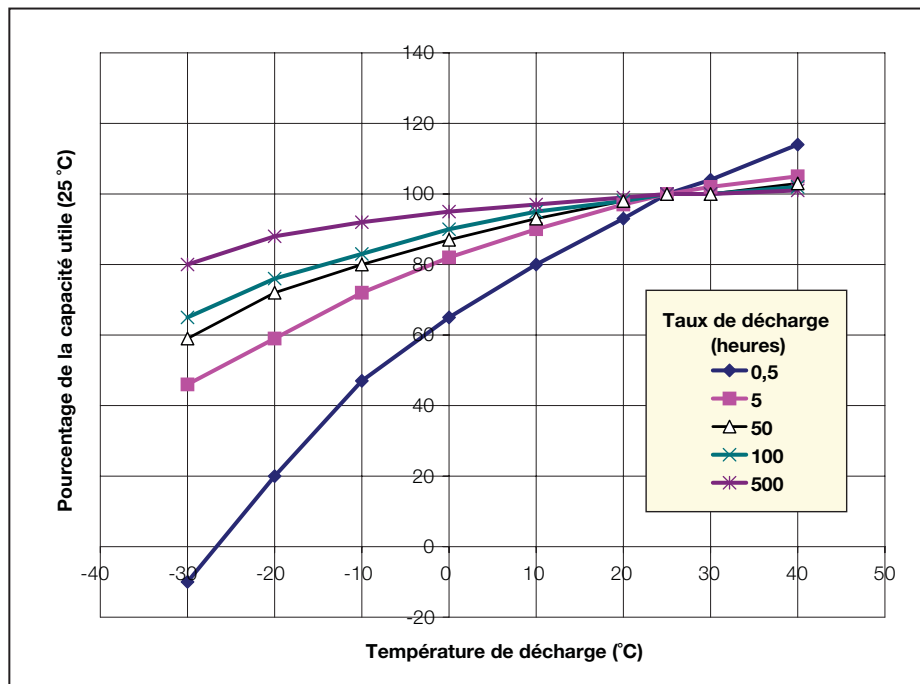


Figure 15 : Capacité utile disponible en fonction du taux de décharge et de la température (d'après CANMET, 1991).



L'énergie consommée par le groupe électrogène Q_G , est exprimée en l/j ou m³/j :

$$Q_G = \frac{E_G}{\eta_R \eta_G \eta_b} \quad (44)$$

où η_G est le rendement moyen du groupe électrogène. La présence du rendement des accumulateurs (η_b) dans le dénominateur de l'équation (44) traduit simplement le fait que la plupart de l'énergie provenant du groupe électrogène sera stockée dans les accumulateurs avant d'être restituée à la charge.

2.5.5 Dimensionnement du champ, des accumulateurs et du groupe électrogène

RETScreen propose à l'utilisateur des valeurs pour les capacités du champ, des accumulateurs et du groupe électrogène⁴. Les méthodes de dimensionnement présentées ci-dessous sont assez rudimentaires et ont été développées simplement pour donner à l'utilisateur un point de départ à partir duquel travailler.

Pour les systèmes autonomes, la taille du champ est déterminée de façon à ce que sa puissance définie en Section 2.2 soit supérieure à 1,2 fois la demande énergétique pour tous les mois de l'année. Pour les systèmes hybrides, une taille de 25 % de celle du système autonome est proposée; de plus, la taille est limitée afin que le champ ne produise jamais plus que 75 % de la demande énergétique, quel que soit le mois de l'année.

Le dimensionnement des accumulateurs se fait à partir du nombre de jours d'autonomie demandés. Si L est la charge équivalente en CC, n le nombre de jours d'autonomie et d la profondeur maximale de décharge, la capacité utile des accumulateurs sera :

$$Q_U = \frac{L n}{d \eta_B} \quad (45)$$

où η_B est le rendement des accumulateurs. Comme vu précédemment, la fraction utile de la capacité disponible dépend de la température des accumulateurs T_B et du taux de décharge r . Si $f_B(T_B, r)$ est la fraction utile de la capacité disponible, alors la capacité des accumulateurs est :

$$Q_B = \frac{Q_U}{f_B} \quad (46)$$

4. RETScreen suggère aussi une valeur de la capacité de l'onduleur, qui est simplement le pic (crête) de charge en CA (en kW), spécifié par l'utilisateur.



Cette valeur est calculée sur une base mensuelle et le maximum annuel est retenu comme valeur pour la capacité des accumulateurs.

Finalement, la capacité du groupe électrogène proposée sera le maximum entre la demande en CA et :

$$\frac{1}{8} \frac{Q_B}{\eta_R} \quad (47)$$

où η_R est le rendement du chargeur. Il correspond à la puissance requise pour charger les accumulateurs en 8 heures.

2.6 Modèle du pompage de l'eau

Le modèle pour systèmes de pompage de l'eau est basé sur les équations de Royer et coll. (1998) comme le montre la **Figure 16**. La demande énergétique hydraulique quotidienne E_{hydr} , en J, correspond à l'énergie nécessaire pour élever à une hauteur h (en m), un volume quotidien Q (en m³/j) :

$$E_{hydr} = 86400 \rho g Q h (1 + \eta_f) \quad (48)$$

où g est la gravité (9,81 m/s²), ρ la densité de l'eau (1 000 kg/m³), et η_f est un facteur qui tient compte des pertes de charge dans les canalisations. L'énergie hydraulique se traduit en une demande d'énergie électrique E_{pompe} par :

$$E_{pompe} = \frac{E_{hydr}}{\eta_{pompe}} \quad (49)$$

où η_{pompe} est le rendement de la pompe. Si la pompe fonctionne en CA, l'équation doit être modifiée pour tenir compte du rendement de l'onduleur η_{inv} :

$$E_{pompe} = \frac{E_{hydr}}{\eta_{pompe} \eta_{inv}} \quad (50)$$



L'énergie fournie est alors :

$$E_{fournie} = \eta_{pompe} \min(E_{pompe}, E_A) \quad (51)$$

où E_A est l'énergie du champ disponible (cette quantité doit être multipliée par η_{inv} dans le cas d'une pompe fonctionnant en CA). La quantité d'eau obtenue quotidiennement est :

$$Q_{fournie} = \frac{E_{fournie}}{86400 \rho g h (1 + \eta_f)} \quad (52)$$

La taille du champ PV proposé est calculée en inversant les équations ci-dessus, elle est donc égale à E_{pompe} / η_A où η_A est le rendement total du champ PV (voir équation 21). Cette quantité est calculée sur une base mensuelle et le maximum obtenu au cours d'une saison d'utilisation est retenu pour le dimensionnement du champ PV.

Dans le cas d'une pompe fonctionnant en CA, la capacité de l'onduleur proposée est simplement égale à la puissance nominale du champ. C'est la seule méthode possible car la puissance nominale de la pompe est supposée inconnue (seule la demande énergétique est connue).

2.7 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïques. Ceux-ci incluent des experts en modélisation PV, des ingénieurs experts en coûts, des spécialistes en modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière, et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente deux exemples de validation par rapport à d'autres modèles. Le premier exemple s'intéresse uniquement au modèle de calcul de l'ensoleillement sur une surface inclinée. Le deuxième exemple concerne l'évaluation d'un système et compare les prédictions du modèle RETScreen, quant à l'énergie produite par un système hybride PV/Diesel, aux résultats d'un programme de simulation horaire.

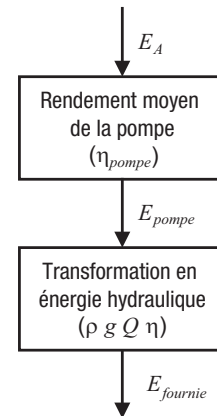


Figure 16 :
Schéma fonctionnel
du modèle PV
du pompage de l'eau.

2.7.1 Validation du calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné par comparaison à un modèle horaire

■ Méthodologie

L'algorithme de la Section 2.2 a été validé de plusieurs façons. Tout d'abord, les calculs horaires pour différentes configurations avec suivi ou non du soleil ont été faits avec les conditions météorologiques d'une année typique de six sites différents (Typical Meteorological Year - TMY) comme paramètres d'entrée⁵. Les six sites choisis sont les suivants : Iqaluit (63,75° N), Vancouver (49,20° N), Toronto (43,67° N), Denver (39,8° N), Phoenix (33,43° N), et Singapour (1,37° N). La moyenne mensuelle de l'ensoleillement quotidien sur le plan incliné, calculée à partir de valeurs horaires, a été comparée aux valeurs obtenues par RETScreen. Les configurations étudiées étaient les suivantes :

1. Capteur solaire fixe face au sud, incliné à un angle égal à celui de la latitude (voir Figure 17a).
2. Capteur solaire fixe vertical face au sud (voir Figure 17b).
3. Capteur solaire fixe vertical face à l'ouest (voir Figure 17c).
4. Capteur solaire fixe vertical face à l'est (voir Figure 17d).
5. Système de suivi du soleil, avec un seul axe N-S horizontal (voir Figure 18a).
6. Système de suivi du soleil, avec un seul axe N-S incliné à un angle égal à celui de la latitude (voir Figure 18b).
7. Système de suivi du soleil, à deux axes (voir Figure 18c).
8. Système azimutal de suivi du soleil, avec le champ PV incliné à un angle égal à celui de la latitude (voir Figure 18d).

5. Tous sont des fichiers TMY du Watson Simulation Laboratory, sauf celui de Singapour qui est un fichier artificiel créé par le programme WATGEN. Voir Watson (1992, 1993).





Ensuite, pour les surfaces fixes, RETScreen est comparé à l'algorithme de Liu et Jordan, qui était utilisé dans la version précédente du modèle PV de RETScreen et qui est encore utilisé dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau.

Enfin, les calculs effectués dans l'hémisphère Nord ont été reproduits dans l'hémisphère Sud, en utilisant les mêmes paramètres d'entrée mais décalés de six mois.

■ **Résultats de la validation**

Les **Figure 17** et **Figure 18** comparent les résultats des calculs horaires avec les valeurs obtenues par RETScreen. La corrélation entre les deux séries de valeurs est bonne. Pour les surfaces fixes, RETScreen conduit à de meilleures valeurs que l'algorithme de Liu et Jordan. Le **Tableau 2** présente l'erreur systématique et l'écart type par rapport aux valeurs issues des calculs horaires (les résultats pour toutes les stations météorologiques sont présentés ensemble). Le tableau confirme d'une part que le modèle est correct pour toutes les configurations (par comparaison avec les calculs horaires) et d'autre part, que pour les surfaces fixes, RETScreen donne toujours de meilleures valeurs que l'algorithme de Liu et Jordan (particulièrement pour les surfaces faisant face à l'Est et à l'Ouest).

Finalement, la **Figure 19** permet de comparer les calculs dans les hémisphères Nord et Sud. Comme on pouvait s'y attendre, les résultats sont identiques sauf pour quelques points où les différences peuvent être imputées à de légères différences de déclinaison solaire ou d'ensoleillement extra-terrestre (d'un point de vue mathématique, l'hiver dans l'hémisphère Sud n'est pas tout à fait équivalent à l'été dans l'hémisphère Nord et ces petites différences sont amplifiées par le modèle).

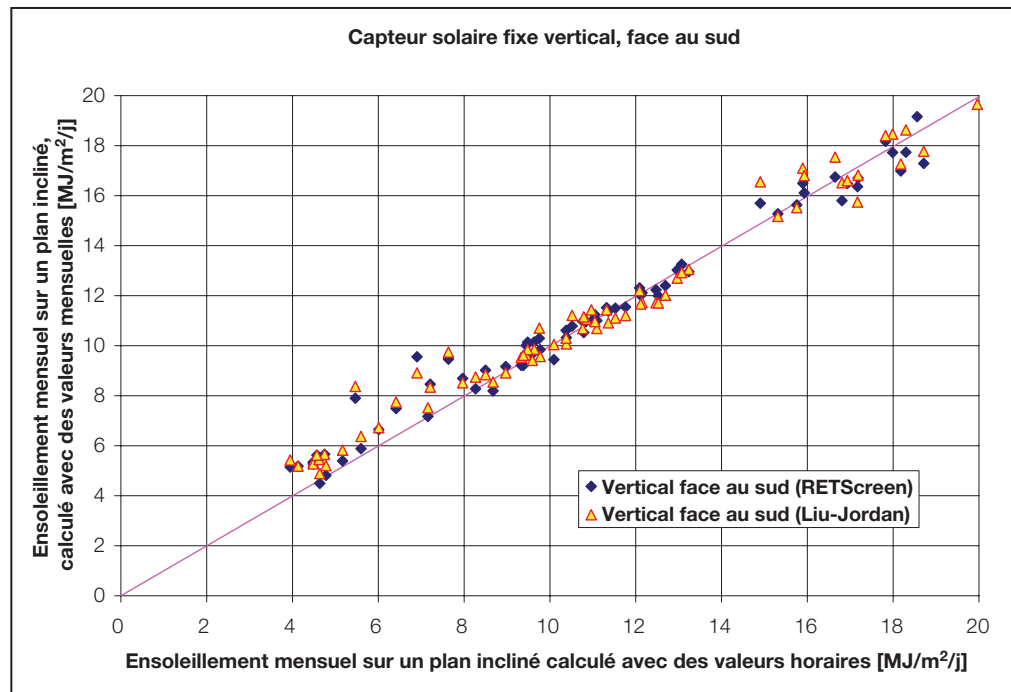
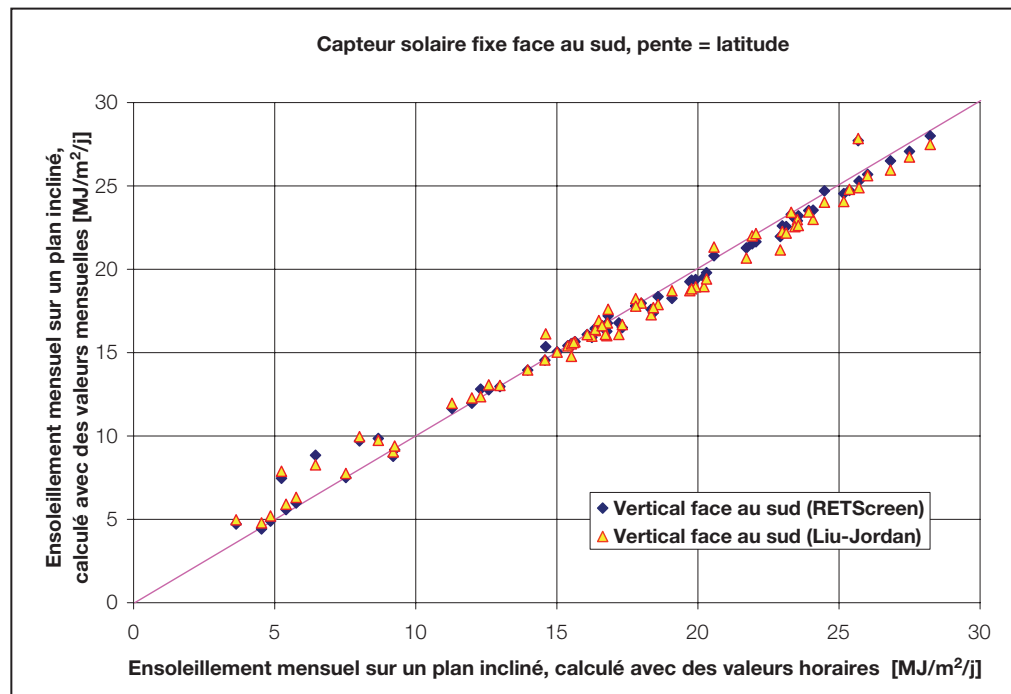


Figure 17a et 17b :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces fixes.

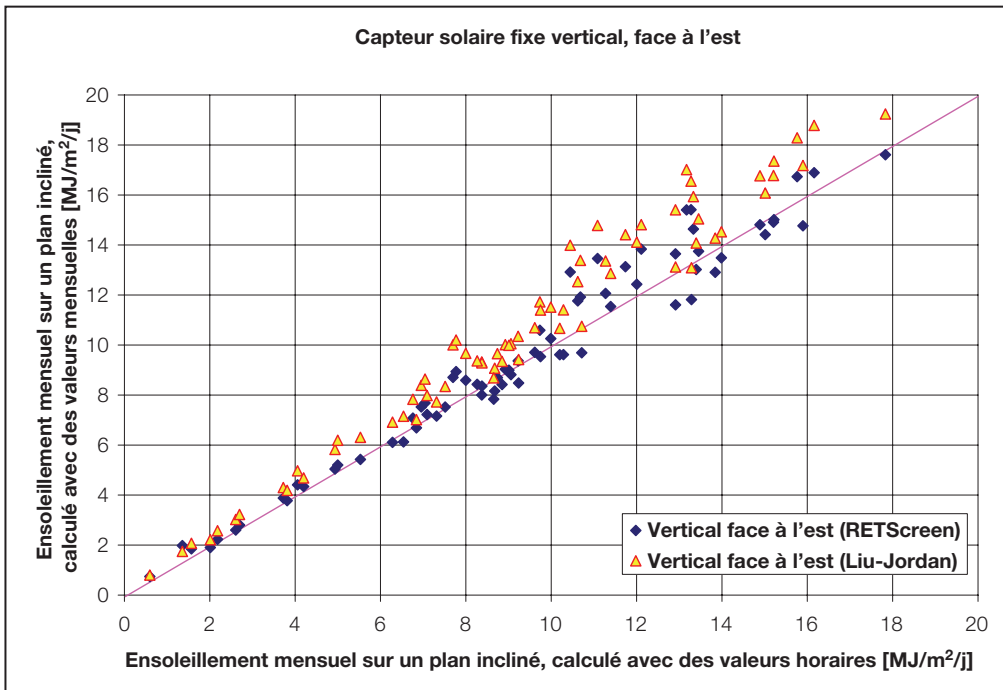
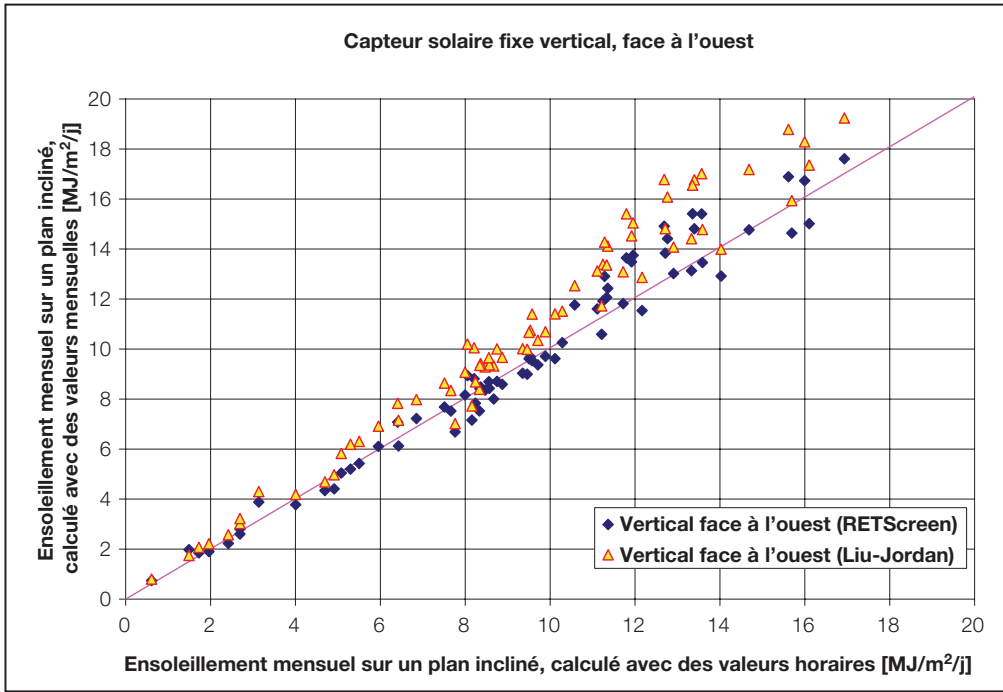


Figure 17c et 17d :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces fixes.



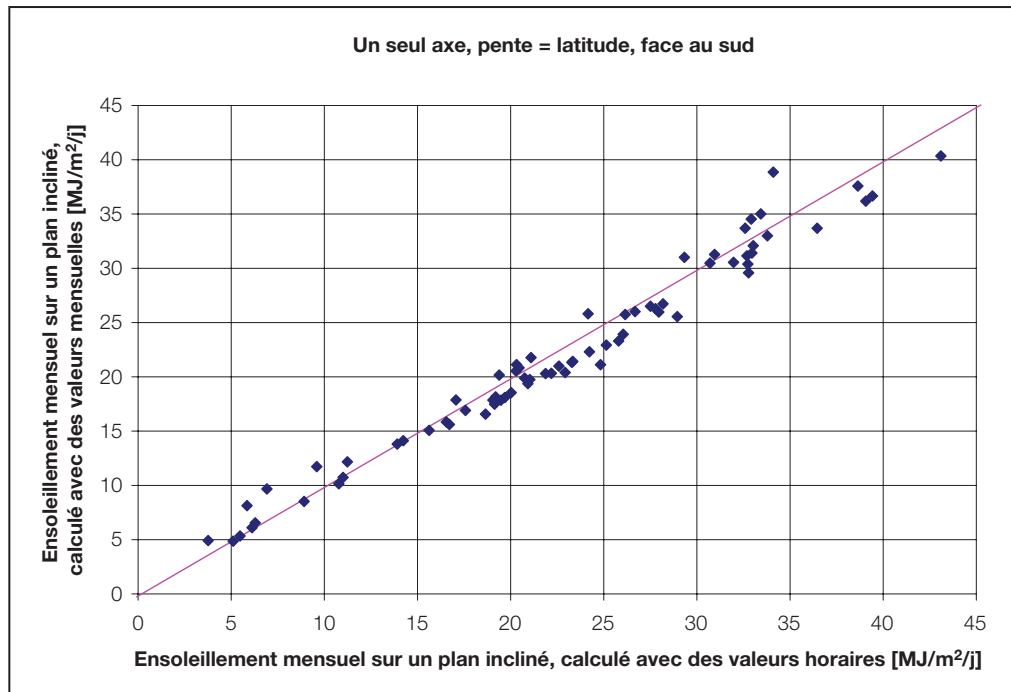
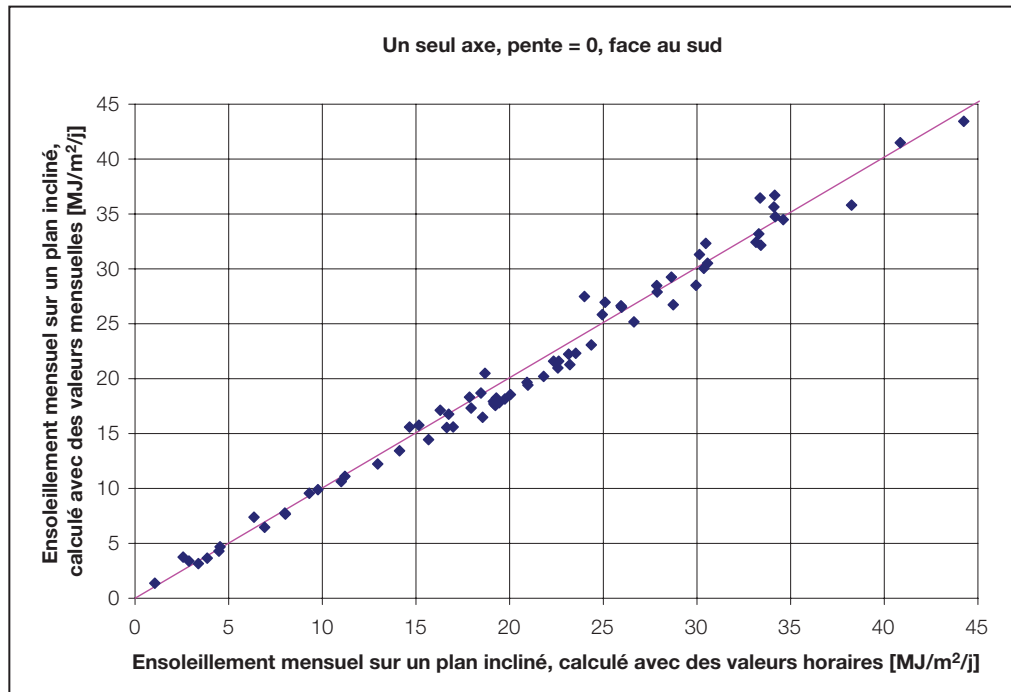


Figure 18a et 18b :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces avec suivi du soleil.

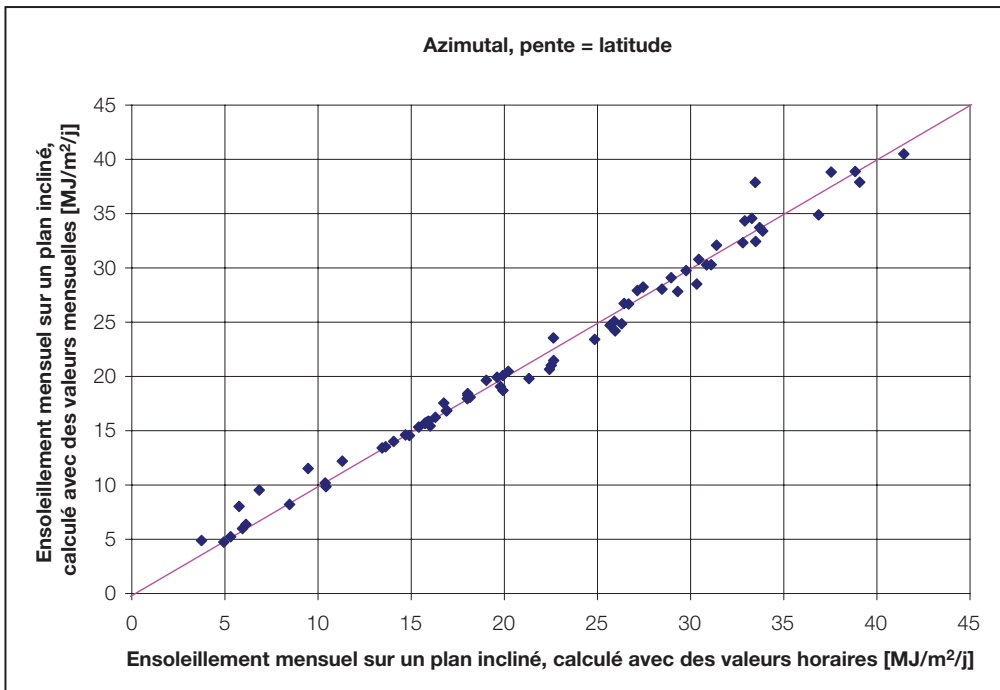
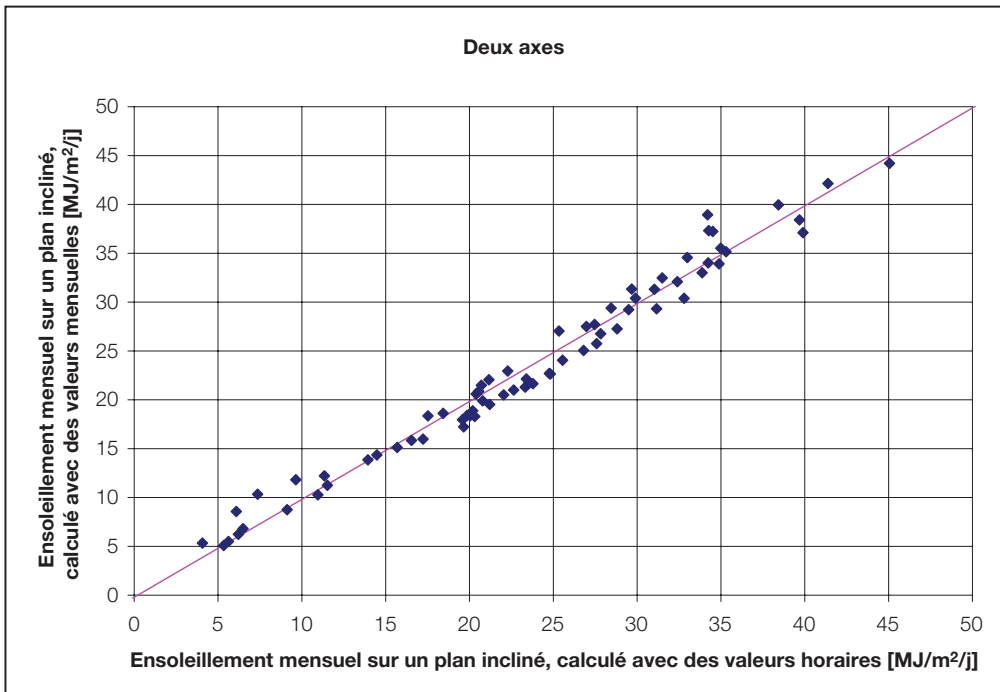


Figure 18c et 18d :

Performance de l'algorithme de RETScreen de calcul du rayonnement pour des surfaces avec suivi du soleil.



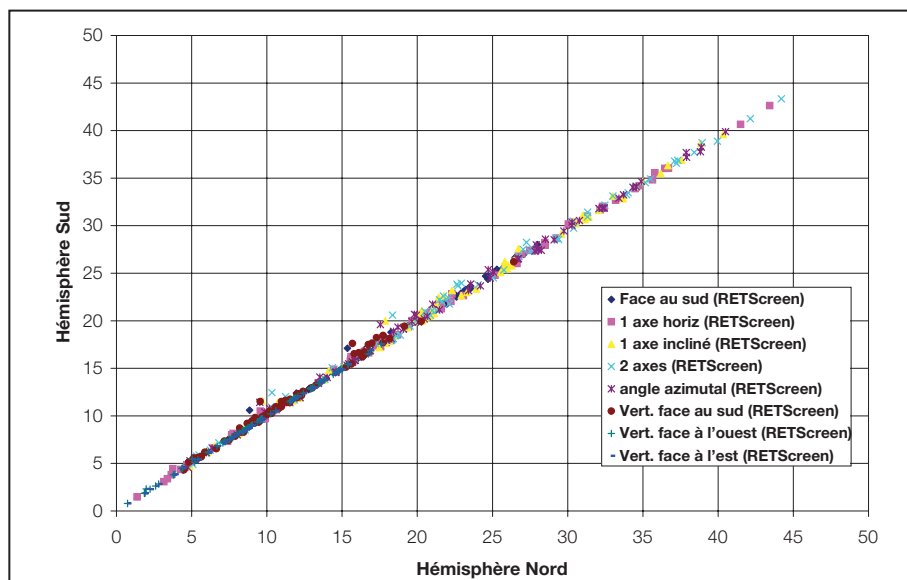


Figure 19 :
 Comparaison des calculs pour les hémisphères Nord et Sud.

Configuration	1		2		3		4	
	RETScreen	Liu-Jordan	RETScreen	Liu-Jordan	RETScreen	Liu-Jordan	RETScreen	Liu-Jordan
Erreur systématique [MJ/m ²]	-0,04	-0,10	0,25	0,32	0,22	1,30	0,20	1,28
Erreur sys. [% de moyenne]	-0,24	-0,61	2,22	2,92	2,43	14,09	2,16	13,78
Ecart-type [MJ/m ²]	0,66	0,85	0,46	0,86	0,82	1,68	0,83	1,59
Ecart-type [% de moyenne]	3,85	4,93	6,88	7,76	8,91	18,15	8,89	17,14

Configuration	5	6	7	8
	RETScreen	RETScreen	RETScreen	RETScreen
Erreur systématique [MJ/m ²]	-0,21	-0,72	-0,25	-0,06
Erreur sys. [% de moyenne]	-1,03	-3,18	1,05	-0,26
Ecart-type [MJ/m ²]	1,25	1,73	1,52	1,07
Ecart-type [% de moyenne]	5,99	7,62	6,50	4,96

Tableau 2 : Performances statistiques de l'algorithme de RETScreen pour le calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné.



2.7.2 Validation du modèle hors réseau par comparaison à un modèle horaire

Dans cette partie, les résultats du modèle hors réseau de RETScreen sont comparés aux calculs d'un modèle horaire. Le modèle horaire utilisé s'appelle HOMER et est un modèle d'optimisation pour la conception de systèmes d'alimentation électriques autonomes (voir NREL, 2001). HOMER utilise des simulations horaires pour optimiser la conception de systèmes d'alimentation électriques hybrides. Il peut modéliser des combinaisons d'éoliennes, de modules PV, de générateurs Diesel et de batteries d'accumulateurs. La validation n'utilise pas les capacités d'optimisation d'HOMER, ce dernier est simplement utilisé comme outil de simulation.

La configuration du système est proche de celle de l'exemple de système hors réseau pour une configuration PV/batterie/génératrice se trouvant par défaut à l'ouverture du modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque. Le système étudié est une station de télécommunications située près de Neuquén, en Argentine (latitude 39° S). L'ensoleillement sur une surface horizontale et la moyenne de la température de l'air sont présentés dans le

Tableau 3. Les principaux paramètres sont les suivants :

- Charge : 500 W, constante, charge en CA (une charge en CA a été choisie pour une comparaison plus aisée avec HOMER puisque HOMER ne traite que les charges en CA)⁶.
- Champ PV : champ en silicium mono-cristallin de 1 kW_c, les pertes diverses du champ PV sont évaluées à 10 %. Le champ est incliné à 50° par rapport à l'horizontale, face au nord.
- Accumulateurs : 24 V, 2 500 Ah de capacité nominale avec 80 % de rendement et 40 % de profondeur maximum de décharge. Dans HOMER, les options « Recharge cyclique » (*Cycle Charging*) et « État de charge fixé par point de consigne » (*Setpoint State of Charge*) ont été utilisées. La première option signifie qu'à chaque fois que l'on a besoin de l'appoint du groupe électrogène, celui-ci tourne à plein régime et le surplus de puissance par rapport à la charge sert à recharger les accumulateurs. La deuxième option signifie que, quels que soient les besoins, on laisse tourner le groupe électrogène jusqu'à ce que les accumulateurs aient récupéré un certain état de charge.
- Onduleur : 1 kW, 90 % de rendement moyen.
- Groupe électrogène : 7,5 kW avec une consommation spécifique de carburant de 0,46 L/kWh.
- Rendement du chargeur est de 95 %.

6. HOMER permet de faire varier la charge électrique de manière aléatoire sur des bases horaire et quotidienne. Cette fonction n'est pas utilisée dans la comparaison.



Avec HOMER, les résultats mensuels sont obtenus en transférant dans un fichier les résultats des simulations horaires et en faisant la somme. Pour obtenir des résultats mensuels avec RETScreen, un artifice de calcul qui consiste à effectuer douze simulations est utilisé. Pour chacune d'entre elles, les valeurs pour onze mois sont annulées et uniquement la valeur pour le mois considéré est utilisé. On répète ensuite la procédure pour tous les mois de l'année⁷.

Les résultats de la comparaison sont présentés dans le **Tableau 3**. Sur une base annuelle, RETScreen prévoit sensiblement moins d'énergie PV qu'HOMER (1 404 au lieu de 1 480 kWh, soit un écart de 5 %). Une partie de cet écart (environ 2 %) est attribuable aux différences de calcul de l'ensoleillement incident, comme cela est montré dans le tableau. Les contributions du groupe électrogène, reportées dans le **Tableau 3** comme la consommation de carburant, sont pour ainsi dire identiques (2 096 au lieu de 2 079 L). Somme toute, ces différences sont insignifiantes et illustrent l'adéquation du modèle PV de RETScreen pour les études de préfaisabilité. Une comparaison graphique des résultats est présentée aux **Figures 20** à **22**.

	Ensoleil. global kW/m ² /j	Temp. moyenne °C	Ensoleillement incident kW/m ² /j		Production d'énergie PV kWh		Consommation en carburant du groupe électrogène L	
			HOMER	RETScreen	HOMER	RETScreen	HOMER	RETScreen
janv.	6,33	23,3	4,98	4,94	139	129	164	172
févr.	5,89	22,0	5,23	5,21	132	123	141	152
mars	4,58	18,3	4,99	4,82	139	127	172	173
avr.	3,36	13,2	4,58	4,39	124	114	170	173
mai	2,33	9,2	3,88	3,88	108	106	187	186
juin	1,78	6,1	3,23	3,27	87	88	191	189
juill.	2,00	5,6	3,51	3,51	98	98	195	191
août	2,93	8,0	4,36	4,32	122	119	175	178
sept.	3,72	11,2	4,34	4,17	117	110	176	176
oct.	5,28	15,3	5,14	4,93	143	132	169	170
nov.	6,33	19,3	5,06	5,08	137	130	166	163
déc.	6,36	22,2	4,83	4,81	135	127	174	174
année	4,23	14,5	4,51	4,44	1 480	1 404	2 079	2 096

Tableau 3 : Résumé des résultats de calculs avec RETScreen et HOMER.

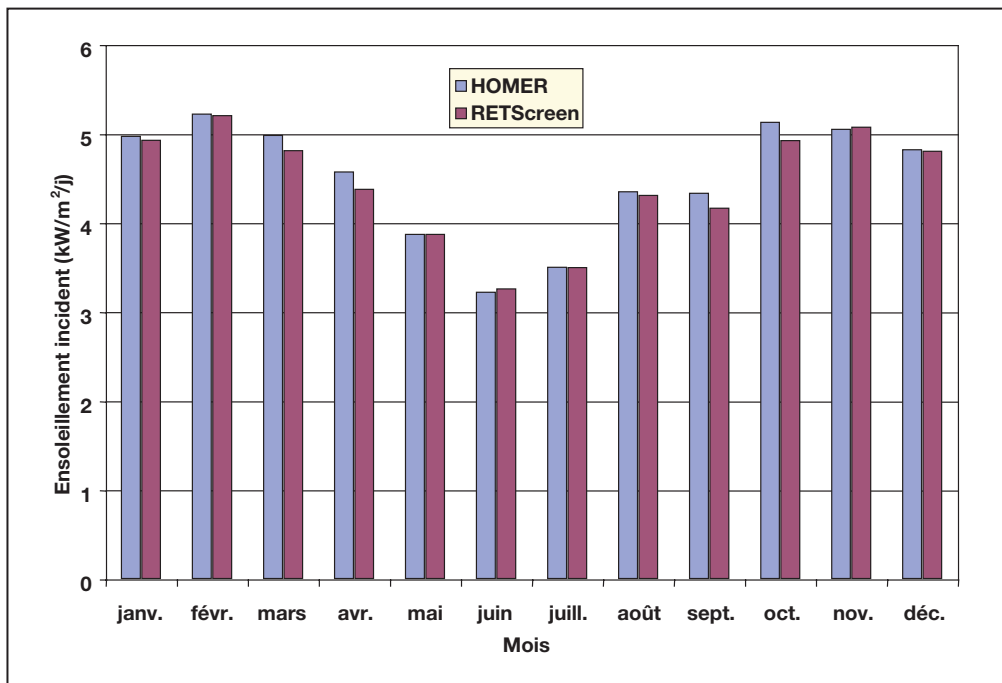


Figure 20 :

Comparaison de l'ensoleillement incident calculé par RETScreen et par HOMER.

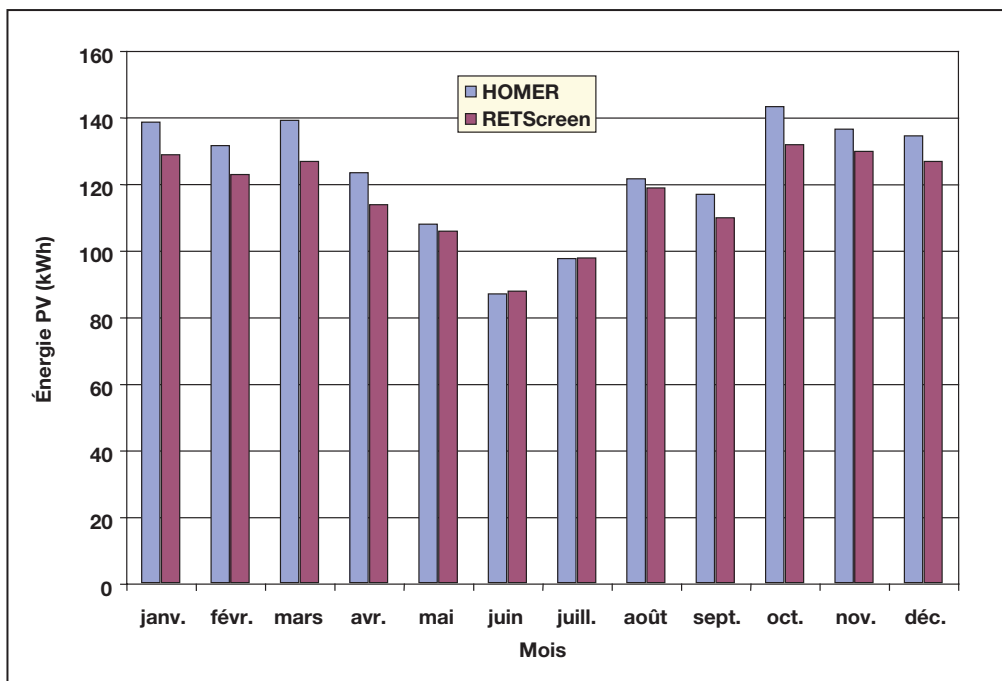


Figure 21 :

Comparaison de la production d'énergie PV calculée par RETScreen et par HOMER.

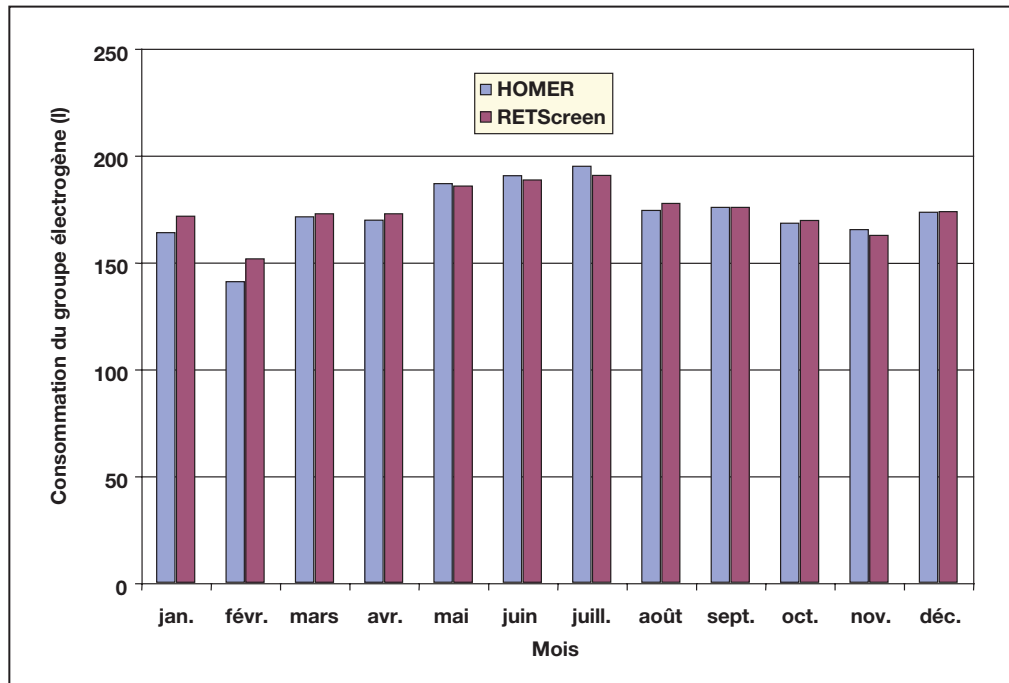


Figure 22 :

Comparaison de la consommation en carburant du groupe électrogène par RETScreen et par HOMER.

2.8 Sommaire

Dans cette section, les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen pour projets d'installation photovoltaïque ont été présentés en détail. L'algorithme de calcul pour l'ensoleillement sur un plan incliné et le modèle du champ PV sont les mêmes pour toutes les applications. Le calcul pour l'ensoleillement sur un plan incliné utilise un modèle horaire étendu pour prendre en compte le cas des surfaces avec suivi du soleil. Le modèle du champ PV considère les modifications du champ dues à la température ambiante. Le modèle en réseau et le modèle de pompage de l'eau sont des modèles relativement simples basés sur des rendements moyens. Le modèle hors réseau est plus complexe et permet de distinguer les charges coïncidentes, constantes et intermittentes. Celles-ci peuvent avoir une influence sur la quantité d'énergie qui traverse les accumulateurs.



RÉFÉRENCES

- Barlow, R., McNelis, B. et Derrick, A., *Solar Pumping : An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs and Economics*, Intermediate Technology Publications et The World Bank, Washington, DC, USA, 1993.
- Braun, J.E. et Mitchell, J.C., *Solar Geometry for Fixed and Tracking Surfaces*, Solar Energy 31,5, 439-444, 1983.
- Bucciarelli, L., « Communication personnelle », 1999.
- Bucciarelli, L., *The Effect of Day-to-Day Correlation in Solar Radiation on the Probability of Loss-of-Power in a Stand-Alone Photovoltaic Energy System*, Solar Energy 36,1, 11-14, 1986.
- CANMET, *Photovoltaic Systems Design Manual*, disponible à Ressources naturelles Canada, CANMET, 580 Booth Street, Ottawa, ON, Canada, K1A 0E4, 1991.
- Duffie, J.A. et Beckman, W.A., *Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd edition*, John Wiley & Sons, 1991.
- ECOTEC Research and Consulting Limited, ECD Energy and Environment, Newcastle Photovoltaics Applications Centre, *The Potential Market for PV Building Products*, rapport n° ETSU : S/P2/00277/00/00, 1998.
- Evans, D.L., *Simplified Method for Predicting Photovoltaic Array Output*, Solar Energy 27,6, 555-560, 1981.
- Klein, S.A. et Beckman, W.A., *Loss-of-Load Probabilities for Stand-Alone Photovoltaic Systems*, Solar Energy 39, 6, 499-512, 1987.
- Leng, G. et Martin, J., *Distributed Photovoltaic Demand-Side Generation : An Economic Evaluation For Electric Utilities*, IEEE First World Conference On Photovoltaic Energy Conversion, décembre 1994.
- Leng, G., Dignard-Bailey, L., Bragagnolo, J., Tamizhmani, G. et Usher, E., *Overview of the Worldwide Photovoltaic Industry*, rapport n° 96-41-A1 (TR), Laboratoire de recherche en diversification énergétique de CANMET, Ressources naturelles Canada, Varennes, QC, Canada, juin 1996.
- Leng, G., *Distributed Photovoltaic Demand-Side Generation : An Economic Evaluation for Electric Utilities - Master Degree Thesis*, University of Massachusetts Lowell, MS, USA, novembre 1993.
- Markvart, T. (ed.), *Solar Electricity, 2nd edition*, John Wiley & Sons, 2000.
- Maycock, P.D., *Photovoltaic News*, février 2000.
- NREL, *HOMER, The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*, disponible au National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Boulevard, Golden, CO 80401-3393, USA, 2001.
- Ross, M. et Royer, J., *Photovoltaics in Cold Climates*, James and James Ltd., 1999.





Royer, J., « Communication personnelle », Solener Inc., 1999.

Royer, J., Djiako, T., Schiller, E. et Sy, B.S., **Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens**, Institut de l'Énergie des Pays ayant en commun l'usage du Français, 56, rue Saint-Pierre, 3^e étage, Québec, QC, Canada, G1K 4A1, 1998.

Sandia National Laboratories, **Stand-Alone Photovoltaic Systems – a Handbook of Recommended Design Practices**, disponible au National Technical Information Service, US Department of Commerce, 5285 Port Royal Road, Springfield, VA 22161, USA, 1995.

United Nations Population Information Network, **Population and Water Resources**, site internet.

Watsun, **Typical Meteorological Year (TMY) Weather Files for the WATSUN Family of Programs**, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1993.

Watsun, **WATGEN - A Synthetic Radiation Data Generator, User's Manual and Program Documentation, Version 1.0**, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1992.

Watsun, **WATSUN-PV - A Computer Program for Simulation of Solar Photovoltaic Systems, User's Manual and Program Documentation, Version 6.1**, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1999.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Bientôt disponible

Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)
En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE COGÉNÉRATION

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE À LA BIOMASSE

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2005.



ISBN : 0-662-78828-1

Numéro de catalogue : M39-110/2005F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2005.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE – PROJETS DE CHAUFFAGE À LA BIOMASSE	5
1.1	Description des systèmes de chauffage à la biomasse	7
1.1.1	Centrale de chauffage	7
1.1.2	Système de distribution de la chaleur	13
1.1.3	Approvisionnement en biomasse	14
1.2	Marchés des systèmes de chauffage à la biomasse	17
1.2.1	Réseaux de chauffage urbain	17
1.2.2	Bâtiments institutionnels et commerciaux individuels	18
1.2.3	Chaleur pour procédés industriels	19
1.3	Critères à considérer pour les projets de chauffage à la biomasse	20
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE À LA BIOMASSE	23
2.1	Caractéristiques du site	25
2.1.1	Température de calcul et degrés-jours	25
2.1.2	Degrés-jours équivalents pour la production d'eau chaude sanitaire	26
2.1.3	Courbe des puissances classées et courbe des énergies classées	27
2.1.4	Nombre d'heures équivalentes à plein régime	35
2.2	Besoins en chauffage	35
2.2.1	Charge de pointe en chauffage	35
2.2.2	Demande annuelle d'énergie en chauffage	36
2.2.3	Consommation de combustible (cas du système de référence)	37
2.3	Énergie fournie et consommation en combustible	38
2.3.1	Détermination des proportions des différentes sources d'énergie	38
2.3.2	Besoins en combustible pour le système de chauffage de pointe	40
2.3.3	Besoins annuels en biocombustible	40
2.4	Conception du réseau de chauffage urbain	42
2.5	Validation	44
2.5.1	Validation de la courbe des puissances classées	45
2.5.2	Validation du calcul des puissances calorifiques de la biomasse	48
2.5.3	Validation de la conception du réseau de chauffage urbain	50
2.6	Sommaire	52
	RÉFÉRENCES	53





CHAPITRE

ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE À LA BIOMASSE

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de chauffage à la biomasse avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE - PROJETS DE CHAUFFAGE À LA BIOMASSE¹

Les systèmes de chauffage à la biomasse brûlent des matières végétales et organiques, telles que des copeaux de bois, des résidus agricoles et même des déchets municipaux, pour générer de la chaleur. Cette chaleur peut être transportée et utilisée où elle est requise, pour le chauffage et la ventilation de bâtiments isolés ou en réseau, ou encore pour des procédés industriels. Les systèmes de chauffage à la biomasse se distinguent de la combustion conventionnelle, dans les poêles à bois et les foyers, en contrôlant le mélange d'air et de biocombustible² pour maximiser le rendement et minimiser les émissions. Ils incluent aussi un système de distribution qui transporte la chaleur du lieu de combustion au lieu où elle est requise. Plusieurs systèmes de chauffage à la biomasse comprennent un mécanisme d'alimentation automatique en biocombustible. La **Figure 1** présente un petit système commercial de chauffage à la biomasse.



Figure 1 :
*Petit système commercial
de chauffage à la biomasse.*

Crédit photo :
Grove Wood Heat

1. Une partie du texte de cette section provient de deux rapports de Ressources naturelles Canada (RNCAN) : **Les petites installations de chauffage à la biomasse : Guide de l'acheteur**, RNCAN, 2000; et McCallum, B. **Les petites installations de chauffage à la biomasse automatisées : une option viable pour les communautés éloignées ?** Centre de Foresterie des Grands Lacs et LRDÉC de RNCAN, 1997.
2. Le terme « biocombustible » est défini comme un combustible obtenu, dans son ensemble ou en partie, par traitement chimique ou géologique de la biomasse végétale (Le grand dictionnaire terminologique. Office de la langue française, 1984). Les biocombustibles ou les « combustibles à base de biomasse », rassemblent les combustibles solides d'origine végétale (biomasse) qui permettent la production d'énergie (chaleur ou/et électricité) (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)).





Le chauffage à la biomasse n'est pas une nouveauté. Depuis longtemps, les gens utilisent des poêles et des fournaies alimentés avec des bûches pour chauffer les locaux. Le développement des systèmes de chauffage à la biomasse à alimentation automatique a débuté dans les années 70 en Scandinavie, lorsque les prix du pétrole ont explosé. Aujourd'hui, il existe des milliers de systèmes en opération à l'échelle mondiale qui utilisent une multitude de biomasses différentes. Malgré cela, de nombreux professionnels et spécialistes du chauffage, ainsi que le grand public, ne sont pas informés du caractère rentable, efficace et fiable des systèmes de chauffage à la biomasse. À cause des problèmes associés aux émissions de gaz à effet de serre, l'accent a été mis récemment sur le remplacement des combustibles conventionnels par les sources d'énergie renouvelables, ce qui entraîne maintenant une résurgence de l'intérêt pour les systèmes de chauffage à la biomasse lorsque la biomasse est récoltée de manière durable.

Le chauffage à la biomasse offre de nombreux avantages au propriétaire du système ou à la communauté locale, dans le cas d'un réseau de chauffage urbain. Ce type de système peut remplacer avec des ressources locales de biomasse, les sources coûteuses d'énergies conventionnelles, telles que les combustibles fossiles et l'électricité. En effet, la biomasse est souvent disponible localement et gratuitement ou à peu de frais, sous la forme de résidus ou de sous-produits peu intéressants pour les industries (p. ex. les industries forestières ou agricoles). Grâce à l'utilisation de la biomasse, les rejets globaux de polluants et de gaz à effet de serre sont diminués, le consommateur est protégé des brusques et imprévisibles variations des coûts des combustibles fossiles, et des emplois sont créés localement pour la collecte, la préparation et la livraison des matières utilisées. Le système de distribution de chaleur en provenance de la chaufferie des systèmes à la biomasse facilite aussi la récupération des rejets thermiques de la production d'électricité sur site ou de procédés thermiques, dont les apports en chaleur peuvent alors être transférés à des groupes de bâtiments ou même, à des communautés selon le concept de réseau de chauffage urbain.

Les systèmes de chauffage à la biomasse ont généralement des coûts d'investissement plus élevés que ceux des systèmes conventionnels à combustibles fossiles. De plus, la qualité de la biomasse varie davantage que celle des combustibles fossiles, qui est relativement normalisée. La livraison, l'entreposage et la manipulation sont donc plus complexes et souvent de plus grands espaces physiques sont requis. Tous ces facteurs nécessitent une plus grande implication et une attention accrue de la part des opérateurs³ de ces systèmes.

Par conséquent, les systèmes de chauffage à la biomasse sont plus avantageux lorsque les coûts des combustibles fossiles sont élevés et que les coûts d'approvisionnement en biomasse sont faibles. Ceci se produit lorsque : l'électricité ou toute autre forme coûteuse d'énergie, est utilisée pour le chauffage de l'espace et de l'eau ; et lorsque les résidus de biomasse sont disponibles sur le site ou à proximité, à un coût nul ou à un coût inférieur au coût d'élimination des résidus.

3. Les termes employés dans ce document pour désigner des personnes sont pris au sens générique; ils ont à la fois valeur d'un féminin et d'un masculin.





Étant donné la complexité et la taille des systèmes de chauffage automatisés, ils sont généralement réservés aux secteurs industriel, commercial, institutionnel et communautaire. Ils sont habituellement situés dans des zones rurales ou industrielles où les restrictions sur les émissions des types de polluants qu'ils émettent sont moins sévères, l'accessibilité pour les véhicules d'approvisionnement est facilitée, les équipements de manipulation de la biomasse, tels que des chargeuses, sont possiblement déjà en place et la main-d'œuvre qualifiée pour exploiter un système de chaudière industrielle peut-être plus facile à trouver.

Les systèmes de chauffage à la biomasse sont bien adaptés aux besoins des procédés industriels car plusieurs de ces systèmes nécessitent un apport continu de chaleur. Or, les systèmes de chauffage à la biomasse sont plus efficaces et soulèvent moins de difficultés techniques lorsqu'ils produisent, au cours de l'année, une quantité relativement constante de chaleur à un niveau près de leur capacité nominale de production. Ceci maximise les économies en remplaçant de grandes quantités de combustibles fossiles coûteux, justifiant avantagusement des coûts d'investissement initiaux plus élevés et les coûts additionnels en main-d'œuvre pour le fonctionnement du système.

Cette section décrit les systèmes de chauffage à la biomasse et les marchés qui leurs sont accessibles, incluant notamment les réseaux de chauffage urbain, les bâtiments individuels, institutionnels et commerciaux et les applications relatives aux procédés industriels. Une présentation des considérations générales propres aux systèmes de chauffage à la biomasse termine cette section.

1.1 Description des systèmes de chauffage à la biomasse

Un système de chauffage à la biomasse est constitué d'une centrale de chauffage, d'un système de distribution de la chaleur et d'un système d'approvisionnement en biomasse. Ces trois éléments sont décrits en détail dans les prochaines sections.

1.1.1 Centrale de chauffage

Une centrale de chauffage à la biomasse comprend un certain nombre d'unités de chauffage. Ceci assure une capacité suffisante pour répondre aux besoins en chaleur (en mettant en service des unités additionnelles lorsque la demande augmente), réduit le risque associé à une interruption de l'approvisionnement en biomasse qui pourrait compromettre la production de chaleur (les autres unités peuvent compenser pour un manque de combustible de l'unité principale) et maximise l'utilisation de la biomasse au coût le plus bas (en utilisant la biomasse la moins onéreuse en premier et les plus coûteuses seulement au besoin). Tels que décrits par Arkay et Blais (1996), les quatre types d'unités de production de chaleur qui peuvent se trouver dans une centrale de chauffage à la biomasse, classés par ordre croissant de coûts par unité de chaleur produite, sont :



- 1) **Système de récupération de chaleur** : la chaleur la moins chère est généralement fournie par un système de récupération de chaleur⁴. Certaines centrales de chauffage à la biomasse peuvent être situées près d'équipements de production d'électricité (p. ex. un moteur à piston qui actionne une génératrice) ou d'un procédé thermique qui rejette de la chaleur. Cette chaleur, qui autrement serait perdue, peut souvent être récupérée par un système de récupération de chaleur à un coût minime ou nul.

- 2) **Système de combustion de la biomasse**⁵ : un système de combustion de la biomasse produit de la chaleur par la combustion d'un biocombustible et est par définition, le cœur d'une centrale de chauffage à la biomasse. Si une biomasse peu coûteuse est utilisée et que le système de combustion fonctionne à une charge relativement constante, proche de sa capacité nominale de production, le coût unitaire de la chaleur produite est relativement faible. Le système de combustion de la biomasse répondra, jusqu'à sa capacité nominale de production, aux besoins en chaleur que le système de récupération de chaleur n'est pas en mesure de satisfaire.

- 3) **Système de chauffage de pointe** : en raison de ses caractéristiques opérationnelles et de ses coûts d'investissement élevés, un système de combustion de la biomasse peut être conçu de manière à fournir suffisamment de chaleur pour répondre aux besoins habituels, mais ne pas être suffisant pour répondre à la demande de pointe occasionnelle en chauffage. Le système de chauffage de pointe fournira la fraction de la demande annuelle de chauffage qui ne peut être satisfaite par le système de combustion de la biomasse. Souvent, le système de chauffage de pointe utilise des sources d'énergie conventionnelles et présente un coût d'investissement plus bas ainsi que des coûts en combustible plus élevés. Dans certains cas, le système de chauffage de pointe est utilisé durant les périodes où la demande en chaleur est très faible. Dans ces conditions, le système de combustion de la biomasse serait très inefficace ou générerait des niveaux inacceptables d'émissions (fumée).

- 4) **Système de chauffage de secours** : un système de chauffage de secours est utilisé lorsqu'un ou plusieurs systèmes de production de chaleur sont arrêtés, soit lors de leur entretien ou lors d'une interruption de leur approvisionnement en combustible. Le système de chauffage de secours a généralement les mêmes caractéristiques que le système de chauffage de pointe, c'est-à-dire des coûts d'investissement plus bas et des coûts en combustible plus élevés. Souvent, le système de chauffage de pointe est utilisé comme système de chauffage de secours pour le système de combustion de la biomasse et aucun système de secours supplémentaire n'est intégré à la centrale de chauffage.

4. Aussi appelé « système de récupération thermique ».

5. Afin de différencier spécifiquement cette unité de production de chaleur de l'ensemble nommé « centrale de chauffage à la biomasse », la terminologie « système de combustion de la biomasse » a été préférée à celle de « système de chauffage à la biomasse ».





Dans un système de combustion de la biomasse, principal élément d'une centrale de chauffage à la biomasse, le biocombustible est transféré à travers le système de combustion en passant par différentes étapes successives, dont plusieurs sont illustrées à la **Figure 2** et décrites ci-après :

- **Aire de déchargement du biocombustible** : si le combustible à base de biomasse n'est pas disponible sur le site même, il est livré dans une aire de déchargement dont l'espace doit être suffisant pour permettre aux véhicules de livraison de circuler sans difficulté.
- **Aire de stockage du biocombustible** : pour permettre une alimentation constante en biocombustible durant la période la plus longue entre deux livraisons consécutives, une certaine quantité de biomasse doit être entreposée dans une aire de stockage. La biomasse peut être empilée à l'extérieur sous un toit protecteur ou à l'intérieur d'un réservoir ou d'un silo. Bien que peu coûteux, le stockage à l'extérieur a le désavantage de permettre aux précipitations et aux saletés de contaminer la biomasse.
- **Alimentation en biocombustible** : le déplacement de la biomasse à partir de l'aire de stockage vers la chambre de combustion, peut se faire manuellement (p. ex. lors du chargement de billes de bois dans des fournaies extérieures), automatiquement (p. ex. via un collecteur à vis sans fin ou un convoyeur), ou par une combinaison d'interventions manuelles et automatisées. La performance des systèmes entièrement automatiques peut-être affectée par la variabilité de la biomasse et la présence de morceaux gelés, de forme irrégulière, ou contaminés (p. ex. avec des câbles ou des gants).
- **Transfert du biocombustible** : le déplacement de la biomasse jusqu'à l'intérieur de la chambre de combustion est appelé transfert du biocombustible. Dans les systèmes automatisés, ce transfert se fait à l'aide d'une vis sans fin ou d'un système similaire, et un appareil de jaugeage mesure le débit d'entrée du biocombustible dans la chambre de combustion.
- **Chambre de combustion** : la biomasse est injectée dans une chambre de combustion fermée où elle est brûlée dans des conditions contrôlées par un système qui détermine la quantité d'air admise en fonction de la demande en chaleur. Dans le cas de systèmes automatisés, le débit d'entrée du biocombustible dans la chambre de combustion est également contrôlé. L'utilisation de matériaux réfractaires à la chaleur permet de mieux conserver la chaleur à l'intérieur de la chambre de combustion. Pour faciliter une combustion plus complète, certaines chambres de combustion sont munies d'une grille supportant le biocombustible et qui permet à l'air, entrant par le dessous, de passer à travers le biocombustible. Dans les systèmes plus complexes, la grille bouge pour permettre une distribution plus uniforme de la surface de combustion, pour transporter le biocombustible dans les zones de combustion présentant divers niveaux de débits d'air, ainsi que



pour déplacer les cendres à l'extrémité de la chambre de combustion. Les gaz d'échappement chauds sortent de la chambre de combustion et passent dans une chambre de combustion secondaire munie d'un échangeur de chaleur ou, si la chambre de combustion est déjà muni d'un échangeur de chaleur, directement dans un système d'échappement des gaz.

- **Échangeur de chaleur** : la chaleur produite dans la chambre de combustion est transférée au système de distribution de la chaleur par l'entremise d'un échangeur de chaleur. Pour les fournaies installées à l'extérieur, une chemise d'eau isolée placée à l'extérieur de la chambre de combustion sert habituellement d'échangeur de chaleur. Les systèmes de combustion de la biomasse de capacité plus importantes utilisent des bouilloires avec comme fluide caloporteur, de l'eau, de la vapeur ou des huiles thermiques.
- **Enlèvement et stockage des cendres** : la chambre de combustion doit être vidée de ces cendres et des cendres volantes transportées par les gaz d'échappement. Selon le type de système, les cendres sont retirées manuellement ou automatiquement. Les cendres volantes peuvent se déposer dans la chambre de combustion secondaire ou dans l'échangeur de chaleur (qui requiert aussi un nettoyage), s'échapper avec les gaz d'échappement, ou bien être capturées par un système de collecte des particules (épurateur des gaz d'échappement).
- **Cheminée et système d'échappement** : les gaz de combustion sont rejetés dans l'atmosphère. Les petits systèmes utilisent les courants naturels générés par les gaz chauds; les grands systèmes utilisent des ventilateurs pour pousser de l'air à l'intérieur de la chambre de combustion afin d'expulser les gaz d'échappement. Des ventilateurs placés à la base de la cheminée peuvent aussi être utilisés pour aspirer les gaz d'échappement à l'extérieur de la chambre de combustion.

En plus des équipements décrits ci-dessus, des instruments et des systèmes de contrôle plus ou moins complexes permettent de superviser, en fonction de la demande, le fonctionnement du système de combustion de la biomasse, de faire varier l'injection d'air et, dans les systèmes automatisés, le débit d'entrées de la biomasse, tout en maintenant un milieu de travail sécuritaire.

Les systèmes de combustion de la biomasse sont disponibles dans une vaste gamme d'équipements qui varie en fonction des modalités d'injection du biocombustible et de l'air, de la conception des chambres de combustion et des grilles, du type d'échangeur de chaleur, et de la nature du système de traitement des gaz d'échappement et des cendres. À l'exception des très grandes centrales de chauffage, les systèmes de combustion de la biomasse peuvent être classés selon trois catégories générales, selon la capacité du système d'alimentation :

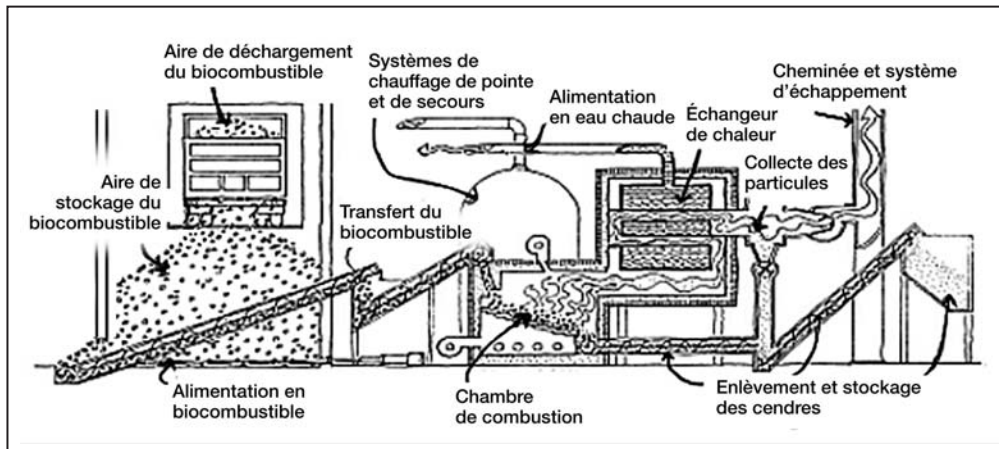


Figure 2 :

Système de chauffage à la biomasse – configuration générale.

[Adapté du document de RNCan : « Les petites installations de chauffage à la biomasse : Guide de l'acheteur », 2002].

- **Petits systèmes d'alimentation manuelle (50-280 kW) :**
systèmes, généralement des fournaies extérieures, qui brûlent des bûches de bois et utilisent de l'eau chaude pour distribuer la chaleur.
- **Petits systèmes d'alimentation automatique (50-500 kW) :**
systèmes qui utilisent du biocombustible en particules et qui possèdent généralement un système de combustion en deux phases (c.-à-d. avec une chambre de combustion secondaire) et une chaudière à eau chaude à tubes (c.-à-d. un tube qui transporte les gaz d'échappement chauds à travers l'eau qui doit être chauffée).
- **Systèmes intermédiaires d'alimentation (400 kW et plus) :**
systèmes qui utilisent un système d'alimentation de particules de biomasse entièrement automatisé et qui possèdent généralement, un système de combustion à grille, fixe ou non, et une chaudière à tubes intégrés ou juxtaposés, pour chauffer de l'eau, de la vapeur ou des huiles thermiques.

En plus de ces catégories générales, il existe de nombreux systèmes de combustion de la biomasse qui sont conçus pour fonctionner avec des biocombustibles ayant des caractéristiques particulières ou qui répondent à des besoins particuliers en chauffage.

Le dimensionnement du système de combustion de la biomasse par rapport à la charge de pointe, est un élément central lors de la conception. L'objectif principal est de minimiser sur le cycle de vie, les coûts globaux pour fournir de la chaleur. Il existe deux approches générales pour le dimensionnement d'un système de combustion de la biomasse : la conception selon la charge de base et la conception selon la charge de pointe. Le choix de l'une ou l'autre de ces méthodes de conception dépend de la variabilité de la charge, des coûts

de la biomasse et des combustibles traditionnels, ainsi que de la disponibilité du capital et des autres facteurs spécifiques au projet. La conception selon la charge de pointe est la plus souvent utilisée pour les grandes installations sujettes, sur une base continue, à une forte demande en énergie. L'approche de conception selon la charge de base est la plus souvent utilisée pour les petites installations qui servent presque exclusivement au chauffage des espaces ou lorsque la charge est variable. Une comparaison des deux approches de conception est fournie dans le **Tableau 1** qui suit.

Méthodes de conception pour le dimensionnement d'un système de combustion de la biomasse	
CHARGE DE BASE	CHARGE DE POINTE
Description (principes de conception)	
Maximiser la rentabilité par un sous-dimensionnement du système de combustion de la biomasse afin de répondre à la majorité de la charge en chauffage (c.-à-d. à la charge de base). Réduit l'investissement initial et la dimension du système de chauffage de pointe qui fonctionne avec des combustibles fossiles.	Déterminer la charge maximale de chauffage (c.-à-d. la charge de pointe), et sur dimensionner le système de combustion de la biomasse avec un facteur de sécurité pour assurer que les charges extrêmes non prévues pourront être satisfaites.
Avantages	
<ul style="list-style-type: none"> ■ Permet au système de chauffage de fonctionner presque à pleine capacité la plupart du temps, ce qui assure un rendement saisonnier plus élevé; ■ Permet de réduire les coûts d'investissement de manière significative; ■ Permet un meilleur contrôle du système, ce qui résulte en un rendement énergétique maximal et des émissions moins élevées. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Minimise l'utilisation de combustibles fossiles; ■ Maximise l'utilisation de la biomasse; ■ Permet une augmentation énergétique à coût marginal (si le coût de la biomasse est faible); ■ Procure un surplus de capacité pour les besoins futurs.
Désavantages	
<ul style="list-style-type: none"> ■ Un système conventionnel est nécessaire pour répondre aux charges maximales occasionnelles (c.-à-d. aux charges de pointe); ■ L'utilisation de combustibles fossiles sera augmentée; ■ L'augmentation future de la demande affectera la charge de base; ■ Une augmentation de la consommation énergétique doit être comblée par des combustibles conventionnels plus dispendieux. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Un système plus grand augmente les coûts d'investissement (et les coûts en main-d'œuvre pour son fonctionnement); ■ Les variations de la charge, typiques des systèmes de chauffage, font en sorte que le système de combustion de la biomasse doit fonctionner la plupart du temps pour une charge partielle. Ceci réduit le rendement du système et augmente ainsi l'utilisation de biocombustible; ■ Lorsqu'un système de chauffage n'est pas utilisé à sa pleine capacité, il est susceptible de générer davantage d'émissions (fumée) et d'opérer en condition de combustion instable.

Tableau 1 : Méthodes de conception pour le dimensionnement d'un système de combustion de la biomasse

[Adapté du document de RNCan : « *Les petites installations de chauffage à la biomasse : Guide de l'acheteur* », 2002].



Dans les cas où il existe une forte variation saisonnière de la demande en chaleur, comme lorsque la demande en chauffage en hiver doit être additionnée aux besoins industriels satisfaits à l'année, deux systèmes de combustion de la biomasse peuvent être utilisés. Une petite unité peut être employée pour les besoins de la saison estivale, alors qu'une unité plus grosse est utilisée pour la période hivernale; les deux unités pouvant fonctionner simultanément lors des périodes de pointe. Cette configuration permet l'opération de chaque unité à un niveau proche de leur capacité nominale, augmentant ainsi le rendement et réduisant les émissions. De plus, cela permet de fournir de la chaleur même si un des systèmes est arrêté pour cause d'entretien.

1.1.2 Système de distribution de la chaleur

Le système de distribution de la chaleur transporte la chaleur de la centrale de chauffage vers les lieux où elle est requise. Ceci peut être à l'intérieur du même bâtiment, dans un bâtiment voisin ou dans un groupe de bâtiments situé à proximité de la centrale de chauffage, dans le cas d'un réseau de chauffage urbain. Dans la plupart des systèmes, un réseau de tuyaux isolés conduit de l'eau à une température allant jusqu'à 90 °C, à l'extérieur de la centrale de chauffage et retourne l'eau refroidie vers la centrale pour y être réchauffée. Dans certaines installations industrielles, la chaleur est distribuée par de la vapeur ou de l'huile thermique.

À l'intérieur d'un bâtiment, la chaleur est généralement distribuée par des radiateurs à eau chaude, des tuyaux d'eau chaude situés en dessous ou dans le plancher, ou par des conduits à air chaud. Entre les bâtiments, un réseau de tuyaux souterrains isolés transporte la chaleur. Les petits réseaux de distribution utilisent des bobines de tuyaux de plastique à faible coût. Dans les réseaux plus importants, un système de « tuyau dans un tuyau » est souvent utilisé. Le tuyau intérieur, généralement en acier, est entouré d'une épaisseur de mousse de polyuréthane, elle-même contenue dans un tuyau de polyéthylène. Les tuyaux sont généralement enfouis entre 60 et 80 cm sous la surface du sol, tel que montré dans la **Figure 3**. Il n'est pas nécessaire d'enfouir les tuyaux sous le seuil du gel, puisque les tuyaux sont isolés et qu'il y circule de l'eau chaude.



Figure 3 :

Tuyaux d'un système de chauffage urbain.

Crédit photo :

SweHeat





Dans un système de chauffage urbain, une centrale de chauffage à la biomasse procure de la chaleur à un certain nombre de consommateurs situés à proximité de la centrale. Ces consommateurs habitent généralement dans des groupes de bâtiments publics, commerciaux ou résidentiels situés à moins de quelques centaines de mètres l'un de l'autre. Un système de chauffage urbain qui fournit de la chaleur à plusieurs bâtiments est habituellement plus avantageux que plusieurs systèmes de chauffage individuels incorporés à chacun des bâtiments. En effet, une grande centrale possède un niveau de sophistication, de rendement et d'automatisation qu'il n'est pas possible d'atteindre avec de plus petites installations décentralisées. De plus, les consommateurs n'auront pas besoin de l'équipement ou de l'expertise nécessaire pour opérer avec succès leur système individuel, ce qui a souvent tendance à encourager l'utilisation de combustibles fossiles au détriment de biocombustibles. Finalement, en ayant un système de chauffage centralisé, les pertes de chaleur pourront être utilisées plus efficacement, l'installation sera plus sécuritaire, et la consommation de combustible, les besoins en main-d'œuvre et les émissions seront également réduits.

Le système de distribution de la chaleur peut souvent répondre à de nouveaux besoins si le réseau principal de tuyaux a une capacité suffisante. En effet, de nouveaux bâtiments à distance raisonnable peuvent être ajoutés au réseau, jusqu'à ce que la capacité du système soit atteinte. S'il y a suffisamment d'espace à l'intérieur de la centrale de chauffage, de nouveaux brûleurs peuvent aussi être installés pour accroître la capacité des installations.

Puisque les coûts d'investissement d'un réseau de chauffage urbain sont élevés, il est moins coûteux de l'intégrer dans un nouveau secteur en développement. Finalement, un réseau de chauffage urbain requiert des niveaux d'engagement et d'organisation plus élevés que pour de simples systèmes alimentés aux combustibles fossiles.

1.1.3 Approvisionnement en biomasse

L'approvisionnement en biomasse est constitué d'une chaîne d'activités qui est bouclée par la livraison du biocombustible à la centrale de chauffage à la biomasse. Puisque le bon fonctionnement de la centrale dépend de la livraison à intervalle régulier du biocombustible et puisque cette opération requiert la réalisation d'activités à l'échelle locale, plutôt que des décisions prises à distance dans une raffinerie, l'approvisionnement en biocombustible est considéré comme une « composante » à part entière de la centrale de chauffage.

Un approvisionnement fiable, peu coûteux et à long terme en biocombustible est essentiel au succès d'une centrale de chauffage à la biomasse. Les produits tirés des combustibles fossiles sont relativement normalisés, disponibles et faciles à transporter et à manipuler. À l'opposé, les biocombustibles sont très variables en termes de taux d'humidité, de quantité de cendres produites, de valeur calorifique, de consistance en vrac et de disponibilité géographique. Les systèmes de combustion à la biomasse, et surtout leurs sous-systèmes de transport des biocombustibles, peuvent être conçus pour fonctionner avec un seul type de biomasse d'une certaine qualité. Ils pourraient nécessiter des modifications ou être peu efficaces s'ils étaient utilisés avec un biocombustible différent. Par conséquent, l'implantation d'une centrale de chauffage doit nécessairement être précédée d'une évaluation approfondie de la quantité et de la qualité de la biomasse disponible, de la fiabilité des fournisseurs, des caractéristiques spécifiques liées à la manipulation de la biomasse





et si possible, des variations envisagées futures de la demande en biomasse. Si un nouvel usage de la biomasse considérée est découvert, cela pourrait faire augmenter son coût. Des contrats à long terme devraient donc être négociés, lorsque c'est possible.

Une grande variété de matériaux peu coûteux peuvent être utilisés comme biocombustible, tel que le bois et les résidus de bois, la sciure de bois, les copeaux de bois, les granules; ou des résidus agricoles tels que la paille, la paille hachée, les enveloppes de céréales, de la litière et du fumier; ou des espèces végétales à vocation énergétique et croissance rapide plantées exclusivement pour la combustion, telles que les saules, les mauvaises herbes et les peupliers hybrides; ou encore les résidus municipaux.

Les **Figures 4** et **5** montrent deux exemples de biomasses peu coûteuses aptes à être utilisées comme biocombustible. Peu importe le type de biomasse, celle-ci peut être considérée comme une ressource renouvelable seulement si elle est cultivée de manière durable.

Le prix du biocombustible dépend de sa source. Si c'est un résidu qui doit être éliminé, il peut avoir un coût négatif puisque les coûts d'élimination seront réduits. Des résidus tels que l'écorce en provenance d'une scierie, qui n'ont pas à être éliminés, mais qui n'ont aucune utilité, sont souvent disponibles gratuitement. Des sous-produits, tels que des retailles et de la sciure de bois, peuvent avoir une utilité alternative de faible valeur et seront généralement disponibles à faible coût. Les végétaux qui sont cultivés spécifiquement pour être utilisés comme biocombustible, auront des coûts généralement plus élevés. De même, les biocombustibles préparés (p. ex. des briquettes) seront caractérisés par des coûts supérieurs à ceux de plusieurs combustibles fossiles. Ces combustibles préparés peuvent cependant avoir des caractéristiques d'uniformité et de stabilité qui les rendent faciles d'utilisation dans les petits systèmes comprenant un système d'approvisionnement plus simple et requérant un minimum d'opération. Par exemple, les granules de bois préparés ont obtenu un succès considérable en Europe.

Dans plusieurs pays où le chauffage à la biomasse est utilisé, les copeaux de bois et les autres sous-produits du bois représentent la plus grande source de biomasse. L'objectif de toute installation forestière devrait être de



Figure 4 :

Écales de noix pour la biocombustion.

Crédit photo :

Warren Gretz/NREL Pix



Figure 5 :

Bagasse pour la combustion.

Crédit photo :

Warren Gretz/NREL Pix



maximiser l'utilisation de la récolte forestière et de mettre tout en œuvre pour favoriser la prochaine récolte d'arbres. Dans l'industrie forestière, les arbres récoltés devraient être triés de manière à favoriser la production de produits propres aux qualités de chaque arbre : des billes à partir du tronc d'épinettes ou de pins, du bois de chauffage ou des copeaux à partir des arbres de petit diamètre, morts, malades ou inutilisables. Une opération forestière communautaire peut intégrer la production de copeaux de bois dans sa gamme de produits. La **Figure 6** montre de la biomasse forestière récoltée dans le contexte d'une opération commerciale.



Figure 6 :

Récolte de la biomasse forestière.

Crédit photo :

Bruce McCallum [1995]

La taille du bois qui peut être transformé en copeau est limitée par la taille de la déchiqueteuse choisie. Les arbres de grand diamètre nécessitent une déchiqueteuse plus grosse, munie d'un moteur puissant. À cause des coûts élevés de ces équipements, la plupart des installations forestières de petite taille utilisent de petites déchiqueteuses. Elles sont souvent actionnées par un tracteur de ferme et sont parfois disponibles à un coût raisonnable. Elles peuvent déchiqueter des arbres ayant jusqu'à 23 cm (10 pouces) de diamètre. Des déchiqueteuses industrielles d'occasion de plus grosse taille, sont aussi parfois disponibles.

La transformation en copeaux peut se faire sur le site même de la récolte. Dans les régions éloignées, accessibles uniquement lorsque des chemins d'hiver peuvent être utilisés, une quantité appréciable de matière peut être empilée près de la centrale de chauffage et être déchiquetée au fur et à mesure des besoins. S'il n'y a aucune activité forestière à proximité, une opération autonome d'approvisionnement en bois et en transformation en copeaux devra être mise en place.

Les copeaux de bois doivent être de bonne qualité, sans terre et sans copeaux de grande dimension. Ces copeaux de grande dimension qui peuvent survenir lorsque les couteaux de la déchiqueteuse sont émoussés, peuvent causer l'arrêt du système d'approvisionnement, de même que la présence de terre qui peut causer une usure prématurée et excessive des équipements.



1.2 Marchés des systèmes de chauffage à la biomasse

Les marchés des systèmes de chauffage à la biomasse peuvent être classés selon les applications envisagées. Les trois principaux marchés sont ceux des réseaux de chauffage urbain, des bâtiments institutionnels et commerciaux, et celui des procédés industriels.

1.2.1 Réseaux de chauffage urbain

Les réseaux de chauffage urbain sont composés d'une centrale de chauffage et d'un réseau de distribution urbain pouvant desservir des groupes de bâtiments ou même une communauté entière, comme le montre la **Figure 7**. De tels réseaux permettent le chauffage de l'espace, de l'air de ventilation, de l'eau et la production de chaleur de procédés. Cette chaleur peut être fournie aux bâtiments individuels, tels que des bâtiments institutionnels (p. ex. des hôpitaux, des écoles et des complexes sportifs), commerciaux (p. ex. des bureaux, des entrepôts et des magasins), résidentiels (p. ex. des appartements) et des bâtiments industriels. Ces systèmes peuvent également fournir de la chaleur aux maisons individuelles, surtout si les maisons sont récentes et groupées.



Figure 7 :

*Réseau de chauffage urbain
situé dans la communauté Cri
de Oujé-Bougamou dans
le Nord-du-Québec, Canada.*

Crédit photo :

NRCan

Les petits réseaux de chauffage urbain sont entièrement automatisés, très sophistiqués et constituent de véritables « petites centrales industrielles » de chauffage à la biomasse, généralement avec une capacité de 1 MW et plus. Elles possèdent de grands réservoirs de stockage, des systèmes de contrôle informatisés, des brûleurs avec système d'enlèvement des cendres automatisé, ainsi que des systèmes d'évacuation des fumées équipés de collecteurs de particules et de ventilateurs.



1.2.2 Bâtiments institutionnels et commerciaux individuels

Le chauffage de bâtiments individuels peut être réalisé à l'aide de systèmes de chauffage à la biomasse, comme le montre la **Figure 8**. Puisque des économies importantes en combustible doivent être réalisées pour compenser les coûts importants d'investissement et de main-d'œuvre, il est peu probable qu'un bâtiment de la taille d'une maison individuelle utilise un système de chauffage tel que décrit à la section précédente. À la place, ces systèmes de chauffage à la biomasse sont plutôt installés dans des bâtiments institutionnels tels que les écoles, les hôpitaux et les bâtiments municipaux ou dans des bâtiments commerciaux comme les magasins, les garages, les manufactures, les ateliers et les hôtels, ainsi que dans des bâtiments agricoles, tels que les serres.

Les centrales de chauffage à la biomasse pour bâtiments individuels sont généralement du type « commercial de petite taille » ou « commercial ». Pour les centrales d'une capacité entre 75 et 250 kW, les systèmes sont généralement de petites tailles. Ces centrales simples et automatisées ont des coûts d'investissement plus bas que les systèmes sophistiqués de plus grande envergure. Les trémies de stockage du combustible sont généralement petites et les opérateurs doivent les remplir environ deux fois par jour, en plus de devoir retirer les cendres de la grille une fois par jour. Les systèmes de plus grande taille sont équipés d'un système automatisé de collecte des cendres. Des équipements électroniques contrôlent les débits d'entrée de l'air et du biocombustible.

Les systèmes commerciaux (aussi appelés de « taille intermédiaire »), de capacité située entre 200 et 400 kW, possèdent à la fois les caractéristiques des systèmes de petite taille et celles de dimension industrielle. Ils utilisent de grands réservoirs de stockage et ont des mécanismes d'approvisionnement en biocombustible plus élaborés que les systèmes de petite taille, mais ont des panneaux de contrôle plus simples et moins coûteux. Certains de ces systèmes ont des grilles fixes qui requièrent un enlèvement manuel des cendres. Généralement, ils n'ont pas de systèmes de collecte des particules ou de ventilateurs pour l'évacuation des gaz d'échappement. Ces systèmes sont répandus dans les pays tels que la Suède et le Danemark où ils sont utilisés dans les bâtiments institutionnels et par la petite industrie, notamment pour les séchoirs de scierie.

Le modèle RETScreen® International pour projets de chauffage à la biomasse

Le modèle RETScreen® International pour projets de chauffage à la biomasse peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer facilement la production énergétique, le coût du cycle de vie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour des projets de chauffage utilisant la biomasse ou la récupération de chaleur. Les applications de ces systèmes de chauffage peuvent inclure aussi bien des projets de grande envergure, comprenant plusieurs groupes de bâtiments, que des projets plus modestes pour des bâtiments individuels. Le modèle peut être utilisé pour évaluer trois configurations de systèmes utilisant comme source d'énergie : des rejets thermiques, de la biomasse ou une combinaison de biomasse et de rejets thermiques. Le modèle permet aussi d'inclure un « système de chauffage de pointe » (p. ex. une chaudière au mazout) et d'analyser une large gamme de systèmes avec ou sans réseau de chauffage urbain.

Il est à noter que le modèle RETScreen® pour projets de cogénération peut également être utilisé pour évaluer ce type de projet, mais aussi pour plusieurs autres types de projets.



Figure 8 :

*Un bâtiment institutionnel
chauffé à la biomasse.*

Crédit photo :
ECOMatters Inc.

1.2.3 Chaleur pour procédés industriels

De petites centrales de chauffage à la biomasse sont également utilisées pour produire la chaleur nécessaire aux procédés industriels, surtout dans les secteurs industriels où des résidus de biomasses sont produits, tels que celui des scieries, des usines de sucre et d'alcool, des entreprises manufacturières et des installations agricoles de séchage. Les procédés industriels utilisent généralement d'importantes quantités de chaleur durant toute l'année, compensant ainsi les importants coûts d'investissement par des économies significatives en combustibles. La **Figure 9** montre un système industriel de chauffage à la biomasse. Ces applications en milieu industriel bénéficient de la présence sur site de travailleurs qualifiés, d'infrastructures de chargement et de stockage, et de biocombustible gratuit.



Figure 9 :

*Une usine brésilienne
qui utilise la bagasse,
un sous-produit
du raffinage du sucre.*

Crédit photo :
Ralph Overend/NREL Pix



1.3 Critères à considérer pour les projets de chauffage à la biomasse

Le choix d'un système de chauffage au gaz ou à l'huile est relativement simple. La qualité des combustibles fossiles est normalisée, ce qui simplifie la comparaison des soumissions provenant de divers fournisseurs. De plus, les systèmes sont simples et leurs conceptions sont similaires. Des soumissions différentes offrent souvent la même qualité de service pour la fourniture de chaleur et la même facilité d'opération, laissant le prix comme seul critère de décision.

D'un autre côté, les systèmes de chauffage à la biomasse sont plus complexes que les systèmes conventionnels et ils offrent un large éventail de possibilités en matière de conception, avec comme résultat, une gamme étendue de biocombustibles et d'exigences opérationnelles possible (voir **Figure 10**). La comparaison des systèmes de chauffage à la biomasse avec les systèmes conventionnels demande une évaluation attentive des coûts et des économies sur l'ensemble du cycle de vie. Même la comparaison de propositions de la part de divers fournisseurs de systèmes de chauffage à la biomasse requiert une attention particulière.



Figure 10 :

Un système de maintenance spécialisé pour la biomasse.

Crédit photo :

Ken Sheinkopf/Solstice CREST



Lors de telles comparaisons, les éléments particuliers suivants associés aux systèmes de chauffage à la biomasse, doivent être considérés :

Taille physique	Les systèmes de chauffage à la biomasse occupent plus d'espace que les systèmes de chauffage conventionnels. Ils requièrent un espace pour la livraison et le déchargement du biocombustible, de l'espace de stockage et une chaufferie plus grande pour accueillir les systèmes d'alimentation en biomasse et d'enlèvement des cendres.
Combustible	Contrairement au gaz et au pétrole, les caractéristiques des biocombustibles ne sont pas normalisées ou homogènes. De plus, ces biocombustibles ne sont pas distribués par de gros fournisseurs à l'échelle nationale. La qualité du biocombustible, sa constance et la fiabilité de l'approvisionnement sont des éléments de préoccupations. Aussi, la valeur énergétique varie de manière significative selon le type de biocombustible utilisé.
Opération	Les systèmes de chauffage à la biomasse requièrent un entretien plus fréquent et une attention plus soutenue de la part des travailleurs que les systèmes conventionnels. Par conséquent, une attention particulière des opérateurs est un élément critique.
Complexité	Les systèmes de chauffage à la biomasse sont plus complexes que les systèmes de chauffage conventionnels, surtout en ce qui concerne le stockage du biocombustible, sa manipulation et sa combustion. Cette complexité accrue, causée par les caractéristiques variables des biocombustibles, se traduit par des coûts d'investissement supplémentaires, plus difficiles à estimer.
Pollution locale	Les systèmes de chauffage à la biomasse génèrent des émissions qui peuvent affecter la qualité de l'air et être sujettes à réglementation. Ceci inclut les particules, aussi appelées suie, les polluants gazeux comme le monoxyde de carbone, les oxydes de soufre, les oxydes d'azote, les hydrocarbures ainsi que de faibles niveaux de produits cancérigènes. Les émissions du système dépendent du type de combustible, mais aussi de la taille et de la nature du système de combustion. La réglementation locale peut être différente d'un lieu à l'autre selon le type de biocombustible et de système de combustion. De plus, les cendres doivent être éliminées dans le respect de la réglementation en vigueur.
Risques	Les systèmes de chauffage à la biomasse nécessitent des primes d'assurance additionnelles contre le feu et une attention particulière aux enjeux de sécurité.

Tous ces éléments doivent être comparés aux avantages associés aux systèmes de chauffage à la biomasse. En plus de la diminution des coûts sur le cycle de vie, les éléments suivants peuvent être importants :

Bénéfices économiques locaux	<p>Le biocombustible est souvent cultivé, collecté et livré par des fournisseurs locaux, contrairement aux combustibles fossiles qui sont généralement importés de l'extérieur de la communauté. De plus, la préparation et la livraison de biocombustibles sont plus exigeantes en main-d'œuvre que celles des combustibles fossiles. Par conséquent, les dépenses consacrées aux biocombustibles ont un effet multiplicateur dans l'économie locale : l'argent demeure au sein de la communauté, au lieu de quitter la région, créant ainsi des emplois localement et améliorant les revenus publics.</p>
Confort du chauffage	<p>Le faible coût du biocombustible n'est pas un frein à l'augmentation de la température intérieure, comme avec les combustibles fossiles, améliorant le confort au sein des bâtiments.</p>
Flexibilité	<p>Les systèmes de chauffage à la biomasse sont très flexibles. Les systèmes pour combustibles solides peuvent être facilement adaptés afin d'accepter presque tous les types de combustible (solide, liquide, gazeux), augmentant ainsi les possibilités futures d'adaptation aux besoins de l'utilisateur.</p>
Environnement	<p>Les végétaux qui sont cultivés de manière durable sont considérés comme étant une source d'énergie renouvelable puisqu'ils seront disponibles indéfiniment. Puisque la culture de la biomasse permet de capturer une quantité de carbone équivalente à celle relâchée dans l'atmosphère lors de la combustion, il n'y a aucune augmentation nette des gaz à effet de serre (GES) qui causent les changements climatiques. La plupart des combustibles à base de biomasse ont une teneur en soufre négligeable et ne contribuent donc pas au phénomène des pluies acides.</p>
Stabilité des prix	<p>Le prix des biocombustibles a tendance à demeurer relativement stable et contrôlé au niveau local. Ce comportement du prix est à l'opposé du prix des combustibles fossiles qui varie grandement et de manière imprévisible, en réponse à la demande et à l'offre au niveau mondial.</p>



2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE À LA BIOMASSE

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse peut être utilisé pour évaluer la production d'énergie (ou les économies d'énergie), les coûts globaux sur le cycle de vie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre de projets de chauffage utilisant la biomasse ou la récupération de chaleur. Les applications de ces systèmes de chauffage peuvent comprendre aussi bien des projets de grande envergure, comprenant plusieurs groupes de bâtiments que des projets pour un seul bâtiment. Le modèle peut être utilisé pour évaluer trois configurations de systèmes utilisant comme source d'énergie : des rejets thermiques, de la biomasse ou une combinaison de biomasse et de rejets thermiques. Le modèle permet aussi d'inclure un « système de chauffage de pointe » (p. ex. une chaudière au mazout) et d'analyser une large gamme de systèmes avec ou sans réseau de chauffage urbain.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse comporte six feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Besoins en chauffage et conception du réseau de chauffage urbain* (*Besoins en chauffage et réseau*), *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre* (*Analyse des GES*), *Sommaire financier*, et *Analyse de sensibilité et de risque* (*Sensibilité*). La feuille de calcul *Besoins en chauffage et réseau* est utilisée en combinaison avec la feuille *Modèle énergétique* pour estimer la demande en chaleur et les coûts du système de distribution et des stations de transfert d'énergie pour le projet de chauffage et/ou de récupération de chaleur.

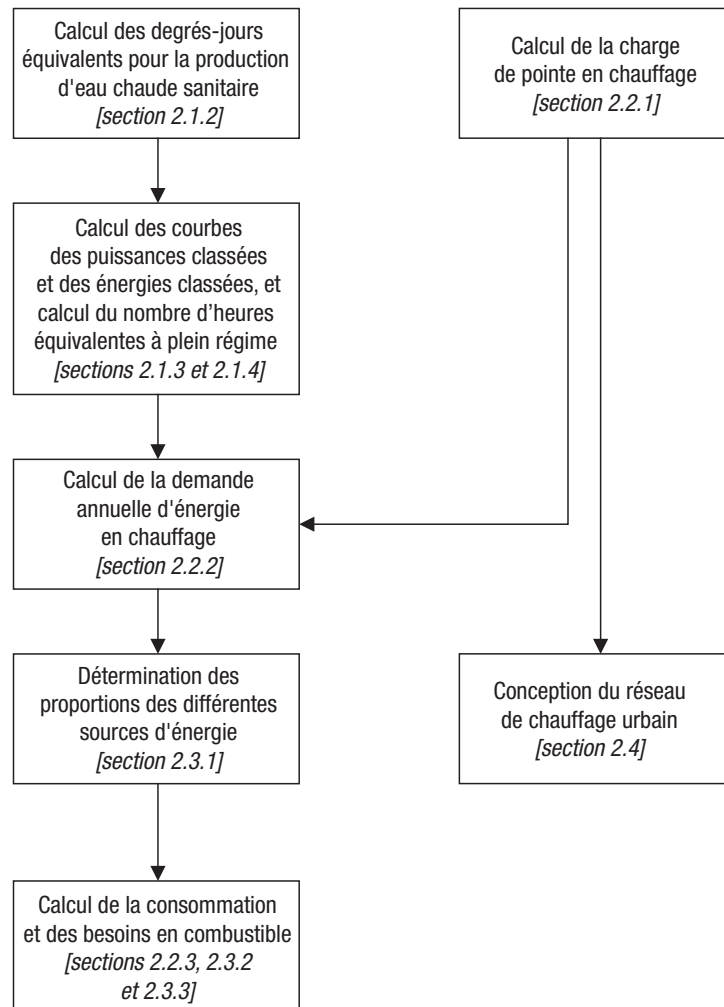
Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : ***Modèle énergétique***, ***Besoins en chauffage et réseau***, ***Analyse des coûts*** et ***Sommaire financier***. Les feuilles de calcul ***Analyse des GES*** et ***Analyse de sensibilité*** sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle des émissions de gaz à effet de serre (GES) engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation d'énergie.

Cette section décrit les divers algorithmes utilisés pour calculer sur une base mensuelle la production d'énergie avec le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse. La **Figure 11** illustre le schéma fonctionnel du modèle énergétique de RETScreen. Le calcul de la charge et les courbes de la demande des énergies classées sont présentés dans la *Section 2.1*. La section suivante permet de définir comment la puissance de pointe en chauffage et la demande énergétique totale du projet sont calculées (*Section 2.2*). L'évaluation de la combinaison des différentes sources d'énergie qui combleront les besoins de chauffage, ainsi que les consommations en combustible (biomasse ou autre) sont alors calculées par le modèle (*Section 2.3*). La *Section 2.4* s'intéresse à la conception des différentes composantes du réseau de chauffage urbain. Finalement, une validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse est présentée dans la *Section 2.5*.



Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse comprend deux sous modèles. Le premier calcule quelle portion des besoins de chaleur peut être comblée par les différents systèmes de chauffage (récupération de chaleur, combustion de la biomasse et système de chauffage de pointe). Il définit ensuite le taux d'utilisation de chaque système. Le deuxième sous modèle guide l'utilisateur dans le processus de conception d'un réseau de chauffage urbain (s'il y en a un); ce sous modèle est inclus de manière à ce que l'utilisateur puisse effectuer un dimensionnement préliminaire de la tuyauterie et une évaluation des coûts d'installation d'un tel réseau. Cependant, son utilisation n'a aucune influence sur l'évaluation de la production annuelle d'énergie, du moins pour un projet qui en est au stade de préfaisabilité.

Figure 11 :
Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
pour le chauffage
à la biomasse.



La principale limite de ce modèle est qu'il n'a pas été validé pour des systèmes de chauffage de grande envergure. Cependant, il peut être utilisé avec confiance pour des systèmes de chauffage à la biomasse de petite échelle appliquée au secteur commercial et industriel (avec des systèmes ayant une puissance de pointe inférieure à 2,5 MW et plusieurs systèmes de chauffage à la biomasse), aux bâtiments seuls ou aux réseaux de chauffage urbain de moins de 100 bâtiments.



Il est à noter que le modèle RETScreen pour projets de cogénération peut être utilisé pour évaluer les mêmes types de projet que le modèle pour projets de chauffage à la biomasse, mais également pour plusieurs autres types de projets, incluant les réseaux de chauffage urbain de grande envergure.

2.1 Caractéristiques du site

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse fait appel à la notion de *degrés-jours de chauffage* pour calculer les besoins en chauffage du ou des bâtiments. Cette section permet de présenter la notion de degrés-jours et montre également comment cette notion peut s'étendre afin d'inclure les besoins d'énergie pour la production d'eau chaude sanitaire. L'utilisation des degrés-jours pour obtenir la courbe des énergies classées et la demande de pointe en chauffage, est ensuite expliquée.

2.1.1 Température de calcul et degrés-jours

Les caractéristiques du site sont définies par l'utilisateur à l'aide de deux paramètres : la *température extérieure de calcul en chauffage* et les *degrés-jours mensuels de chauffage*. La température extérieure de calcul correspond à la température de la journée typiquement la plus froide de l'année pour l'endroit étudié. Cette donnée est souvent spécifiée dans les codes locaux de la construction. Par exemple, ASHRAE (1997) définit la température de calcul comme étant la température minimale mesurée qui a une fréquence au moins égale à 1 % au cours d'une année pour le lieu considéré. En Suède, elle est définie comme étant la température la plus froide qui est atteinte en moyenne une fois tous les 20 ans. La température de calcul est utilisée pour déterminer la *charge de pointe en chauffage* (voir Section 2.2.1) et pour dimensionner le système de chauffage en conséquence.

Par ailleurs, les degrés-jours de chauffage aident à évaluer la demande en énergie de chauffage⁶. Les degrés-jours de chauffage sont définis comme étant la différence entre une température de consigne (habituellement 18 °C) et la température moyenne extérieure. Mathématiquement, elle s'exprime de la manière suivante :

$$DD_i = \sum_{k=1}^{N_i} (T_c - T_{m,k}) \quad (1)$$

où DD_i est la valeur des degrés-jours pour le mois i , N_i est le nombre de jours pour le mois i , T_c est la température de consigne et $T_{m,k}$ est la température moyenne quotidienne extérieure pour le jour k du mois i considéré. Les degrés-jours annuels DD sont calculés en effectuant la somme des degrés-jours mensuels :

6. Les concepts de *charge* et de *demande d'énergie* sont supposés être d'usage familial pour le lecteur ou la lectrice; la charge est une valeur instantanée (une puissance, exprimée par exemple en W) alors que la demande d'énergie réfère à une valeur intégrée dans le temps (l'énergie, exprimée par exemple en J ou en Wh).





$$DD = \sum_{i=1}^{12} DD_i \quad (2)$$

L'avantage principal de l'utilisation de la notion de degré-jour est que, en première approximation, la demande en chauffage d'un bâtiment peut être supposée proportionnelle au nombre de degrés-jours de chauffage. Les degrés-jours peuvent aussi être utilisés pour quantifier la demande d'eau chaude sanitaire, comme il est décrit dans la *Section 2.1.2*.

2.1.2 Degrés-jours équivalents pour la production d'eau chaude sanitaire

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse permet à l'utilisateur d'inclure la production d'eau chaude sanitaire (ECS) dans la demande énergétique qu'un système de chauffage doit satisfaire⁷. La demande en eau chaude est supposée constante tout au long de l'année et elle est entrée par l'utilisateur comme une fraction d de la demande énergétique annuelle totale. Ainsi, si Q est la demande énergétique totale annuelle, Q_{CH} la portion de cette demande consacrée au chauffage des locaux, alors la portion de cette demande qui correspond à la production d'eau chaude sanitaire Q_{ECS} sera calculée de la manière suivante :

$$Q = Q_{CH} + Q_{ECS} \quad (3)$$

$$Q_{ECS} = d Q \quad (4)$$

$$Q_{CH} = (1 - d) Q \quad (5)$$

et ainsi :

$$Q_{ECS} = \frac{d}{(1 - d)} Q_{CH} \quad (6)$$

7. La demande d'énergie pour la production d'eau chaude est aussi un moyen d'utiliser le modèle pour simuler des charges thermiques indépendantes des conditions climatiques, par exemple pour des procédés industriels ou autres.





Puisque la quantité d'énergie à fournir pour le chauffage des locaux est considérée globalement proportionnelle au nombre de degrés-jours, le modèle définit un nombre *équivalent* de degrés-jours correspondant à la demande d'énergie pour la production d'eau chaude sanitaire. Si DD est le nombre de degrés-jours en chauffage (obtenu à partir de l'équation 2), le nombre de degrés-jours équivalents pour la production d'eau chaude sanitaire DD_{ECS} obéit à la même définition que l'équation (6) :

$$DD_{ECS} = \frac{d}{(1-d)} DD \quad (7)$$

Les degrés-jours équivalents pour la production d'ECS sont souvent exprimés par leur valeur moyenne quotidienne en divisant l'équation (7) par le nombre de jours dans une année. Cela permet d'obtenir dd_{ECS} qui est exprimé en degrés-jours par jour (°C-d/d) :

$$dd_{ECS} = \frac{1}{365} \frac{d}{(1-d)} DD \quad (8)$$

Il est à noter que le modèle prend en compte les besoins de chauffage pour la production d'eau chaude sanitaire d'une manière assez rudimentaire. Par exemple, le modèle considère que les besoins en eau chaude sont identiques tous les jours de l'année. À l'échelle d'un important réseau de chauffage urbain, cette hypothèse est raisonnable, mais peut l'être moins, par exemple, dans le cas d'une école où il n'y a aucune demande d'eau chaude pendant la nuit et les fins de semaine. Également, la demande d'eau chaude varie au cours de l'année, à la fois parce que la température de l'eau froide entrant dans le système diminue durant l'hiver et parce que la consommation d'eau chaude diminue durant les mois d'été.

2.1.3 Courbe des puissances classées et courbe des énergies classées

Maintenant que les critères de conception et le nombre de degrés-jours (incluant un nombre équivalent de degrés-jours pour tenir compte de la production d'eau chaude sanitaire) sont déterminés, la courbe des puissances classées peut être calculée. La courbe des puissances classées indique le nombre d'heures cumulées au cours d'une année pendant lesquelles le système doit fournir une puissance thermique supérieure ou égale à celle indiquée. La **Figure 12** présente un exemple de courbe des puissances classées. La charge d'un système de chauffage urbain comprend en général trois composantes : les pertes thermiques dans le réseau de distribution, la charge thermique pour la production d'eau chaude sanitaire et la charge de chauffage des locaux. Cette dernière composante est la charge principale au cours de l'année. Les pertes thermiques dans le réseau de distribution représentent les



perdes par les tuyaux enfouis et peuvent être considérées relativement constantes au cours de l'année (un petit peu plus élevées en hiver lorsque les températures d'alimentation et de retour sont supérieures et que la température du sol est plus basse). En comparaison avec la charge de chauffage des locaux, la charge de production d'eau chaude sanitaire est aussi relativement constante au cours de l'année, même si l'on doit reconnaître qu'elle diminue au cours de la nuit et pendant les mois d'été.

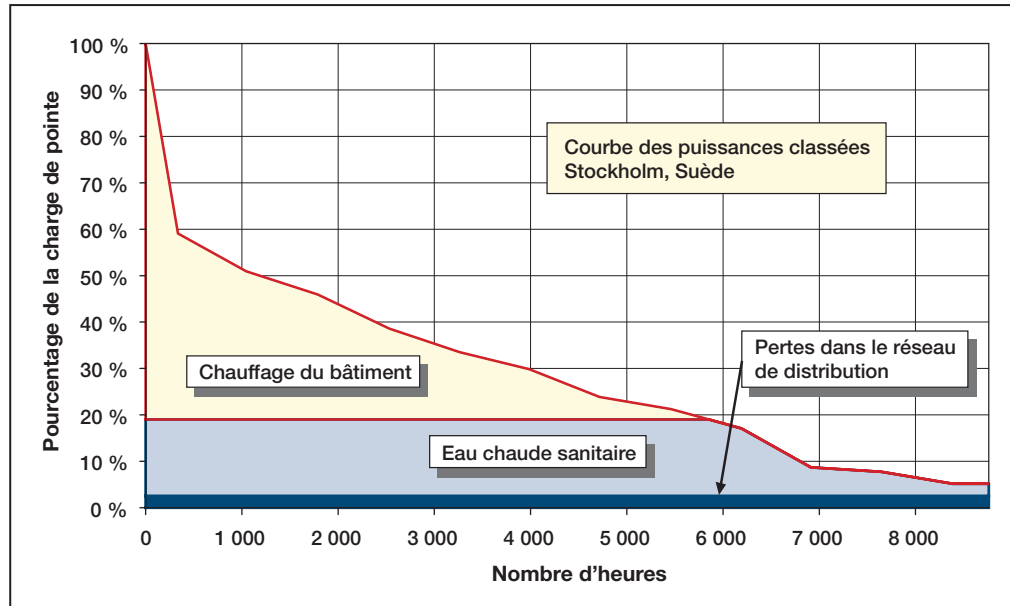


Figure 12 :

Exemple d'une courbe des puissances classées pour Stockholm, Suède.

En principe, une courbe des puissances classées devrait être déterminée à partir des charges thermiques horaires afin d'intégrer l'ensemble des variations possibles des charges auxquelles un système doit faire face. Cependant, cette information est rarement disponible pour un système à l'étape de la conception ou de l'étude de pré faisabilité. Pour cette raison, une méthode a été développée pour déterminer une courbe des puissances classées à partir des degrés-jours mensuels. Les données utilisées pour développer cette méthode sont issues d'une étude très détaillée d'un système relativement important à Uppsala, en Suède. Cette méthode incorpore l'utilisation de facteurs mensuels empiriques, $F_{i'}$, qui prennent en compte l'influence des gains solaires, du vent et des habitudes des occupants, autant de paramètres qui peuvent avoir un impact sur la charge thermique d'un bâtiment. Ces facteurs empiriques sont présentés dans le **Tableau 2** pour $i' = 0, 1 \dots 13^8$.

8. $i' = 0$ est le début des mois lorsqu'ils sont classés par ordre croissant de degrés-jours, $i' = 1$ est le mois avec le nombre le plus élevé de degrés-jours... $i' = 12$ est le mois avec le nombre le moins élevé de degrés-jours, et $i' = 13$ est la fin des mois classés.



i'	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$F_{i'}$	1,00	0,50	0,60	0,60	0,70	0,77	0,66	0,68	0,68	0,69	0,78	0,80	0,92	1,00

Tableau 2 : Coefficients empiriques $F_{i'}$.

L'algorithme pour déterminer les charges est illustré par un exemple où l'on détaille chaque étape du calcul (voir ci-dessous). L'exemple considéré est celui d'un système de chauffage situé à Stockholm, en Suède. La température de calcul en chauffage (T_{calc}) est de $-19,4$ °C et la demande en eau chaude sanitaire représente une fraction, d , de 19 % de la demande énergétique totale annuelle. Les degrés-jours (DD_i) de chauffage pour Stockholm sont donnés dans le **Tableau 3**. En utilisant l'équation (2), on peut évaluer que la valeur des degrés-jours de chauffage annuels, DD , est de $4\,238,6$ °C; grâce à l'équation (8) on peut aussi calculer le nombre équivalent de degrés-jours par jour pour la demande de production d'eau chaude sanitaire, soit une valeur dd_{ECS} de $2,72$ (°C-j)/j.

■ ÉTAPE 1 :

Calculer les degrés-jours par jour pour chaque mois dd_i afin d'éliminer l'influence du nombre différent de jours par mois, et inclure dans ce calcul les degrés-jours équivalents pour la production d'eau chaude sanitaire (calculés à partir de l'équation 8) :

$$dd_i = \frac{DD_i}{N_i} + dd_{ECS} \quad (9)$$

où DD_i est le nombre de degrés-jours pour le mois i et N_i le nombre de jours dans le mois. Les valeurs calculées dans l'exemple de Stockholm sont reportées dans le **Tableau 3**. Il est à noter que le mois de janvier est celui avec le nombre de degrés-jours le plus élevé, suivi du mois de décembre et de février. Cependant, à cause de l'influence de son nombre inférieur de jours (N_i) dans l'équation (9), le mois de février obtient la plus grande valeur de degrés-jours par jour (dd_i), plus que les mois de janvier et de décembre.

Mois	janv.	févr.	mars	avr.	mai	juin	juill.	août	sept.	oct.	nov.	déc.
i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
DD_i	654,1	596,4	564,2	411,0	235,6	81,0	35,0	65,2	192,0	334,8	471,0	598,3
N_i	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
dd_i	23,8	24,0	20,9	16,4	10,3	5,4	3,8	4,8	9,1	13,5	18,4	22,0

Tableau 3 : Degrés-jours pour Stockholm, Suède.





■ **ÉTAPE 2 :**

Trier par ordre croissant les degrés-jours par jour pour chacun des mois. Les valeurs ainsi triées sont notées dd'_i , où $i' = 0, 1 \dots 13$, tel que défini précédemment. Les valeurs de dd'_i et $N_{i'}$ pour l'exemple de Stockholm sont données dans le **Tableau 4**. À noter que dans cet exemple, les degrés-jours sont les plus élevés en janvier, suivi par les mois de décembre et février.

■ **ÉTAPE 3 :**

Déterminer le coefficient $C_{i'}$ pour quatorze durées cumulatives $C_{0'}, C_{1'} \dots C_{13'}$ définies de la manière suivante :

$$C_{0'} = 8760 \text{ heures} \quad (10-0)$$

$$C_{1'} = C_{0'} - N_{1'} \frac{24}{2} \quad (10-1)$$

$$C_{2'} = C_{1'} - (N_{1'} + N_{2'}) \frac{24}{2} \quad (10-2)$$

$$C_{3'} = C_{2'} - (N_{2'} + N_{3'}) \frac{24}{2} \quad (10-3)$$

...

$$C_{12'} = C_{11'} - (N_{11'} + N_{12'}) \frac{24}{2} \quad (10-12)$$

$$C_{13'} = C_{12'} - N_{12'} \frac{24}{2} = 0 \quad (10-13)$$

où $C_{0'}$ correspond au nombre d'heures durant une année entière et $C_{1'}$ à $C_{12'}$ correspondent au nombre d'heures à compter du début de l'année jusqu'au milieu des mois triés en ordre croissant. Les valeurs de $C_{i'}$ calculées pour l'exemple de Stockholm sont présentées dans le **Tableau 4**.





■ ÉTAPE 4 :

Calculer les pourcentages de la puissance de pointe $D_{i'}$ correspondant aux quatorze durées cumulatives $C_{i'}$:

$$D_{0'} = \frac{dd_{1'}}{\Delta T_{calc}} F_{1'} \quad (11-0)$$

$$D_{1'} = \frac{dd_{1'}}{\Delta T_{calc}} F_{1'} \quad (11-1)$$

$$D_{2'} = \frac{dd_{2'}}{\Delta T_{calc}} F_{2'} \quad (11-2)$$

...

$$D_{12'} = \frac{dd_{12'}}{\Delta T_{calc}} F_{12'} \quad (11-12)$$

$$D_{13'} = 100 \% \quad (11-13)$$

où $F_{0'}, F_{1'} \dots F_{13'}$ sont les quatorze coefficients mensuels empiriques, $F_{i'}$, mentionnés précédemment dans le **Tableau 2**. ΔT_{calc} est la différence entre la température du point de consigne ($T_{cons} = 18 \text{ °C}$) et la température de calcul en chauffage T_{calc} pour le lieu du projet (voir *section 2.1.1*) :

$$\Delta T_{calc} = T_{cons} - T_{calc} \quad (12)$$

Les quatorze points $(C_{i'}, D_{i'})$ définissent la courbe des puissances classées exprimées comme un pourcentage de la puissance de pointe en chauffage. Les valeurs calculées des coefficients $D_{i'}$ pour l'exemple de Stockholm sont présentées dans le **Tableau 4** et la courbe des puissances classées qui en résulte est montrée à la **Figure 13**.



Les deux étapes suivantes permettent de calculer la courbe des énergies classées. Cette courbe représente, pour une année complète, la quantité d'énergie requise en fonction du niveau de puissance. Le calcul de la courbe est obtenu en réalisant une intégration de la courbe des puissances classées en fonction du temps (c.-à-d. en calculant l'aire en dessous de la courbe). Ensuite, ces valeurs sont normalisées pour faciliter l'expression de la demande des énergies classées en fonction de la demande annuelle.

■ **ÉTAPE 5 :**

Intégrer la courbe des puissances classées en fonction du temps, en calculant quatorze coefficients G_r avec une simple règle trapézoïdale qui conduit à l'obtention de quatorze coefficients $G_{0'}, G_{1'} \dots G_{13'}$ qui représentent la demande relativement à la puissance maximale (comme il sera discuté dans la Section 2.1.4, le coefficient $G_{13'}$ est intimement lié au nombre équivalent d'heures à plein régime) :

$$G_{0'} = C_{0'} D_{0'} \tag{13-0}$$

$$G_{1'} = G_{0'} \tag{13-1}$$

$$G_{2'} = \frac{(C_{1'} + C_{2'})}{2} (D_{2'} - D_{1'}) + G_{1'} \tag{13-2}$$

$$G_{3'} = \frac{(C_{2'} + C_{3'})}{2} (D_{3'} - D_{2'}) + G_{2'} \tag{13-3}$$

...

$$G_{12'} = \frac{(C_{11'} + C_{12'})}{2} (D_{12'} - D_{11'}) + G_{11'} \tag{13-12}$$

$$G_{13'} = \frac{C_{12'}}{2} (D_{13'} - D_{12'}) + G_{12'} \tag{13-13}$$

Les valeurs des coefficients G_r pour l'exemple de Stockholm sont présentées dans le **Tableau 4**.





■ ÉTAPE 6 :

Normaliser la valeur $G_{i'}$ en déterminant les quatorze coefficients $H_{i'}$ définis comme suit :

$$H_{0'} = \frac{G_{0'}}{G_{13'}} \quad (14-0)$$

$$H_{1'} = \frac{G_{1'}}{G_{13'}} \quad (14-1)$$

...

$$H_{12'} = \frac{G_{12'}}{G_{13'}} \quad (14-12)$$

$$H_{13'} = \frac{G_{13'}}{G_{13'}} = 100 \% \quad (14-13)$$

Les quatorze points $(H_{i'}, D_{i'})$, ainsi que l'origine $(0,0)$, définissent la courbe des énergies classées exprimée en pourcentage de la demande totale annuelle. Les valeurs calculées des coefficients $H_{i'}$ pour l'exemple de Stockholm, sont présentées dans le **Tableau 4** et la courbe des énergies classées qui en résulte est présentée à la **Figure 14**.

i'	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$dd_{i'}$ (°C-d/d)	--	3,8	4,8	5,4	9,1	10,3	13,5	16,4	18,4	20,9	22,0	23,8	24,0	--
$N_{i'}$ (jours)	--	31	31	30	30	31	31	30	30	31	31	31	28	--
$C_{i'}$ (heures)	8 760	8 388	7 644	6 912	6 192	5 460	4 716	3 984	3 264	2 532	1 788	1 044	336	0
$D_{i'}$ (%)	5,1 %	5,1 %	7,7 %	8,7 %	17,0 %	21,2 %	23,8 %	29,8 %	33,5 %	38,6 %	45,9 %	50,9 %	59,0 %	100,0 %
$G_{i'}$ (heures)	445	445	655	725	1 273	1 517	1 650	1 911	2 042	2 190	2 348	2 420	2 476	2 545
$H_{i'}$ (%)	17,5 %	17,5 %	25,7 %	28,5 %	50,0 %	59,6 %	64,8 %	75,1 %	80,3 %	86,1 %	92,3 %	95,1 %	97,3 %	100,0 %

Tableau 4 : Exemple de Stockholm pour le calcul des coefficients, triés par ordre croissant des degrés-jours par jour ($dd_{i'}$), intervenant dans l'établissement de la courbe des puissances classées.



La courbe des puissances classées et la courbe des énergies classées sont chacune exprimées en pourcentage de la puissance de pointe et de la demande annuelle d'énergie, respectivement. Les valeurs absolues de la puissance de pointe en chauffage et de la demande annuelle d'énergie n'ont pas encore été calculées. Ces valeurs seront introduites dans les Sections 2.2.1 et 2.2.2.

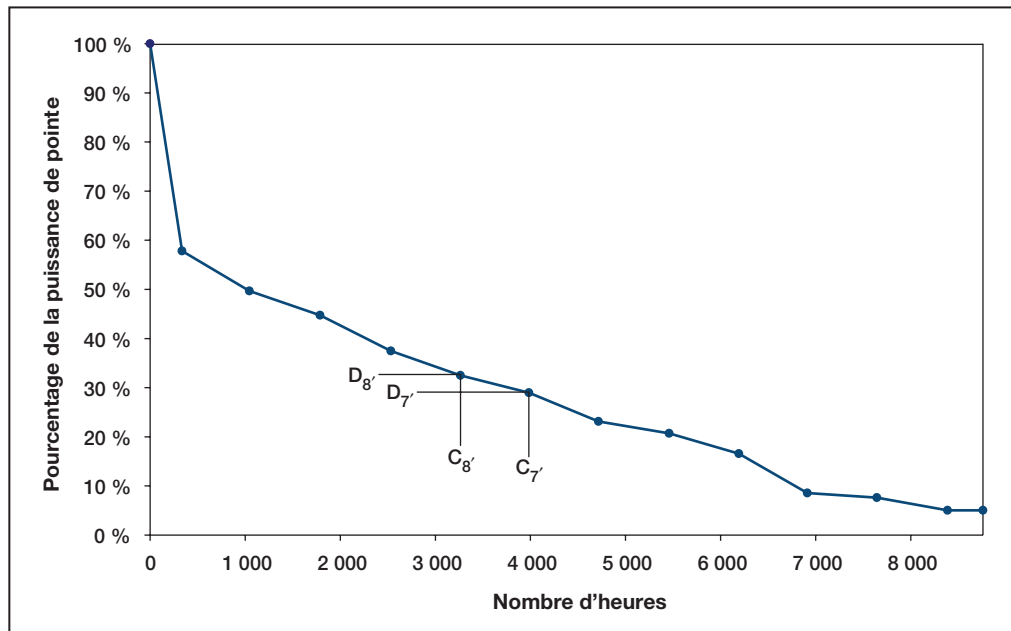


Figure 13 :
Exemple de la courbe des puissances classées pour Stockholm, Suède.

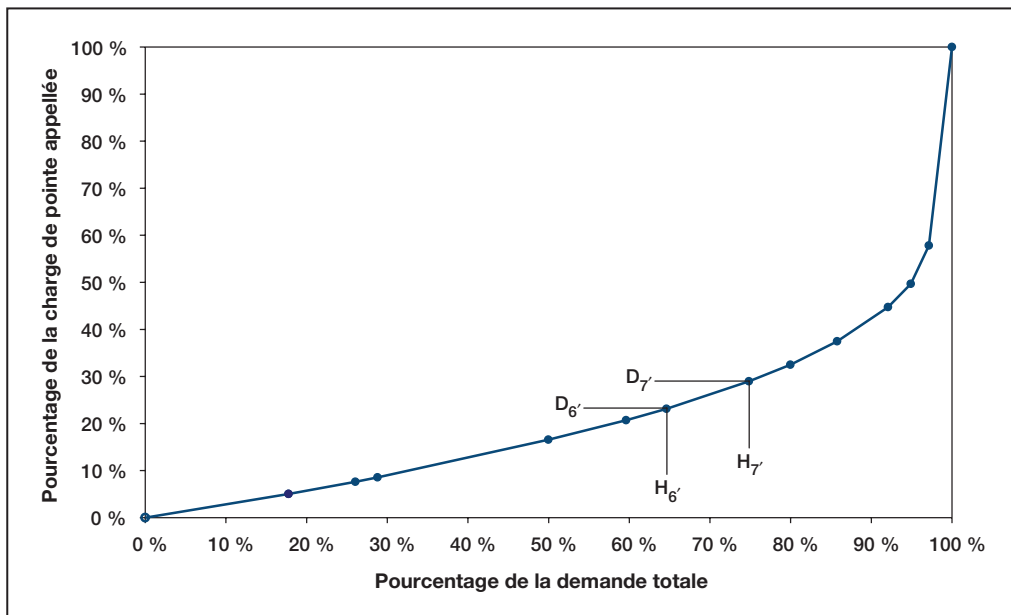


Figure 14 :
Exemple de la courbe des énergies classées pour Stockholm, Suède.



2.1.4 Nombre d'heures équivalentes à plein régime

Le nombre d'heures équivalentes à plein régime (E_{hpr}) peut être défini comme étant le nombre d'heures pendant lesquelles fonctionnerait à plein régime, un système qui aurait comme puissance exactement la puissance de pointe de l'application. Cette valeur est égale à l'aire en dessous de la courbe des énergies classées divisée par la valeur maximale de la courbe (100 %).

$$E_{hpr} = \frac{G_{13'}}{100} \quad (15)$$

où $G_{13'}$ est donné par l'équation (13-13). Dans l'exemple de Stockholm de la Section 2.1.3, le nombre d'heures équivalentes à plein régime est égal à 2 545 heures.

2.2 Besoins en chauffage

Jusqu'à présent, les besoins en chauffage ont été exprimés en pourcentage de la puissance de pointe (grâce à la courbe des puissances classées) et la consommation d'énergie a été exprimée comme un pourcentage de la demande totale annuelle d'énergie (grâce à la courbe des énergies classées). La présente section va permettre de calculer la puissance de pointe en chauffage et la demande annuelle d'énergie, à partir des valeurs entrées par l'utilisateur dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse.

2.2.1 Charge de pointe en chauffage

Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse, la charge de pointe en chauffage d'un bâtiment (ou d'un groupe de bâtiments avec des caractéristiques thermiques similaires) est une valeur $P_{H,j}$ exprimée en Watts par mètre carré de plancher chauffé. Cette valeur est introduite par l'utilisateur et dépend de la température de calcul en chauffage du lieu du projet (voir Section 2.1.1) et des caractéristiques de l'enveloppe du bâtiment, comme le montre la **Figure 15** (voir *Community Energy Technologies (CET), 1997*). La valeur typique de la charge de pointe en chauffage d'un bâtiment varie entre 42 et 118 W/m². La charge totale de pointe en chauffage P_j pour le j^e groupe de bâtiments est donc :

$$P_j = p_{H,j} A_j \quad (16)$$

où A_j est la surface de plancher chauffé du j^e groupe de bâtiments. La puissance totale de pointe en chauffage P fournit par le système de chauffage est :



$$P = \sum_j P_j \quad (17)$$

où la sommation est effectuée pour tous les groupes de bâtiments. Dans le modèle, l'utilisateur peut spécifier jusqu'à 14 groupes de bâtiments différents.

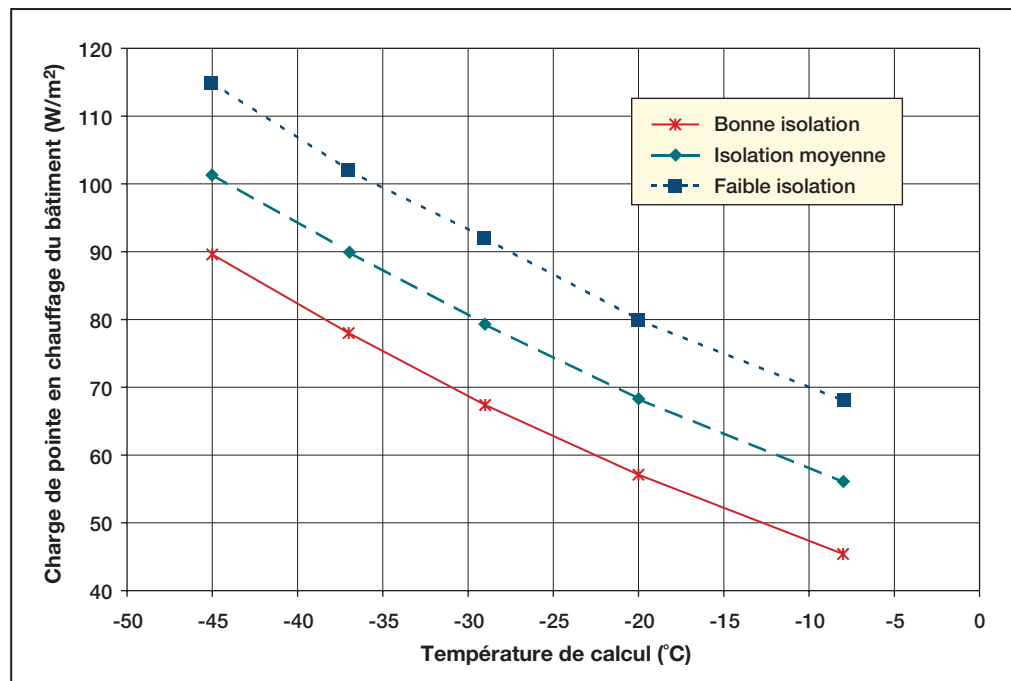


Figure 15 :
Diagramme de la charge de pointe en chauffage d'un bâtiment résidentiel (CET, 1997).

2.2.2 Demande annuelle d'énergie en chauffage

La demande annuelle d'énergie en chauffage Q est calculée par :

$$Q = P E_{hpr} \quad (18)$$

où P est la puissance de pointe en chauffage (équation 17) et E_{hpr} le nombre équivalent d'heures à plein régime (équation 15).



2.2.3 Consommation de combustible (cas du système de référence)

Pour évaluer la viabilité économique d'un projet de chauffage à la biomasse, la quantité de combustible qui serait consommée si le système à la biomasse n'était pas installé doit être calculée. C'est ce qui est appelé la *consommation alternative de combustible* ou le cas de référence.

Les unités de mesure utilisées pour la consommation en combustible et la valeur calorifique dépendent du type de combustible utilisé. Le **Tableau 5** récapitule les unités et les valeurs calorifiques pour différents combustibles considérés dans le modèle RETScreen.

Combustible	Unité	Valeur calorifique
Gaz naturel	m ³	10,33 kWh/m ³
Propane	L	7,39 kWh/L
Mazout #2 (Diesel)	L	10,74 kWh/L
Mazout #6	L	11,25 kWh/L
Electricité	MWh	1 000 kWh/MWh
Autre	MWh	1 000 kWh/MWh

Tableau 5 : Unités et valeurs calorifiques pour différents combustibles.

La consommation en combustible du système de chauffage de référence est calculée par :

$$M_{CCR} = \frac{Q}{\eta_{sc,rs} C_{com}} \quad (19)$$

où M_{CCR} est la consommation en combustible du système de chauffage de référence⁹, $\eta_{sc,rs}$ est le rendement saisonnier du système de chauffage (exprimé sans unité) entré par l'utilisateur, C_{com} est la valeur calorifique du type de combustible sélectionné¹⁰ et Q est la demande en énergie de chauffage pour le bâtiment ou le groupe de bâtiments (exprimée en kWh).

9. Exprimé en m³, L ou MWh (voir **Tableau 5**).

10. Exprimé en kWh/unité (voir **Tableau 5**).





2.3 Énergie fournie et consommation en combustible

2.3.1 Détermination des proportions des différentes sources d'énergie

Les courbes des puissances et des énergies classées (*Figure 13* et *Figure 14*) sont utilisées pour déterminer la portion de la demande d'énergie fournie par le système de récupération de chaleur, par le système de combustion de la biomasse et par le système de chauffage de pointe. Généralement, le système de récupération de chaleur fournit de la chaleur gratuite, ou à faible coût, récupérée d'un procédé ou d'un système de génération d'électricité; ce système est utilisé en priorité. Ensuite, le système de combustion de la biomasse répond à la majeure partie des besoins annuels en chauffage. Enfin, le système de chauffage de pointe, utilisé seulement pour un très petit nombre d'heures, ne représente qu'une très faible proportion de la demande annuelle d'énergie. La fraction de la demande totale en énergie qui est fournie par chacun de ces systèmes dépend de la fraction de la puissance de pointe qu'ils satisfont, comme il sera illustré avec l'exemple de Stockholm, discuté précédemment.

Supposons qu'un système conçu pour répondre aux besoins d'énergie présentés à la *Figure 14* soit constitué d'un système de récupération de chaleur dont la puissance représente 10 % de la charge de pointe de l'application. Considérons aussi que le système de combustion de la biomasse, qui prend le relais du système de récupération de chaleur lorsque sa capacité n'est plus suffisante pour répondre aux besoins, représente 40 % de la charge de pointe en chauffage. Enfin, le système de chauffage de pointe, d'une capacité égale à 50 % de la puissance de pointe, complétera le système de chauffage. Dans ces conditions, comme le montre la *Figure 16*, le système de récupération de chaleur répond à 31 % des besoins énergétiques annuels en chauffage tandis que le système de combustion de la biomasse en produit 64 % (95 % - 31 %). Le système de chauffage de pointe fournit le reste, soit 5 % des besoins énergétiques annuels en chauffage.

Cette façon de faire requiert que la capacité du système de récupération de chaleur et la capacité du système de combustion de la biomasse soient exprimées en pourcentage de la charge (puissance) de pointe en chauffage. Elle requiert aussi de calculer l'énergie fournie comme une fraction de la demande totale. Convertir les puissances des systèmes envisagés en pourcentages de la charge de pointe, et les pourcentages de la demande énergétique annuelle en énergie fournie par les systèmes, est relativement simple.

Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse, l'utilisateur entre la capacité du système de récupération de chaleur P_{RC} et la capacité du système de combustion de la biomasse P_{bio} , en kW. Les pourcentages de la puissance de pointe utilisable rapportés sur la *Figure 16*, $P_{RC,\%}$ et $P_{bio,\%}$, sont calculés simplement par :

$$P_{RC,\%} = \frac{P_{RC}}{P} 100 \quad (20)$$

$$P_{bio,\%} = \frac{P_{bio}}{P} 100 \quad (21)$$





où P est la puissance de pointe calculée par l'équation (17). De la même manière, si $q_{RC,\%}$, $q_{bio,\%}$, et $q_{SCA,\%}$ sont les pourcentages de la demande annuelle d'énergie assurée respectivement par le système de récupération de chaleur, le système de combustion de la biomasse et le système de chauffage de pointe, tel qu'indiqué sur la **Figure 16**, alors les quantités d'énergie de chauffage fournies par le système de récupération de chaleur Q_{RC} , par le système de combustion de la biomasse Q_{bio} et par le système de chauffage de pointe Q_{SCA} sont données par :

$$Q_{RC} = \frac{q_{RC,\%}}{100} Q \quad (22)$$

$$Q_{bio} = \frac{q_{bio,\%}}{100} Q \quad (23)$$

$$Q_{SCA} = \frac{q_{SCA,\%}}{100} Q \quad (24)$$

où Q est la demande totale d'énergie calculée grâce à l'équation (18).

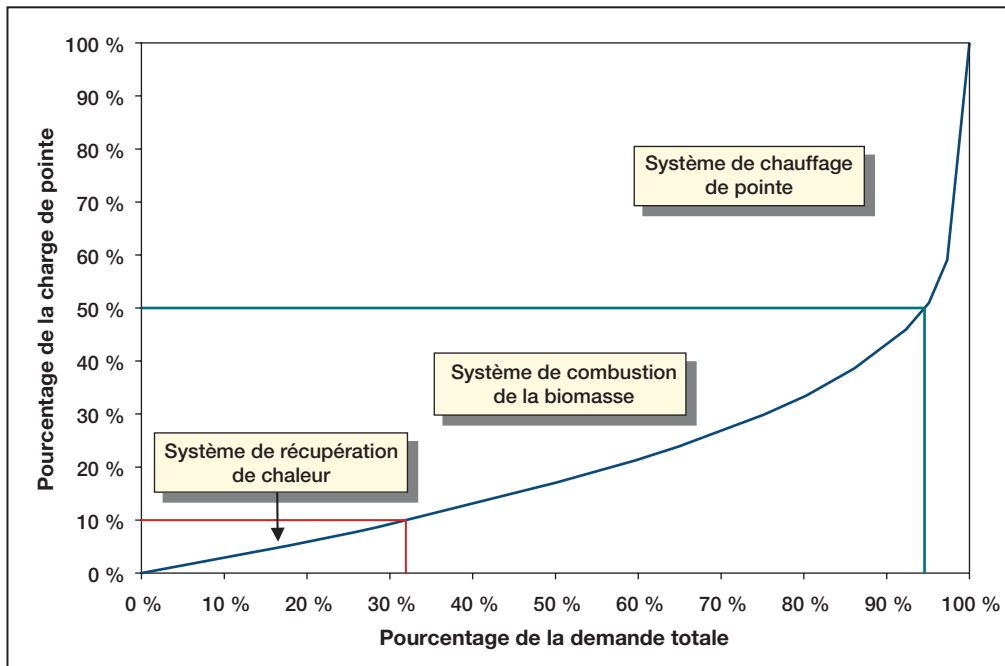


Figure 16 :

Pourcentage de la charge totale en énergie fournie par les différents systèmes de chauffage (exemple de Stockholm, Suède).



2.3.2 Besoins en combustible pour le système de chauffage de pointe

Les besoins en combustible pour le système de chauffage de pointe sont déterminés par une méthode similaire à celle présentée à la Section 2.2.3, à la différence près que la demande d'énergie à prendre en considération est uniquement celle qui est fournie par le système de chauffage de pointe Q_{SCA} , pour répondre à la puissance de pointe, calculée dans l'équation (24).

2.3.3 Besoins annuels en biocombustible

La production d'énergie à partir de biomasses est obtenue par combustion directe ou indirecte grâce à une conversion thermomécanique. La combustion directe consiste à brûler du biocombustible solide. Les méthodes indirectes convertissent le biocombustible en liquide ou en gaz. Le liquide ou le gaz dérivé du biocombustible est alors brûlé pour produire de la chaleur et des sous-produits de combustion. Le modèle RETScreen ne modélise que les systèmes de chauffage à combustion directe.

La quantité de biomasse brûlée au cours d'une année M_{bio} , exprimée en kg, est calculée à partir d'une formule très similaire à celle de l'équation (19) :

$$M_{bio} = \frac{Q_{bio}}{PCN \eta_{bio,rs}} \quad (25)$$

où Q_{bio} est la demande énergétique assurée par le système de combustion de la biomasse (calculée grâce à l'équation 23), $\eta_{bio,rs}$ est le rendement saisonnier du système de combustion de la biomasse, spécifié par l'utilisateur, et PCN est le pouvoir calorifique de combustion de la biomasse.

Le pouvoir calorifique d'un carburant représente la quantité de chaleur qu'il dégage par unité de poids lors de sa combustion complète. Le *pouvoir calorifique supérieur (PCS)* est la quantité maximale de chaleur qui peut être dégagée en le brûlant, mesuré par unité de poids de combustible *sec*. Le *pouvoir calorifique net* d'un carburant (aussi appelé *pouvoir calorifique de combustion*) soustrait la quantité d'énergie de la vapeur d'eau produite à partir de l'eau contenue dans le combustible, et celle de la vapeur d'eau produite par la combustion de l'hydrogène contenue dans le combustible. Le pouvoir calorifique net est exprimé par unité de poids de combustible humide.

Un taux élevé d'humidité dans le biocombustible réduit le rendement du système, car la conversion de l'eau en vapeur demande de la chaleur. Puisqu'il est rare que les gaz de combustion soient condensés dans les petits systèmes de chauffage à la biomasse, l'énergie qui serait normalement utilisée pour le chauffage se trouve ainsi détournée vers le séchage de la biomasse avant sa combustion. Un taux d'humidité plus élevé dans le carburant diminue le *pouvoir calorifique net*. Généralement, les valeurs du pouvoir calorifique de combustion de la biomasse varient de 10 800 à 15 900 MJ/tonne.



Le pouvoir calorifique de la biomasse dépend aussi de la nature de celle-ci. Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse, l'utilisateur sélectionne le type de biomasse et indique sa teneur en eau. La *teneur en eau* de la biomasse est évaluée en divisant la masse d'eau d'un échantillon de biomasse par la masse totale de celui-ci :

$$T_{H_2O/mt} = \frac{M_{eau}}{M_{eau} + M_{bio\ sec}} 100 \quad (26)$$

où $T_{H_2O/mt}$ est la teneur en eau de la biomasse humide, exprimée en %, M_{eau} est la masse de l'eau et $M_{bio\ sec}$ est la masse de la biomasse sèche. Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse, $T_{H_2O/mt}$ est une donnée d'entrée fournie par l'utilisateur.

L'analyse élémentaire d'un carburant permet de décomposer celui-ci en éléments chimiques fondamentaux, la masse de ceux-ci étant exprimée en pourcentage de la masse de l'échantillon sec. Généralement, une analyse élémentaire recherche les éléments suivants : hydrogène, carbone, oxygène, azote, soufre (la plupart du temps, la quantité de soufre dans la biomasse est négligeable) et les cendres. Le **Tableau 6** montre l'analyse de différents types de biomasse utilisés dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse.

Des formules analytiques ont été mises au point pour prédire le pouvoir calorifique supérieur du charbon et autres combustibles fossiles. Des calculs exacts sont disponibles pour chacun des composés de la biomasse qui sont susceptibles d'être oxydés. Cependant, il est très difficile d'évaluer la contribution des composés volatils au pouvoir calorifique total. Dans la pratique, la formule suivante est considérée comme une bonne approximation pour la biomasse et a été utilisée dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse :

$$PCS = 34,1C + 123,9H - 9,85O + 6,3N + 19,1S \quad (27)$$

où PCS est le pouvoir calorifique supérieur (MJ/kg) et C , H , O , N et S sont respectivement les pourcentages massiques du carbone, de l'hydrogène, de l'oxygène, de l'azote et du soufre. Les valeurs correspondantes pour le pouvoir calorifique net (combustible brûlé tel quel) PCN en MJ/kg, sont données par :

$$PCN = (PCS - 21,92H) \left(1 - T_{H_2O/mt}/100\right) - 0,02452T_{H_2O/mt} \quad (28)$$

où $T_{H_2O/mt}$ est la teneur en eau de la biomasse humide entrée par l'utilisateur et exprimée en %. Le résultat de l'équation (28) est utilisé dans l'équation (25) pour calculer les besoins annuels en biomasse pour alimenter le système de chauffage.



Type	Carbone	Hydrogène	Oxygène	Azote	Soufre	Cendres
Bagasse	48,64 %	5,87 %	42,85 %	0,16 %	0,04 %	2,44 %
Tourbe	51,20 %	5,70 %	33,20 %	1,40 %	0,30 %	8,20 %
Écorce de riz	38,83 %	4,75 %	35,59 %	0,52 %	0,05 %	20,26 %
Mauvaise herbe	47,45 %	5,75 %	42,37 %	0,74 %	0,08 %	3,61 %
Paille de blé	46,96 %	5,69 %	42,41 %	0,43 %	0,19 %	4,32 %
Bois – rendement élevé	52,10 %	5,70 %	38,90 %	0,20 %	0,00 %	3,10 %
Bois – rendement bas	52,00 %	4,00 %	41,70 %	0,30 %	0,00 %	2,00 %
Bois – rendement moyen	48,85 %	6,04 %	42,64 %	0,71 %	0,06 %	1,70 %

Tableau 6 : Tableau des différents types de biocombustible.

2.4 Conception du réseau de chauffage urbain

La conception du réseau de chauffage urbain fait partie intégrante du modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse afin que l'utilisateur puisse effectuer un dimensionnement préliminaire de la tuyauterie et évaluer les coûts d'une telle installation. Les résultats n'ont aucune influence sur les calculs énergétiques du modèle.

Un système de chauffage urbain comprend un réseau souterrain de tuyauterie d'eau chaude avec un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour en circuit fermé. Chaque bâtiment est connecté au réseau par l'intermédiaire d'une station de transfert thermique qui mesure et régularise l'énergie prélevée sur le système de distribution de chaleur. Le réseau comprend une *boucle principale de distribution* qui relie plusieurs bâtiments entre eux, ou des groupes de bâtiments, à une centrale thermique et des *boucles secondaires de distribution* qui relient individuellement chacun des bâtiments à la boucle principale. Le réseau de tuyauterie est généralement surdimensionné pour permettre un raccordement éventuel d'autres bâtiments. Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse, le facteur de surdimensionnement est spécifié par l'utilisateur.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse utilise une méthode simplifiée pour calculer, de manière préliminaire, les caractéristiques du réseau de tuyauterie du système de chauffage. La perte de charge est supposée inférieure à 20 mm d'H₂O ou 200 Pa par mètre de tuyau et une vitesse maximale de 3 m/s est employée pour des tuyaux de diamètre supérieur à 400 mm. Des formules standards (Avallone, 1987) ont aussi été utilisées pour les pertes de charge dans un tuyau en fonction de la vitesse d'écoulement et du diamètre des tuyaux (**Tableau 7**) afin de calculer le débit maximal admissible pour limiter les pertes de charge.



Taille du tuyau	Débit maximal (m ³ /h)
DN32	1,8
DN40	2,7
DN50	5,8
DN65	12,0
DN80	21,0
DN100	36,0
DN125	65,0
DN150	110,0

Tableau 7 : Débits maximums pouvant traverser différents diamètres de tuyaux, pour limiter les pertes de charge maximales à 200 Pa/m.

La puissance thermique totale transportée par la tuyauterie de la boucle principale du système de distribution peut être calculée par :

$$P_{uy} = \rho V C_p \Delta T_{a-r} \quad (29)$$

où ρ est la masse volumique de l'eau, V est le débit volumique, C_p sa capacité calorifique (déterminée pour une température de 78 °C, à 4 195 kJ/(kg °C)) et ΔT_{a-r} est la différence de température entre l'alimentation et le retour, spécifiée par l'utilisateur. Cette relation peut être utilisée pour trouver, en fonction de la puissance de pointe en chauffage du groupe de bâtiments (quantité P_j de l'équation 17), le débit volumique d'eau que le tuyau devra permettre :

$$V = \frac{\rho C_p \Delta T_{a-r}}{P_j} \quad (30)$$

En réalité, la formule utilisée dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse comprend un facteur de surdimensionnement de la tuyauterie; si κ est le facteur de surdimensionnement de la tuyauterie principale entré par l'utilisateur et exprimé en %, l'équation (30) devient :





$$V = \frac{\rho C_p \Delta T_{a-r}}{(1 + \kappa/100) P_j} \quad (31)$$

Le **Tableau 7** donne le diamètre requis de la tuyauterie en fonction du débit. Dans le cas où plusieurs groupes de bâtiments sont alimentés par la même boucle de distribution principale, la demande en chauffage de pointe dans l'équation (31) devra être remplacée par la somme des puissances en chauffage de pointe des différents groupes de bâtiments.

Enfin, une équation similaire est utilisée pour les tuyaux des boucles secondaires de distribution. Le dénominateur dans l'équation (31) est alors remplacé par la charge de pointe P'_j donnée par :

$$P'_j = \frac{P_j (1 + \kappa'/100)}{N_j} \quad (32)$$

où κ' est le facteur de surdimensionnement de la tuyauterie des boucles secondaires de distribution, spécifié par l'utilisateur et N_j , le nombre de bâtiments dans chacun des groupes.

2.5 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse. Ceux-ci incluent des experts en modélisation du chauffage à la biomasse, des ingénieurs experts en coûts, des spécialistes en modélisation des émissions de gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de données-satellites et de stations de surveillance au sol.

La validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse a été faite par comparaison avec d'autres modèles couramment utilisés dans l'industrie. La procédure de validation a mis l'accent sur trois sujets principaux : le calcul de la courbe des puissances classées (*Section 2.5.1*), le calcul de la valeur calorifique de la biomasse (*Section 2.5.2*) et la conception de la tuyauterie du réseau de chauffage urbain (*Section 2.5.3*).





2.5.1 Validation de la courbe des puissances classées

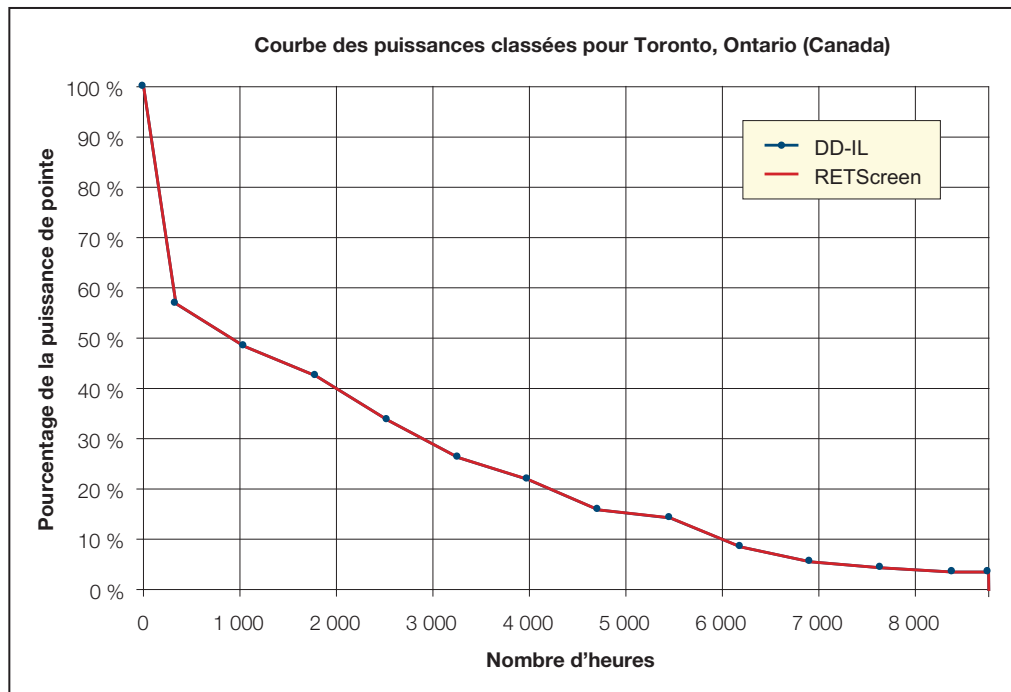
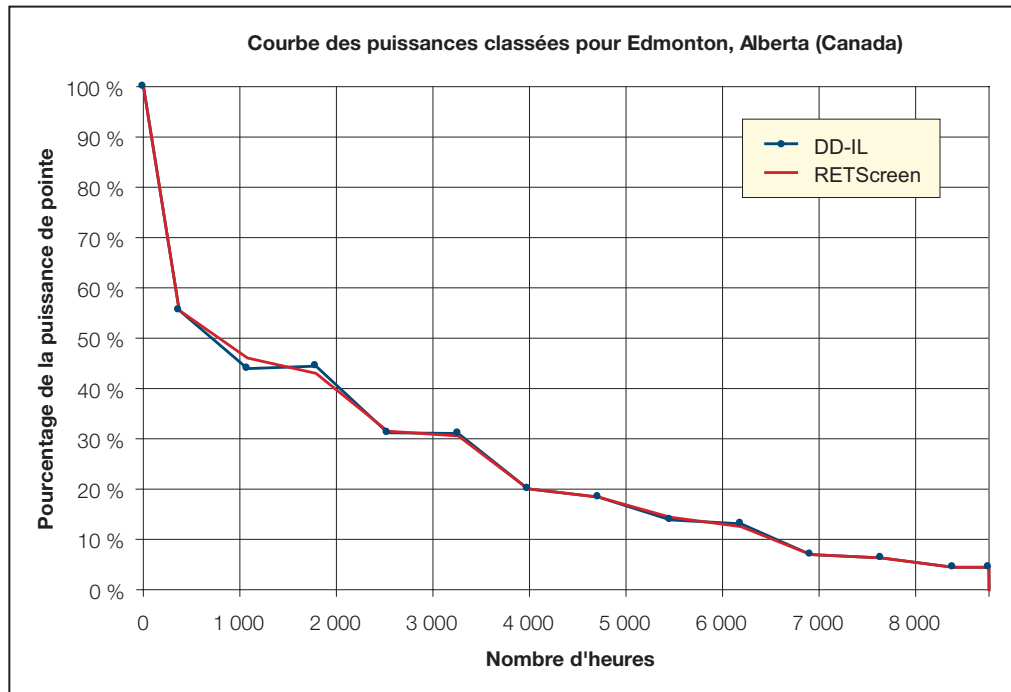
Pour valider la courbe des puissances classées générée par RETScreen (voir Sections 2.1.3 et 2.1.4), les résultats de RETScreen ont été comparés avec ceux d'un modèle développé par M. Ingvar Larsson de la compagnie FVB District Energy Consultants en Suède. Le modèle de M. Larsson, appelé ci-après « DD-IL », a été développé à partir de données de deux systèmes de chauffage urbain de taille importante et sur lesquels de nombreuses mesures ont été effectuées (St. Paul, Minnesota (É.-U.) et Uppsala (Suède)). Le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse a été comparé à DD-IL avec des données provenant de quatre villes : Edmonton, Alberta (Canada), Toronto, Ontario (Canada), St. Paul, Minnesota (É.-U.), et Stockholm (Suède). Pour toutes ces villes, les données de degrés-jours de DD-IL ont été utilisées dans RETScreen (à la place des degrés-jours issus de la base de données en ligne intégrée à RETScreen) afin d'éviter de comparer les résultats de deux programmes avec des données météorologiques différentes. La seule exception est celle d'Edmonton où ce sont les valeurs de la base de données en ligne de RETScreen qui ont été utilisées dans DD-IL. Les courbes des puissances classées ont été reproduites pour chaque ville en utilisant des degrés-jours pour la production d'eau chaude sanitaire équivalents à 2,74 °C-j/j (1 000 degrés-jours/an), sauf pour Uppsala où on a utilisé une valeur de 2,88 °C-j/j (1 050 degrés-jours/an).

Le **Tableau 8** compare les durées équivalentes de fonctionnement à plein régime calculées par chacun des deux programmes pour les quatre localités. Les résultats sont très semblables (différences inférieures à 1 %). La **Figure 17** présente les courbes des puissances classées calculées par les deux programmes. De nouveau, les différences sont minimes et peuvent être considérées comme négligeables. Pour Toronto et Uppsala, les deux programmes génèrent exactement la même courbe des puissances classées. Pour Edmonton et Saint-Paul, les courbes sont sensiblement identiques.

Lieu	DD-IL Nombre d'heures équivalentes à plein régime (h)	RETScreen Nombre d'heures équivalentes à plein régime (h)	Différence
A. Edmonton, Alberta, Canada (données météo de RETScreen)	2 173	2 188	0,7 %
B. Toronto, Ontario, Canada (données météo de DD-IL)	2 112	2 123	0,5 %
C. St Paul, Minnesota, États-Unis (données météo de DD-IL)	2 186	2 194	0,4 %
D. Uppsala, Suède (données météo de DD-IL)	2 492	2 492	0,0 %

Tableau 8 : Comparaison des durées équivalentes à plein régime pour les différentes localités.

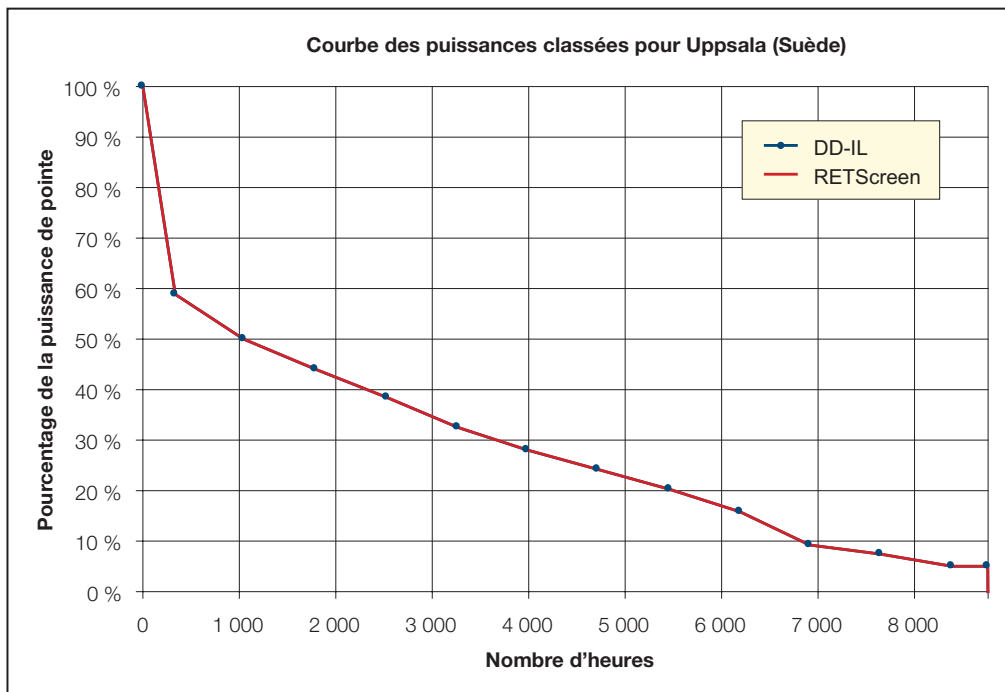
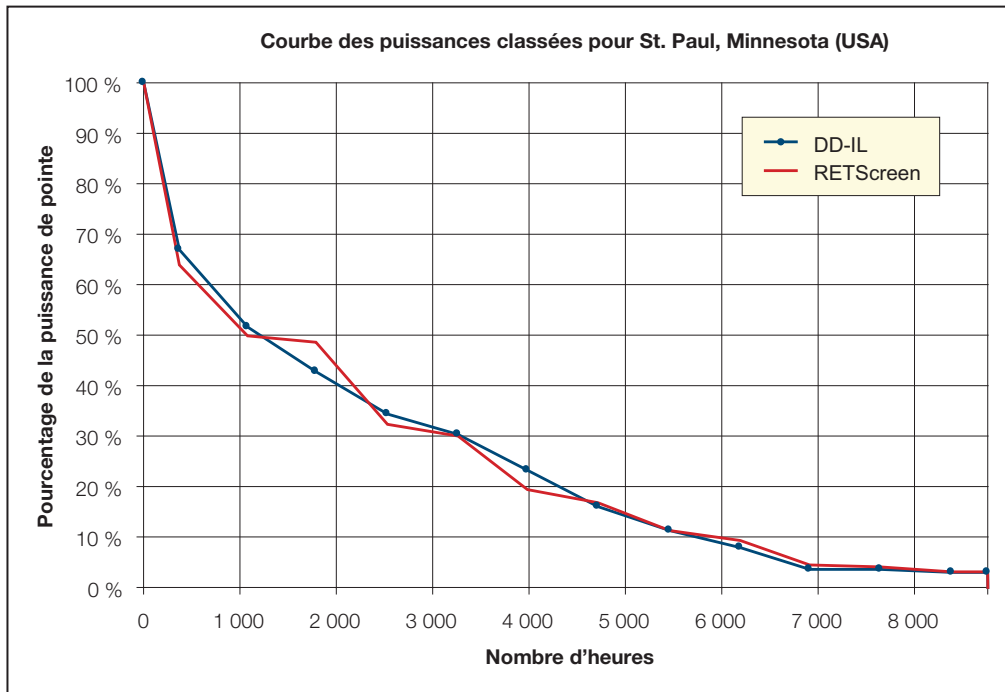




Figures 17a et 17b :

Courbes des puissances classées calculées avec DD-IL et RETScreen pour les quatre villes.





Figures 17c et 17d :

Courbes des puissances classées calculées avec DD-IL et RETScreen pour les quatre villes.



2.5.2 Validation du calcul des puissances calorifiques de la biomasse

Pour valider l'algorithme de calcul des puissances calorifiques utilisé dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse (voir *Section 2.3.3*), les résultats ont été comparés à ceux présentés à la réunion d'été de la Section Technique de l'Association des pâtes et papiers du Canada, tenue à Québec au Canada, du 6 au 8 juin 1955. Dans l'article intitulé *Determination of Bark Volumes and Fuel Properties*, les données avaient été établies pour trente usines de conversion du bois par le Laboratoire des produits forestiers Canadien et le *Federal Department of Mines and Technical Surveys*. Les analyses chimiques (approximative et élémentaire) des échantillons ont toutes été effectuées par un même laboratoire. Les valeurs calorifiques ont été analysées de façon statistique par le Laboratoire des produits forestiers avec les résultats suivants :

- **Âge des arbres** : il n'y a pas de corrélation entre les valeurs calorifiques des arbres et l'âge de ces arbres.
- **Origine géographique** : l'analyse des tests n'a pas montré de différences significatives des valeurs calorifiques d'arbres provenant de zones distinctes.
- **Espèces d'arbres** : les tests montrent des différences significatives des valeurs calorifiques des diverses espèces d'arbres dans l'ordre décroissant suivant : 1) Sapin baumier, 2) Pin gris, 3) Peuplier, 4) Épinette.

Le **Tableau 9** présente les pouvoirs calorifiques des divers échantillons étudiés dans les tests. Ces valeurs ont été comparées à celles proposées dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse pour la valeur du pouvoir calorifique des résidus de bois, qui varient d'une valeur inférieure de 17 723 MJ/t, jusqu'à une valeur supérieure de 19 760 MJ/t (moyenne de 18 673 MJ/t). Les variations obtenues selon ce test sont de +/- 3 % pour le pin gris et de - 5 % pour l'épinette noire. Les estimations données par le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse sont donc amplement suffisantes pour un projet qui en est au stade de l'analyse de préfaisabilité.

Les valeurs du pouvoir calorifique supérieur données par l'algorithme utilisé dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse (équation 27) ont aussi été comparées à celles de 55 échantillons évalués par le *US National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dans le sous-contrat TZ-2-11226-1 (février 1996). La **Figure 18** compare les valeurs mesurées à celles prédites par RETScreen. La différence moyenne entre les tests de laboratoire et le modèle RETScreen est de 3,41 % avec un écart-type de 3,75 %. Les différences entre les résultats sont acceptables considérant que les variations typiques du taux d'humidité de la biomasse au cours d'une année peuvent excéder 15 %.





	Nombre d'échantillons	Pouvoir calorifique (MJ/t)		
		Moyenne	Minimum probable	Maximum probable
Sapin baumier toutes variétés	28	21 167	20 911	21 422
Épinette noire	15	20 027	18 957	20 259
Épinette blanche	11	19 841	19 399	20 073
Épinette rouge	3	20 073		
Pin gris	12	20 771	20 213	21 329
Peuplier	6	20 492	20 004	20 981
Bouleau blanc	3	23 981		
Bouleau jaune	2	21 399		
Érable à sucre	2	19 143		
Érable mou	1	18 841		
Orme mou	1	17 678		
Hêtre à grandes feuilles	1	17 771		
Mélèze	1	20 957		
Hemlock de l'est	1	20 678		

Tableau 9 : Pouvoir calorifique mesuré sur des écorces d'arbres de l'est du Canada.

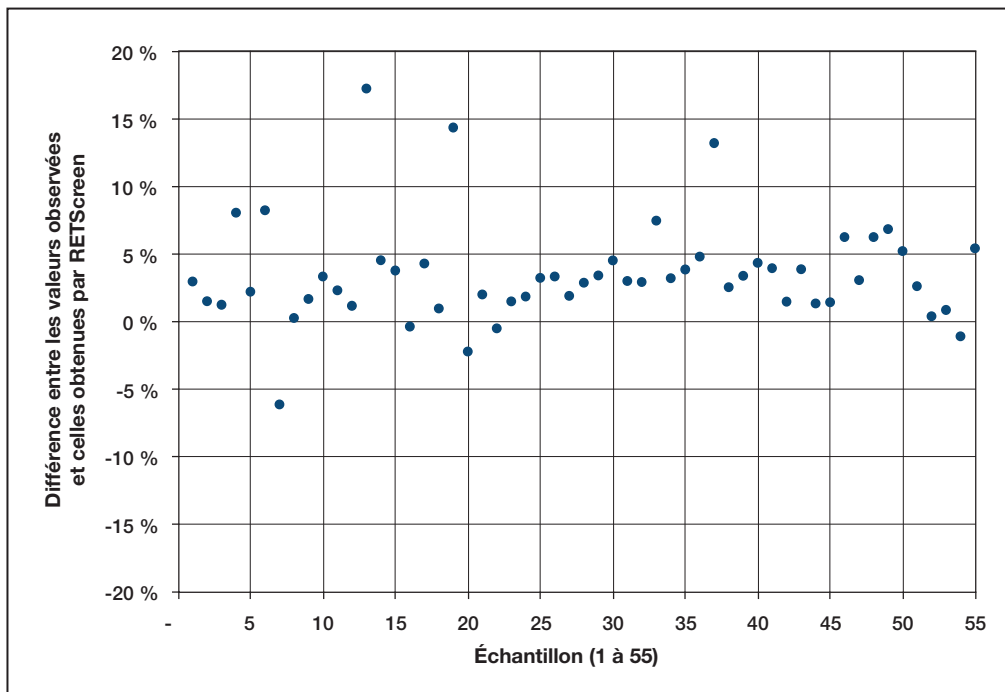


Figure 18 :

Différences observées pour 55 échantillons de bois entre les pouvoirs calorifiques supérieurs mesurés et ceux obtenus par RETScreen.





2.5.3 Validation de la conception du réseau de chauffage urbain

Les algorithmes utilisés dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse pour concevoir un réseau de chauffage urbain (voir *Section 2.4*) ont été validés à l'aide du programme R22 d'ABB. Le programme R22, développé par la division atomique d'ABB pour calculer le dimensionnement de la tuyauterie des systèmes de distribution de chaleur, a été utilisé de manière intensive dans les pays scandinaves pour la conception de réseaux de chauffage urbain.

Le **Tableau 10** montre la taille des tuyaux calculés par le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse et les valeurs calculées par le programme R22. Les valeurs calculées par les deux programmes sont tout à fait comparables. Le modèle RETScreen tend à être un peu plus conservateur que le modèle R22, ce qui est intentionnel puisque le modèle R22 est un outil de conception détaillée, alors que le modèle RETScreen est un outil d'analyse de faisabilité. Le choix du diamètre des tuyaux est aussi fonction de l'investissement que l'on désire faire dans le projet. Si les budgets sont restreints, le concepteur aura tendance à tolérer des pertes de charge plus élevées. Le dimensionnement proposé est tout de même adéquat pour éviter des problèmes liés au bruit et à l'érosion de la tuyauterie.

Théoriquement, les tuyaux de la boucle principale de distribution de chaleur devraient être dimensionnés de manière à permettre de faibles pertes de charge, alors que des pertes de charge plus élevées sont tolérées dans les boucles secondaires de distribution pour minimiser la puissance de pompage nécessaire et les coûts d'investissement. Cependant, il est courant que l'espace disponible limité et des budgets restreints obligent à réduire le diamètre de la boucle principale. D'un autre côté, il est habituel de surdimensionner les boucles secondaires de distribution puisque les charges de chauffage des clients ne sont pas connues avec précision et afin d'éviter la génération de bruit.





Données d'entrée				Résultats de RETScreen	Résultats de ABB-R22	Résultats de ABB-R22
Température d'alimentation (°C)	Température de retour (°C)	Delta T (°C)	Puissance (kW)	Diamètre des tuyaux DN	Diamètre des tuyaux DN	Pertes de charges ¹¹ mm _{H₂O} /m
95	65	30	25	32	25	4,9
95	65	30	50	32	32	5,3
95	65	30	75	40	32	11,5
95	65	30	100	50	40	9,4
95	65	30	200	50	50	10,8
95	65	30	250	65	65	4,5
95	65	30	400	65	65	11,2
95	65	30	420	80	65	12,3
95	65	30	720	80	80	15,4
95	65	30	740	100	100	4,3
95	65	30	1 250	100	100	11,8
95	65	30	1 260	125	100	12,0
95	65	30	2 260	125	125	12,6
95	65	30	2 270	150	125	12,7
95	65	30	3 830	150	150	13,3
95	65	30	4 250	N/A	200	4,0
120	75	45	50	32	25	8,4
120	75	45	90	32	32	7,4
120	75	45	100	40	32	9,1
120	75	45	140	40	40	8,1
120	75	45	150	50	40	9,3
120	75	45	300	50	50	10,7
120	75	45	310	65	50	11,4
120	75	45	620	65	65	11,8
120	75	45	630	80	65	12,2
120	75	45	1 090	80	80	15,6
120	75	45	1 100	100	100	4,2
120	75	45	1 880	100	100	11,8
120	75	45	1 900	125	100	12,1
120	75	45	3 400	125	125	12,6
120	75	45	3 450	150	125	13,0
120	75	45	5 750	150	150	13,3
120	75	45	6 400	N/A	200	4,1

Tableau 10 : Comparaison des diamètres pour la tuyauterie suggérés par RETScreen avec ceux suggérés par le programme R22 d'ABB.

11. mm_{H₂O}/m : millimètre d'eau par mètre de tuyau.





2.6 Sommaire

Dans cette section, les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen pour projets de chauffage à la biomasse ont été présentés en détail. Ce modèle utilise une combinaison d'algorithmes qui permettent de prédire l'énergie fournie sur une base annuelle, par un système de chauffage à la biomasse. Les courbes des puissances et des énergies classées sont obtenues à partir des valeurs mensuelles de degrés-jours spécifiés par l'utilisateur. Les charges énergétiques pour la production d'eau chaude sanitaire ont aussi été incluses dans les charges de chauffage en définissant des degrés-jours équivalents. La puissance du système de chauffage de pointe est obtenue en fonction de la température de calcul spécifiée par l'utilisateur et à partir de la charge de chauffage pour chaque groupe de bâtiments. La courbe des énergies classées est utilisée pour prévoir la fraction de la puissance assurée par chacun des trois systèmes de chauffage (système de récupération de chaleur, système de combustion de la biomasse et le système de chauffage de pointe) en fonction de leurs capacités respectives. Le calcul de l'énergie de chauffage et des besoins en biomasse peut alors être réalisé. La consommation de biomasse dépend notamment du type de biocombustible utilisé. Enfin, un algorithme différent est utilisé pour le dimensionnement préliminaire du réseau de distribution.

Plusieurs parties du modèle ont été validées par comparaison avec d'autres programmes ou avec des résultats publiés dans la littérature. En dépit de la simplicité du modèle, sa précision se révèle acceptable, du moins pour un projet qui en est au stade de préfaisabilité, en le comparant à d'autres outils informatiques ou à des données expérimentales.





RÉFÉRENCES

Arkay, K. et Blais, C., **The District Energy Option in Canada**, Groupe des systèmes énergétiques dans les collectivités, CANMET, Ressources naturelles Canada, 1996.

ASHRAE, **Handbook, Fundamentals, SI Edition**, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1997.

ASTM International, **Standard Test Method for Gross Calorific Value of Refuse-Derived Fuel by the Bomb Calorimeter**, ASTM E711-87 (1996).

Avallone, E.A. et Baumeister, T., **Marks Standard Handbook for Mechanical Engineers**, McGraw-Hill, Inc., ISBN 0070049971, 1996.

Groupe des systèmes énergétiques dans les collectivités, « Communication personnelle », CTEC de Ressources naturelles Canada (RNCAN), 1997.

Hayden, S., « Communication personnelle », CTEC de Ressources naturelles Canada (RNCAN), 1997.

McCallum, B., **Case Studies of Small Commercial Biomass Combustion Systems in PEI**, Ressources Naturelles Canada, juin 1995.

McCallum, B., **Les petites installations de chauffage à la biomasse automatisées : une option viable pour les communautés éloignées?**, Centre de Foresterie des Grands Lacs et LRDEC de Ressources naturelles Canada (RNCAN), 1997.

RNCAN, **Les Petites Installations de Chauffage à la Biomasse : Guide de l'acheteur**, Ressources naturelles Canada (RNCAN), Division de l'énergie renouvelable et électrique (DÉRÉ), ISBN 0-662-28899-8, Catalogue n° M92-186/2000E, 52 pages, 2002.

Randløv, P., **District Heating Handbook**, European District Heating Pipe Manufacturers Association, ISBN87-90488-00-8, 1997.

Sykes, B., « Communication personnelle », Ressources naturelles Canada et Service canadien des forêts, 1997.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'AIR

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75478-6

Numéro de catalogue : M39-100/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE – PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L’AIR	5
1.1	Description des systèmes de chauffage solaire de l’air	7
1.2	Marché des systèmes de chauffage solaire de l’air	9
1.2.1	Bâtiments commerciaux et résidentiels	9
1.2.2	Bâtiments industriels	10
1.2.3	Air pour procédés industriels	11
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L’AIR	13
2.1	Économies attribuables à l’énergie solaire captée	15
2.1.1	Énergie solaire incidente totale	16
2.1.2	Rendement moyen des capteurs solaires	17
2.1.3	Utilité de l’énergie solaire	18
2.1.4	Économies d’énergie imputables directement à l’énergie solaire	20
2.2	Économies d’énergie suite à la récupération des pertes thermiques à travers l’enveloppe d’un bâtiment	20
2.3	Économies d’énergie par déstratification de l’air	21
2.4	Économies d’énergie pour les systèmes de chauffage de l’air pour bâtiments autres qu’industriels	22
2.5	Économies d’énergie pour les systèmes de chauffage de l’air pour bâtiments industriels	23
2.6	Validation	25
2.7	Sommaire	29
	RÉFÉRENCES	31





CHAPITRE

ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'AIR

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de chauffage solaire de l'air avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE – PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'AIR¹

Le système de chauffage solaire de l'air (CSA) développé par Conserval Engineering est connu sous le nom « Solarwall® ». Il s'agit d'un système éprouvé de chauffage ou de pré-chauffage solaire de l'air, surtout utilisé pour l'alimentation des bâtiments en air neuf de ventilation. Il peut aussi servir à d'autres usages tels que le séchage des récoltes, où de l'air chauffé est requis. La **Figure 1** montre le plus grand système de chauffage solaire de l'air au monde. Il équipe l'usine de la Division Canadair de Bombardier situé à Montréal (Canada). Le capteur solaire de ce système industriel a une surface totale de 10 000 m².



Figure 1 :

Projet CSA sur un bâtiment industriel.

Crédit photo :

Conserval Engineering

1. Une partie du texte de cette section est une traduction tirée de : Enermodal Engineering Limited, **The Market for Solar Preheated Ventilation Systems in Canadian Remote Communities**, rapport préparé pour Ressources naturelles Canada, 1997.



Cette technologie relativement nouvelle et unique fait l'objet depuis une dizaine d'années d'une demande croissante dans le monde entier. Ce nouveau concept de chauffage solaire de l'air est le résultat de nombreuses années de recherche et développement. Les constructeurs de bâtiments industriels, commerciaux et d'immeubles résidentiels (**Figure 2**) installent de plus en plus de systèmes de chauffage solaire de l'air sur le mur le plus ensoleillé des bâtiments (c.-à-d. face à l'équateur) en remplacement du revêtement extérieur conventionnel. Les systèmes de chauffage solaire de l'air sont de plus en plus utilisés dans les maisons individuelles ainsi que pour le séchage de récoltes, telles que celui des feuilles de thé. À cet effet, il a été démontré que plusieurs autres produits agricoles pourraient bénéficier de cette technologie.



Figure 2 :

Chauffage solaire de l'air pour un immeuble résidentiel.

Crédit photo :

Conserval Engineering

Généralement, les systèmes de chauffage solaire de l'air les plus rentables sont ceux installés au moment de la construction de nouveaux bâtiments. Dans ce cas, les coûts du revêtement traditionnel de façade et celui des ventilateurs qui autrement auraient été installés, de même que les économies générées par l'utilisation de matériel de support moins dispendieux, sont déduits du coût total du système de chauffage solaire de l'air. Ensuite, les installations réalisées lors de rénovations sont les plus rentables, dans la mesure où celles-ci visent les murs extérieurs existants ou l'amélioration de la qualité de l'air intérieur. En effet, l'installation d'un système de chauffage solaire de l'air est l'occasion d'augmenter la puissance de ventilation ou les volumes d'air neuf pour remplacer l'air vicié extrait. De nombreuses installations existantes de chauffage de l'air pour procédés industriels peuvent aussi bénéficier de cette technologie à coût économique. Même sans réunir ces conditions, des coûts de chauffage élevés peuvent rendre financièrement attrayant l'installation d'un système de chauffage solaire de l'air sur un édifice existant.





1.1 Description des systèmes de chauffage solaire de l'air

Un système de chauffage solaire de l'air comprend deux parties : un capteur solaire monté sur la façade du bâtiment la plus ensoleillée et un système de distribution d'air avec ventilateur installé à l'intérieur du bâtiment, comme illustré à la **Figure 3**.

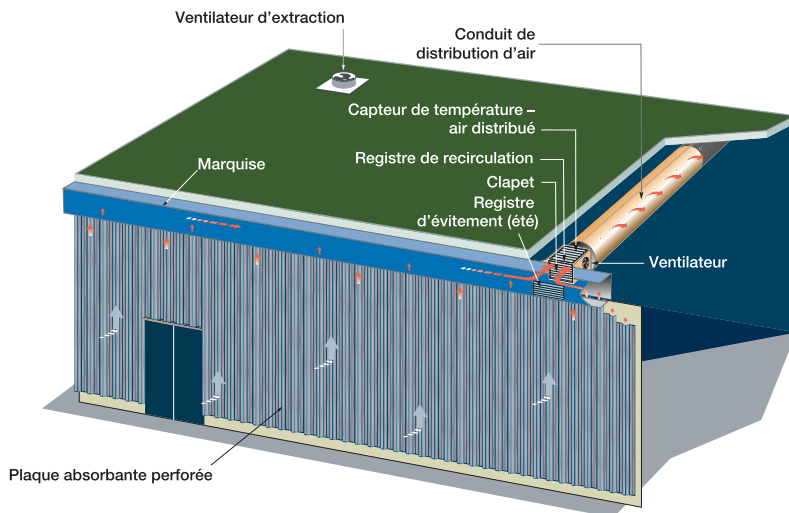


Figure 3 :

Composants d'un système de chauffage solaire de l'air.

Le capteur solaire Solarwall® a comme caractéristique particulière d'être constitué d'une simple plaque perforée (plaque à pores – voir **Figure 4**) éliminant ainsi la nécessité d'un vitrage, commun à la plupart des autres capteurs de chauffage solaire. Ces perforations permettent l'admission de l'air extérieur à travers la plaque absorbante de couleur foncée. Réchauffé au contact et au passage de l'absorbeur, cet air est canalisé à l'intérieur du bâtiment après être passé dans l'espace vide situé entre l'absorbeur et le mur porteur du bâtiment. La température de surface de l'absorbeur étant à peine plus élevée que la température ambiante extérieure, les pertes thermiques sont minimales et la majeure partie de l'énergie solaire captée est mise à profit pour réchauffer l'air avec un rendement élevé.



Figure 4 :

Plaque à pores d'un capteur de chauffage solaire de l'air.

Crédit photo :

Enermodal Engineering



Lorsqu'il n'est plus nécessaire de réchauffer l'air de ventilation ou d'alimentation d'un procédé, des registres de dérivation aménagés au-dessus du capteur solaire, admettent directement l'air extérieur dans le bâtiment. Pour les applications en ventilation, ces registres à deux positions (c.-à-d. « tout ou rien »), sont contrôlés en fonction de la température extérieure. Normalement, le thermostat qui assure ce contrôle ouvre le registre lorsqu'il n'est plus nécessaire de réchauffer l'air neuf admis (ordinairement entre 15 et 20 °C). La **Figure 5** illustre un système typique de chauffage solaire de l'air.

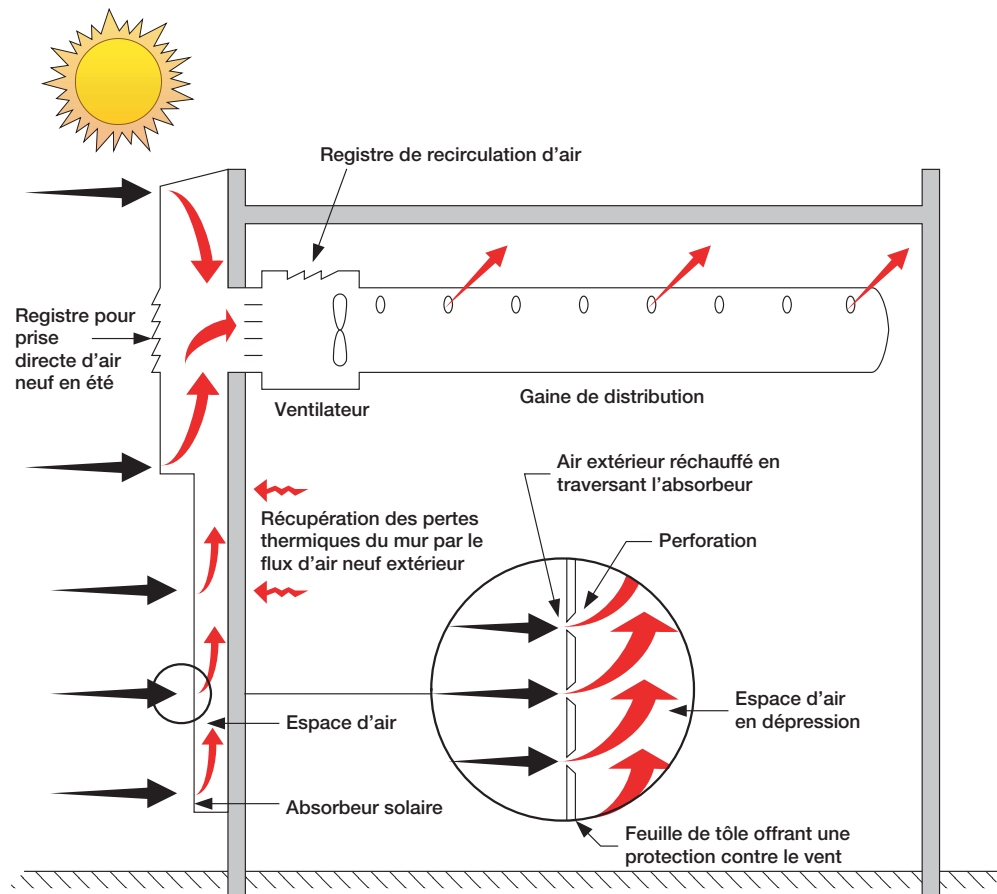


Figure 5 :

Représentation schématique d'un système de chauffage solaire de l'air.

Crédit :

Conserval Engineering

Les dimensions à prévoir pour les capteurs du système de chauffage solaire de l'air dépendent du débit de renouvellement d'air et de l'espace de mur (surface) disponible pour l'installation des capteurs. En général, les systèmes de chauffage solaire de l'air sont dimensionnés de manière à obtenir soit une forte hausse de température, soit un rendement solaire élevé. Un dimensionnement pour rendement élevé conduira à un accroissement des économies d'énergie annuelles, et selon les cas, à une réduction de la taille du capteur. Cependant, ce type de dimensionnement donne une élévation moyenne moindre de la température de l'air.



1.2 Marché des systèmes de chauffage solaire de l'air

Le marché des systèmes de chauffage solaire de l'air peut être divisé en deux catégories : le chauffage de l'air de ventilation et le chauffage de l'air pour procédés. Les systèmes de chauffage solaire de l'air de ventilation sont classés en fonction des types de bâtiments à équiper (commercial, industriel ou résidentiel), aussi bien dans le secteur de la construction neuve que dans celui de la rénovation. Le mode de distribution de l'air chauffé par le système varie selon le type du bâtiment et les caractéristiques du système de ventilation existant.

1.2.1 Bâtiments commerciaux et résidentiels

De plus en plus de bâtiments commerciaux et résidentiels ont besoin d'un système de ventilation. Les systèmes de chauffage solaire de l'air de ventilation préchauffent cet air neuf avant de l'introduire dans le bâtiment. L'unité de ventilation force l'air à travers le capteur solaire et l'introduit dans le bâtiment par les gaines de ventilation habituelles. Les jours de grands froids, les capteurs solaires préchauffent l'air et un appareil de chauffage dans l'unité de ventilation fournit la quantité de chaleur nécessaire pour assurer les besoins supplémentaires. Lors des journées fraîches et ensoleillées, le système solaire peut aisément fournir toute la chaleur nécessaire. Durant l'été, un registre de dérivation est ouvert, évitant ainsi une charge inutile au système de climatisation.

Le modèle RETScreen® International pour projets de chauffage solaire de l'air

Le modèle RETScreen® International pour projet de chauffage solaire de l'air peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour deux applications de base : chauffage de l'air de ventilation et chauffage de l'air de procédé. Le modèle est spécifiquement conçu pour l'analyse de collecteurs solaires plats. Cette technologie a été utilisée avec succès pour de vastes applications allant des petites résidences aux larges systèmes de ventilations commerciaux/industriels. Elle s'applique aux procédés d'assèchement de plusieurs types de produits

Un avantage supplémentaire à installer un capteur solaire sur une façade d'un bâtiment est qu'il peut récupérer les pertes thermiques à travers le mur du bâtiment. Cette chaleur qui s'échappe de l'enveloppe du bâtiment, atteint le flux d'air du capteur. L'air de ventilation issu du capteur solaire intercepte cette chaleur et la renvoie à l'intérieur du bâtiment. L'air de ventilation récupère environ la moitié de ces pertes thermiques.

La plupart des grands immeubles résidentiels et des bâtiments commerciaux et institutionnels sont déjà équipés d'un système de circulation de l'air. Dans certains cas (immeubles résidentiels, écoles, etc.), cette installation sert exclusivement à la ventilation des locaux. Dans d'autres cas, les immeubles à bureaux par exemple, cette installation assure à la fois le chauffage, la climatisation et la ventilation des pièces, et l'air de ventilation représente alors entre 10 et 20 % du flux d'air total. Dans tous les cas cependant, le système de chauffage solaire de l'air sera raccordé à la prise d'air extérieur, exploitera le réseau existant de gaines de distribution et fournira un apport d'air extérieur constant.



1.2.2 Bâtiments industriels

Le chauffage de l'air de ventilation des bâtiments industriels s'applique aux bâtiments ayant besoin de gros volumes d'air extérieur pour remplacer l'air issu d'opérations de peinture, de soudure, de fabrication d'automobiles ou de toute autre opération industrielle. La présence d'espaces à aires ouvertes et de plafonds de grandes hauteurs dans ces bâtiments permet de concevoir un système de chauffage solaire pour remplacer les appareils classiques de chauffage d'air d'appoint. Au lieu d'utiliser un appareil de chauffage classique pour produire la quantité supplémentaire de chaleur demandée, les appareils de chauffage solaire d'air neuf mélangent l'air extérieur préchauffé avec l'air chaud du plafond et conduisent ce mélange à l'intérieur du bâtiment. L'unité de ventilation solaire est conçue de manière à pouvoir faire varier les proportions d'air extérieur et intérieur afin d'obtenir, en bout de ligne, une température constante (normalement entre 15 °C et 18 °C).

Comme montré à la **Figure 6**, les systèmes de chauffage solaire de l'air des bâtiments industriels (entrepôts, usines, etc.) qui n'ont pas de système de circulation d'air comprennent côté intérieur, un ventilateur à vitesse constante, un registre de recirculation et une gaine de distribution souple en tissu. Les conduits perforés en tissu sont une méthode économique pour distribuer l'air neuf tempéré à l'intérieur du bâtiment. Le registre de recirculation est intégré à l'enveloppe du ventilateur et sert à mélanger l'air intérieur chaud avec l'air neuf plus frais provenant du capteur solaire de manière à maintenir la température d'air constante à la sortie du ventilateur. Étant donné que le rapport air intérieur (recirculé) / air extérieur préchauffé par le système de chauffage solaire de l'air varie continuellement selon la température de l'air à la sortie du capteur solaire, ce registre est commandé par un thermostat installé dans la gaine de distribution.

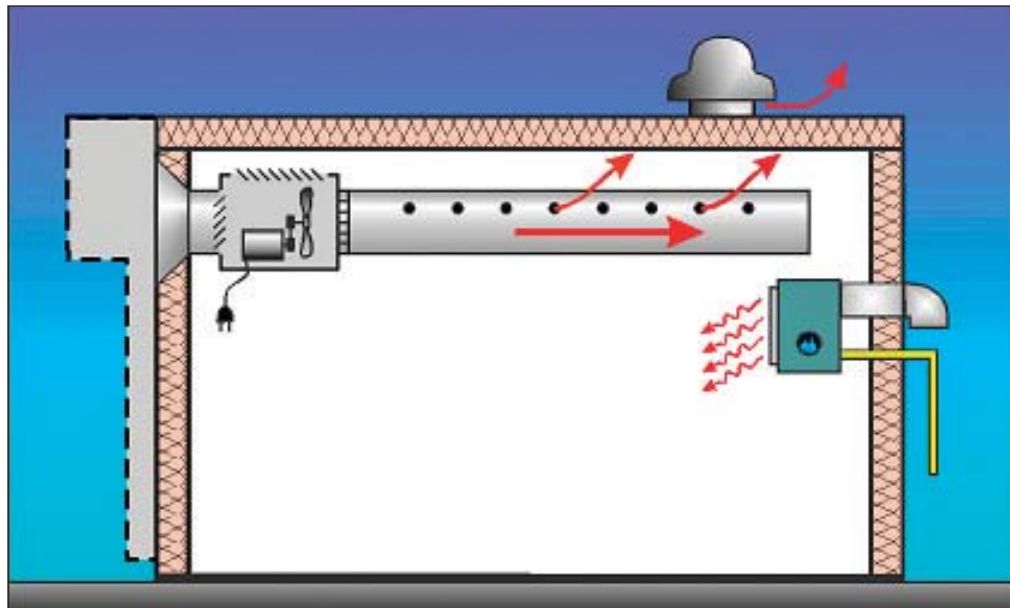


Figure 6 :
Schéma d'un système de chauffage solaire de l'air pour bâtiment industriel.

Crédit :
Enermodal Engineering



Le mélange d'air neuf et d'air recirculé est diffusé dans le bâtiment à travers les perforations de la gaine de distribution souple. Le réseau de gaines souples est disposé au plafond afin de favoriser la déstratification des températures de l'air à l'intérieur du bâtiment. L'air plus froid diffusé par ces gaines refroidit l'air ambiant au niveau du plafond, avec pour résultat la chute de cette masse d'air refroidie, la déstratification de l'air intérieur et la réduction des pertes thermiques par le toit.

Un autre avantage du système est qu'il peut lui aussi récupérer la chaleur perdue à travers le mur, si les capteurs sont montés sur le mur du bâtiment.

1.2.3 Air pour procédés industriels

De grandes quantités d'air extérieur sont utilisées dans les systèmes de chauffage de l'air pour procédés industriels. Le séchage de produits agricoles est une bonne application du chauffage solaire car l'élévation de température demandée est relativement faible afin d'éviter une dégradation du produit. Les produits agricoles récoltés tout au long de l'année sont bien adaptés à cette technique car l'ensemble de l'énergie solaire disponible est alors utilisé. Les systèmes solaires peuvent servir aussi à préchauffer l'air utilisé dans les systèmes (haute température) de séchage industriel.

Le chauffage solaire de l'air pour procédés est similaire aux systèmes de préchauffage de l'air de ventilation. La plaque perforée est installée dans un endroit bien exposé au soleil. Le système peut aussi bien être accroché sur une toiture inclinée que sur un pan de mur. Un débit d'air constant est aspiré à travers le collecteur et est amené au procédé par une conduite d'air. Si nécessaire, de la chaleur supplémentaire peut être fournie par des sources auxiliaires pour réchauffer l'air à la température désirée ou au contraire, l'air pour le procédé peut être dérivé des capteurs en partie ou en totalité si l'air est à une température supérieure à la température désirée.





2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'AIR

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air permet d'évaluer les projets de chauffage solaire de l'air allant des grands systèmes industriels aux systèmes résidentiels de petite taille, et ce dans le monde entier. Il peut aussi servir à évaluer les applications de chauffage de l'air pour des procédés, tel que le séchage des récoltes. Les systèmes de chauffage solaire de l'air peuvent économiser l'énergie traditionnelle de trois façons, selon l'application considérée:

- capture de l'énergie solaire par chauffage solaire actif de l'air pour bâtiments et procédés;
- récupération des déperditions thermiques du mur le plus ensoleillé (c.-à-d. face à l'équateur), la chaleur perdue à travers ce mur étant transmise à l'air de ventilation puis réinjectée dans le bâtiment; et
- déstratification des températures dans les bâtiments industriels à haut plafond.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air contient six feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Ressource solaire*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier* et *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : **Modèle énergétique**, **Ressource solaire**, **Analyse des coûts** et **Sommaire financier**. Les feuilles **Analyse des GES** et **Sensibilité** sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Pour aider l'utilisateur à caractériser un système de chauffage solaire de l'air avant d'en évaluer le coût et la performance énergétique, certaines valeurs sont suggérées pour le dimensionnement des composants (p. ex. : « Surface des capteurs solaires suggérée »). Les valeurs suggérées ou estimées sont basées sur les données entrées par l'utilisateur et peuvent être utilisées en première analyse. Elles ne représentent pas nécessairement des valeurs optimales.

Cette section décrit les divers algorithmes utilisés dans RETScreen pour calculer, sur une base mensuelle, les économies d'énergie d'un système de chauffage solaire de l'air. Un schéma fonctionnel du modèle est montré à la **Figure 7**. Les sections 2.1 à 2.3 présentent les calculs des trois sources d'économie d'énergie suivantes : l'énergie solaire captée (section 2.1), la récupération des pertes à travers l'enveloppe du bâtiment (section 2.2) et les économies par déstratification de l'air (section 2.3). La manière dont chacun de ces trois modes contribue aux économies d'énergie globales est montrée dans la section 2.4 pour les

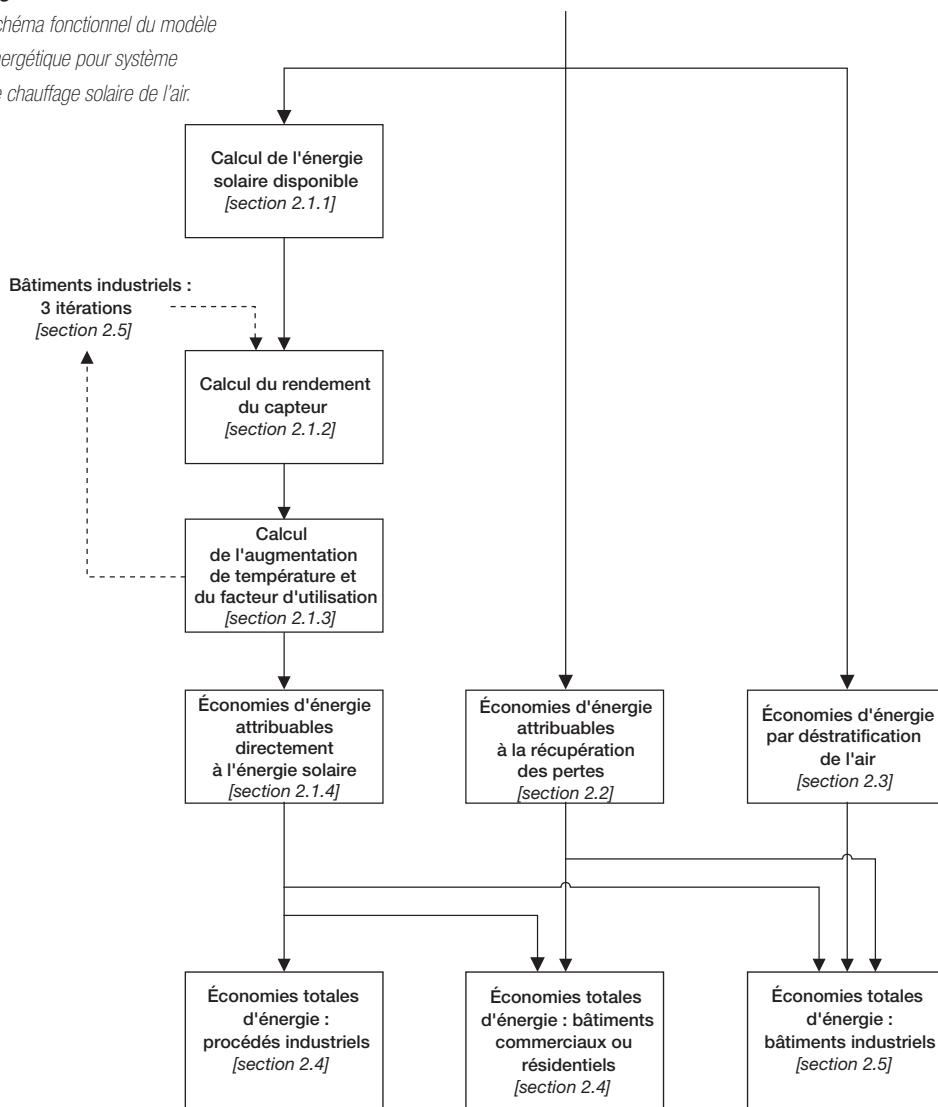


systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments non-industriels et dans la *section 2.5*, pour les systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments industriels. Une validation du modèle RETScreen pour chauffage solaire de l'air est présentée dans la *section 2.6*.

Le transfert de chaleur dans un système de chauffage solaire de l'air est relativement complexe. Il dépend de l'ensoleillement, de la température et de la vitesse du vent à proximité du système. La plupart des outils d'analyse de systèmes de chauffage solaire de l'air sont basés sur des simulations horaires afin de pouvoir suivre les changements de conditions de température et d'ensoleillement. L'approche de RETScreen est différente et permet d'évaluer les performances sur une base mensuelle, de manière à fournir rapidement des résultats pour un minimum d'informations. Cette approche est suffisante pour l'étape de préféabilité dans le développement d'un projet.

Figure 7 :

*Schéma fonctionnel du modèle
énergétique pour système
de chauffage solaire de l'air.*





Dans le modèle RETScreen, on considère que le chauffage solaire de l'air pour procédés industriels ne bénéficie que de l'énergie solaire directement captée par les panneaux solaires. On suppose que le bâtiment n'a pas besoin de chauffage et qu'il ne bénéficie d'aucune économie d'énergie par réduction des pertes thermiques au niveau des murs ou de la toiture. De plus, comme l'air réchauffé va directement des capteurs solaires aux fours de séchage ou vers tout autre procédé industriel, il n'y a aucun potentiel de déstratification de l'air dans le bâtiment.

L'application du chauffage solaire de l'air en milieu commercial ou résidentiel bénéficie des deux modes d'économie d'énergie suivants : l'énergie solaire directement captée par le système solaire et la récupération des pertes thermiques à travers l'enveloppe du bâtiment. Pour les applications dans les bâtiments industriels, les trois modes d'économie d'énergie interviennent. Ceci est la conséquence de la méthode de distribution de l'air neuf dans le bâtiment et de ses grandes hauteurs de plafond.

Comme plusieurs hypothèses simplificatrices sont introduites, le modèle RETScreen pour systèmes de chauffage solaire de l'air présente certaines limitations :

- Le modèle de ventilation n'incorpore pas une analyse détaillée de la consommation d'énergie du bâtiment existant ni de son système de chauffage d'appoint. L'approche proposée demande ainsi beaucoup moins de données d'entrée et rend l'analyse plus facile pour les utilisateurs. La précision du modèle est très peu affectée par cette simplification.
- Le modèle n'inclut pas les technologies avancées de récupération de chaleur sur air extrait, dont le couplage à un système de chauffage solaire est actuellement à l'étude. Ainsi, le modèle peut sous-évaluer les économies d'énergie potentielles qu'une combinaison récupération d'énergie sur air extrait/système solaire pourrait créer.
- Le modèle est spécifique à la technologie Solarwall® développée par Conserval Engineering et ne modélise pas les autres systèmes de chauffage solaire de l'air qui pourraient être disponibles sur le marché.
- Finalement, le modèle suppose que les bâtiments industriels ont un système de ventilation équilibré (c.-à-d. qu'il y a autant d'air extrait que d'apport d'air neuf) pour le calcul des économies par déstratification de l'air.

Pour la majorité des applications, ces limitations sont sans conséquence.

2.1 Économies attribuables à l'énergie solaire captée

L'énergie solaire incidente sur un capteur incliné doit être calculée à partir de données fournies par l'utilisateur, à savoir l'ensoleillement solaire quotidien sur une surface horizontale et un coefficient caractérisant l'opération du système. Ceci est détaillé dans la *section 2.1.1*. L'énergie saisie par le capteur solaire est calculée en multipliant l'ensoleillement incident



dans le plan du capteur par un rendement moyen de capteurs. Le calcul de ce rendement moyen est détaillé dans la section 2.1.2. Cependant, seulement une partie de l'énergie solaire captée sera utilisée. Le concept de fraction utile de l'énergie solaire associé à cette réalité est présenté dans la section 2.1.3.

2.1.1 Énergie solaire incidente totale

Pour chaque mois i , la quantité totale d'énergie solaire disponible au niveau du capteur solaire, $G_{capt,i}$, est calculée. Cette valeur est obtenue à partir de la moyenne quotidienne de l'énergie solaire incidente dans le plan du capteur $G_{inci,i}$, de la surface du capteur A_{capt} et du mode d'exploitation du système solaire du chauffage de l'air $f_{marche,i}$:

$$G_{capt,i} = G_{inci,i} A_{capt} f_{marche,i} \quad (1)$$

L'ensoleillement incident dans le plan du capteur $G_{inci,i}$ est obtenu à partir du rayonnement quotidien sur l'horizontale $G_{horz,i}$ (entré par l'utilisateur), en utilisant l'algorithme de Liu et Jordan (voir Duffie et Beckman, 1991; cet algorithme est également décrit dans le chapitre *Analyse de projets de chauffage solaire de l'eau* de ce manuel). La valeur du coefficient d'exploitation $f_{marche,i}$ montre l'importance du mode d'opération du système solaire sur le résultat des économies totales d'énergie. Il est calculé à partir de :

$$f_{marche,i} = n_{jours,i} f_{sys,i} \frac{h_{marche,jour}}{h_{soleil,i}} \frac{d_{marche}}{7} \quad (2)$$

où $n_{jours,i}$ est le nombre de jours du mois i , $f_{sys,i}$ est la portion d'utilisation du système dans le mois indiquant combien de jours dans ce mois le système sera réellement utilisé (entrée par l'utilisateur), $h_{marche,jour}$ est le nombre d'heures d'utilisation pendant les heures d'ensoleillement, $h_{soleil,i}$ est le nombre d'heures d'ensoleillement par jour pour le mois i , et d_{marche} est une valeur, entrée par l'utilisateur, qui correspond au nombre de jours d'utilisation par semaine.

Lorsque le système est à l'arrêt, l'énergie solaire ne peut pas être captée. C'est pourquoi, afin de tenir compte du mode hebdomadaire d'utilisation du système solaire, d_{marche} est divisé par les sept jours d'une semaine dans l'équation (2). Afin de comptabiliser le nombre d'heures effectives d'utilisation par jour, $h_{marche,jour}$ est divisé par le nombre d'heures d'ensoleillement au cours d'une journée « moyenne » du mois i ($h_{soleil,i}$); celui-ci est calculé par les formules de Duffie et Beckman (1991). On remarquera selon la saison et la latitude et pendant certains mois de l'année, que le nombre d'heures d'utilisation du système solaire entré par l'utilisateur (h_{marche}) peut être plus grand que le nombre d'heures d'ensoleillement moyen de ce mois ($h_{soleil,i}$). Dans ce cas de figure, le minimum des valeurs h_{marche} et $h_{soleil,i}$ est utilisé pour $h_{marche,jour}$.



Ce calcul introduit une approximation car on ne tient pas compte du temps réel d'utilisation du système solaire. En conséquence, l'intensité relative de l'ensoleillement à différents moments de la journée n'est pas non plus prise en compte. On suppose que les heures d'utilisation du système solaire sont réparties de manière symétrique par rapport au midi solaire.

2.1.2 Rendement moyen des capteurs solaires

On utilise l'énergie solaire incidente dans le plan d'un capteur solaire à micro-perforations pour chauffer ou préchauffer l'air (l'énergie est calculée par l'équation 1). Le rendement d'un capteur solaire micro-perforé dépend de plusieurs variables : les plus importantes sont le débit de l'air à travers le capteur solaire et la vitesse du vent à la surface de celui-ci. La **Figure 8** montre la relation entre le rendement du capteur et le débit de l'air à travers ce dernier pour différentes vitesses du vent.

La courbe de rendement d'un capteur solaire perforé (**Figure 8**) est décrite en détail dans le rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) : *Solar Air Heating Systems* (voir International Energy Agency, 1999). La courbe de rendement peut être établie à partir d'un bilan énergétique du collecteur (voir Carpenter et coll., 1999) et peut être exprimée de manière simplifiée (Version 2000). Si \dot{Q}_{capt} est le débit d'air à travers le capteur solaire et v'_{vent} la vitesse du vent à la surface du capteur, le rendement du capteur solaire η est donné par :

$$\eta = \frac{\alpha}{\left(1 + \frac{\left(\frac{20 v'_{vent}}{\dot{Q}_{capt}} \right) + 7}{\dot{Q}_{capt} \rho C_p (1 - 0,005 \dot{Q}_{capt})} \right)} \quad (3)$$

où α est le coefficient d'absorption de la surface du capteur solaire, ρ est la masse volumique de l'air (supposée constante et égale à 1,223 kg/m³), et C_p est la capacité calorifique de l'air (supposée constante et égale à 1,005 kJ/kg-°C).

Pour les besoins de l'analyse RETScreen, une corrélation a été faite entre la vitesse moyenne mensuelle du vent à la surface du capteur solaire v'_{vent} et la vitesse moyenne mensuelle d'écoulement libre du vent v_{vent} :

$$v'_{vent} = 0,35 v_{vent} \quad (4)$$

Le facteur de correction de la vitesse du vent est une valeur arbitraire qui ne tient pas compte de l'orientation du bâtiment ni d'éventuels obstacles l'abritant du vent.



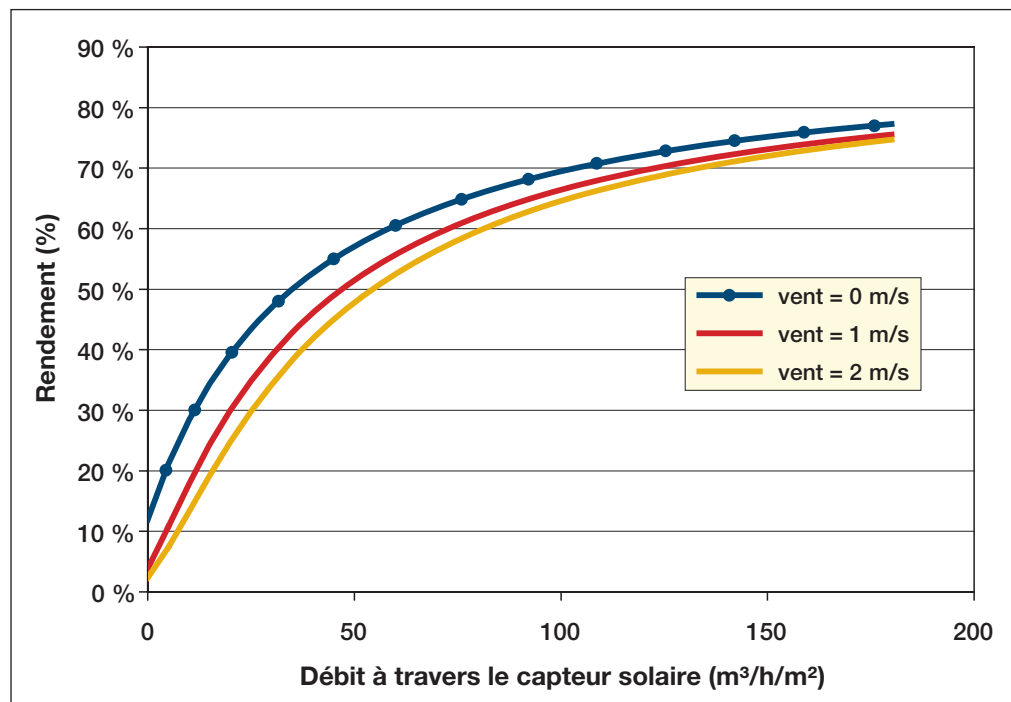


Figure 8 :
 Courbe de rendement d'un capteur solaire en fonction du débit qui le traverse par unité de surface (Version 2000).

2.1.3 Utilité de l'énergie solaire

Comme l'énergie solaire dans un système de chauffage solaire de l'air est utilisée pour des besoins de chauffage, il est probable qu'il y aura de nombreuses périodes pendant lesquelles l'énergie de l'air peut être captée sans avoir d'utilité dans le bâtiment, déjà suffisamment chauffé. C'est uniquement l'énergie qui peut contribuer à réduire la charge de chauffage qui doit être considérée comme *utile*. Lorsque de l'énergie solaire « inutile » est captée, la collecte de cette énergie est évitée, dans la plupart des systèmes de chauffage de l'air, en utilisant un registre de dérivation qui permet de prélever l'air directement de l'extérieur sans passer par le capteur solaire.

Pour cette simulation, un facteur d'utilisation $f_{utile,i}$ est introduit afin de déterminer la quantité d'énergie solaire qui contribue à générer des économies de chauffage. Pour calculer ce facteur d'utilisation, il faut déterminer d'une part l'élévation moyenne réelle de température à travers le capteur ($\Delta T_{réelle}$) et, d'autre part, l'élévation de température disponible (ΔT_{dispo}). Cette dernière représente l'augmentation de température de l'air lorsqu'il traverse le capteur solaire en supposant qu'il n'y a pas de limite de la température de sortie. L'élévation réelle de température est l'élévation de température, limitée par un système qui borne la température d'air fourni à une valeur maximale $T_{fournie,max}$. Le facteur d'utilisation $f_{utile,i}$ est alors :

$$f_{utile,i} = \frac{\Delta T_{réelle}}{\Delta T_{dispo}} \quad (5)$$



L'élévation de température disponible est calculée en prenant en compte le rendement du capteur solaire et le débit de l'air à travers celui-ci \dot{Q}_{capt} . Pour le mois i :

$$\Delta T_{dispo} = \frac{\eta G_{inci,i}}{\dot{Q}_{capt} \rho C_p h_{soleil,i}} \quad (6)$$

où ρ et C_p sont, comme décrit précédemment, la masse volumique et la capacité calorifique de l'air.

L'élévation réelle de température est limitée par les conditions imposées sur la température de l'air sortant des capteurs, aussi appelée *température fournie*. La température fournie réelle $T_{fournie,réelle}$ est limitée de manière à ne pas dépasser la température fournie maximale $T_{fournie,max}$ (entrée par l'utilisateur dans la cellule « Température maximale d'air chaud »). Les équations (7) à (9) montrent comment $\Delta T_{réelle}$ est calculée :

$$T_{fournie,dispo} = (T_{amb} + \Delta T_{décal}) + \Delta T_{dispo} \quad (7)$$

$$T_{fournie,réelle} = \min (T_{fournie,max}, T_{fournie,dispo}) \quad (8)$$

$$\Delta T_{réelle} = T_{fournie,réelle} - (T_{amb} + \Delta T_{décal}) \quad (9)$$

où $T_{fournie,dispo}$ est la température fournie disponible et T_{amb} est la température ambiante moyenne extérieure. $\Delta T_{décal}$ est un décalage de température de 3 °C ajouté à la température ambiante traduisant le fait que la température dans la journée est plus élevée que la température moyenne. Un résultat négatif n'est pas autorisé et si nécessaire, l'élévation réelle de température est mise à zéro.



2.1.4 Économies d'énergie imputables directement à l'énergie solaire

L'énergie solaire fournie sur une année, Q_{sol} , est obtenue en faisant la somme des contributions mensuelles :

$$Q_{sol} = \sum_{i=1}^{12} [\eta_i G_{capt,i} f_{utile,i}] \quad (10)$$

où le rendement moyen mensuel du capteur η_i est calculé à partir de l'équation (3), le montant total de l'énergie solaire utilisable par le capteur $G_{capt,i}$ est donné par l'équation (1) et le facteur d'utilisation $f_{utile,i}$ est calculé par l'équation (5).

2.2 Économies d'énergie suite à la récupération des pertes thermiques à travers l'enveloppe d'un bâtiment

Quand un système de chauffage solaire de l'air est installé sur un bâtiment, il est possible de récupérer les pertes thermiques à travers l'enveloppe du bâtiment au niveau du capteur solaire. Si le capteur n'est pas opérationnel, le léger bénéfice est attribuable au fait que le capteur génère une petite augmentation de la valeur RSI (résistance thermique) du mur du bâtiment. Le modèle estime que la récupération d'énergie des pertes à travers l'enveloppe du bâtiment se fait de trois manières : pendant l'utilisation dans la journée, lors de l'utilisation nocturne et à l'arrêt de système. Le montant net des économies d'énergie $Q_{récup}$ est calculé simplement par la sommation de ces trois valeurs :

$$Q_{récup} = \sum_{i=1}^{12} [(Q_{récup,marche,jour,i} + Q_{récup,marche,nuit,i}) f_{sys,i} + Q_{récup,arrêt,i}] \quad (11)$$

où $Q_{récup,marche,jour,i}$ est la quantité de chaleur récupérée pendant la journée lorsque le système de ventilation est en marche pour le mois i , $Q_{récup,marche,nuit,i}$ est la quantité de chaleur récupérée pendant la nuit lorsque le système de ventilation est en marche pour le mois i , $Q_{récup,arrêt,i}$ est la quantité de chaleur récupérée pendant l'arrêt du système de ventilation pour le mois i . Enfin, $f_{sys,i}$ est la portion d'utilisation du système dans le mois i (valeur entrée par l'utilisateur). Ces trois valeurs de récupération d'énergie sont calculées à l'aide des formules suivantes :

$$Q_{récup,marche,jour,i} = \frac{d_{marche}}{7} n_{jours,i} h_{marche,jour,i} \left[\frac{A_{capt}}{R_{mur}} (T_{in} - T_{eff,i}) \right] \quad (12)$$



$$Q_{\text{récup,marche,nuit},i} = \frac{d_{\text{marche}}}{7} n_{\text{jours},i} h_{\text{marche,nuit},i} \left[\frac{A_{\text{capt}}}{R_{\text{mur}}} (T_{\text{in}} - T_{\text{amb},i}) \right] \quad (13)$$

$$Q_{\text{récup,arrêt},i} = \frac{d_{\text{marche}}}{7} n_{\text{jours},i} (24 - h_{\text{marche}}) \left[\left(\frac{A_{\text{capt}}}{R_{\text{mur}}} - \frac{A_{\text{capt}}}{R_{\text{mur}} + R_{\text{capt}}} \right) (T_{\text{in}} - T_{\text{amb},i}) \right] \quad (14)$$

où $n_{\text{jours},i}$ est le nombre de jours du mois i , $h_{\text{marche,jour}}$ est le nombre d'heures d'utilisation diurne, $h_{\text{marche,nuit}}$ le nombre d'heures d'utilisation nocturne et h_{marche} le nombre d'heures d'utilisation totale ($h_{\text{marche}} = h_{\text{marche,jour},i} + h_{\text{marche,nuit},i}$). R_{mur} est une valeur caractérisant l'isolation thermique de l'enveloppe du bâtiment (entrée par l'utilisateur), A_{capt} est la surface du capteur solaire et R_{capt} est la valeur supplémentaire d'isolation thermique du capteur solaire, considérée égale à $0,33 \text{ m}^2\text{°C/W}$. T_{in} est la température maintenue à l'intérieur du bâtiment (fixée à 21 °C), $T_{\text{amb},i}$ est la température ambiante moyenne extérieure pour le mois i . Enfin, $T_{\text{eff},i}$ représente une « température effective » vis-à-vis laquelle le mur du bâtiment perd sa chaleur. Des résultats observés expérimentalement suggèrent que les échanges de chaleur à travers le mur du bâtiment sont pour les deux-tiers imputables à la température du collecteur et pour un-tiers à la température ambiante; donc:

$$T_{\text{eff},i} = \frac{2}{3} T_{\text{capt}} + \frac{1}{3} T_{\text{amb},i} \quad (15)$$

où T_{capt} est la température de sortie du capteur pour le mois i .

2.3 Économies d'énergie par déstratification de l'air

Les économies d'énergie par déstratification de l'air n'apparaissent typiquement que dans les systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments industriels. Comme les plafonds sont élevés, l'air chaud s'accumule en hauteur. Le système de ventilation, qui apporte de l'air plus frais, permet de mélanger cet air à la poche d'air chaud accumulé et réduit ainsi le gradient de température entre le plancher et le plafond. Par conséquent, il y a moins de pertes de chaleur à travers la toiture et au niveau des extracteurs d'air (en toiture). Les économies d'énergie qui en découlent $Q_{\text{déstrat}}$ sont données par :

$$Q_{\text{déstrat}} = \sum_{i=1}^{12} \left[\frac{d_{\text{marche}}}{7} n_{\text{jours},i} f_{\text{sys},i} h_{\text{marche}} (T'_{\text{strat}} - T_{\text{strat}}) \left(\dot{Q}_{\text{concep}} \rho C_p + \frac{A_{\text{bât}}}{R_{\text{toit}}} \right) \right] \quad (16)$$



où T_{strat} est la température de l'air au niveau du plafond avant l'installation du système de chauffage solaire de l'air, T'_{strat} est la température de l'air au niveau du plafond après l'installation du système de chauffage solaire de l'air, \dot{Q}_{concep} est le débit de conception de l'air passant à travers le capteur solaire², A_{bat} est la surface totale du plancher du bâtiment et R_{toit} est la résistance thermique de la toiture (les autres variables ont la même signification que dans les sections précédentes). T_{strat} est spécifiée par l'utilisateur; T'_{strat} est supposée dépendre de T_{strat} par une relation représentée graphiquement à la **Figure 9**. Après l'installation du système de chauffage solaire de l'air, il est estimé que la stratification est réduite d'au moins 25 % et n'excède pas 5 °C.

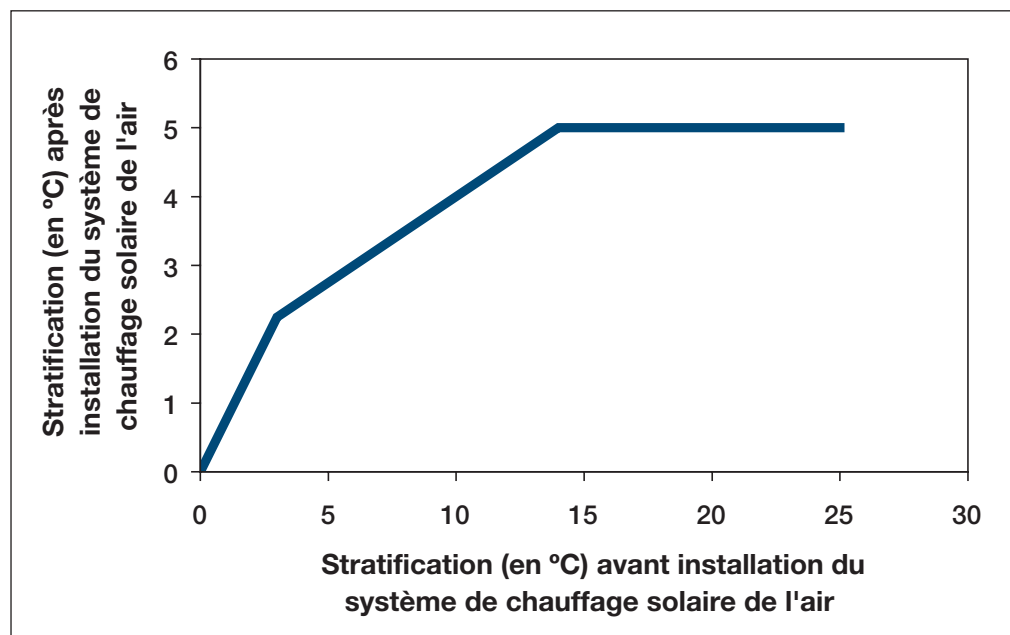


Figure 9 :

Effet de l'installation d'un système de chauffage solaire de l'air sur la stratification de l'air d'un bâtiment.

2.4 Économies d'énergie pour les systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments autres qu'industriels

Dans les applications autres qu'industrielles, le débit à travers le capteur solaire \dot{Q}_{capt} est supposé constant et égal à la valeur de débit spécifié par l'utilisateur \dot{Q}_{concep} . Ainsi, le calcul des économies d'énergie est direct : le rendement du capteur solaire est calculé à partir de l'équation (3), en considérant $\dot{Q}_{capt} = \dot{Q}_{concep}$ dans l'équation. L'énergie solaire fournie lors d'une année Q_{sol} est calculée avec l'équation (10) et les économies annuelles d'énergie par récupération des pertes à travers l'enveloppe du bâtiment Q_{recup} sont calculées

2. L'air extrait du bâtiment est supposé avoir un débit égal à celui de l'apport d'air neuf produit par le système solaire et ces deux systèmes fonctionnent en phase.



avec l'équation (11) sauf dans le cas des systèmes de production de chaleur pour procédé industriel où cette dernière quantité est supposée nulle.

Finalement, l'énergie supplémentaire consommée par le ventilateur du système solaire Q_{venti} est calculée par :

$$Q_{venti} = P_{venti} A_{capt} \frac{d_{marche}}{7} h_{marche} 365 \quad (17)$$

où P_{venti} est la puissance supplémentaire du ventilateur du système solaire par unité de surface du capteur solaire. Q_{venti} peut être une valeur positive ou négative et affecte en conséquence les économies d'énergie. Le montant total d'énergie renouvelable fournie $Q_{fournie}$ est obtenu par sommation des quantités d'énergies solaires captées et des quantités d'énergies dues à la récupération des pertes thermiques, en soustrayant l'énergie supplémentaire consommée par le ventilateur du système solaire :

$$Q_{fournie} = Q_{sol} + Q_{récup} - Q_{venti} \quad (18)$$

La production d'énergie par unité de surface du capteur solaire, η_{sys} , est obtenue en divisant le montant total d'énergie renouvelable fournie par la surface du capteur :

$$\eta_{sys} = \frac{Q_{fournie}}{A_{capt}} \quad (19)$$

2.5 Économies d'énergie pour les systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments industriels

Le cas des systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments industriels est légèrement plus compliqué que celui des systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments non-industriels. Dans les applications commerciales, résidentielles ou dans le cas d'applications de production de chaleur pour procédés industriels, le débit d'air à travers le capteur est constant. Cependant, dans le chauffage des bâtiments industriels, un registre de « recirculation » est incorporé dans le compartiment du ventilateur pour mélanger de l'air intérieur avec de l'air neuf, afin de maintenir la température de l'air fourni constante. Le pourcentage d'air intérieur (recirculé) et d'air neuf (provenant de l'extérieur à travers le système solaire) varie continuellement avec les changements de la température de l'air fourni par le capteur solaire. Par conséquent, le débit d'air à travers le capteur varie, ce qui fait que le rendement du capteur solaire (voir équation 3) ainsi que l'élévation de la température à travers le cap-



teur solaire (voir équation 6) varient aussi. Comme il est impossible de calculer une de ces quantités sans connaître l'autre, on est obligé d'avoir un algorithme itératif pour savoir sur quel point de la courbe de la **Figure 8** on se trouve.

Par simplicité, le logiciel RETScreen effectue trois itérations. Tout d'abord, le débit traversant le capteur solaire $\dot{Q}_{capt}^{(1)}$ est estimé à l'aide de l'équation suivante qui fournit une estimation acceptable :

$$\dot{Q}_{capt}^{(1)} = \min \left(1, \frac{7,5}{\max(0, (T_{fournie} - T_{amb}))} \right) \dot{Q}_{concep} \quad (20)$$

où \dot{Q}_{concep} est le débit d'air de conception traversant le capteur solaire, $T_{fournie}$ est la température de l'air fourni et désirée pour l'alimentation en air neuf et T_{amb} est la température de l'air extérieur pour le mois considéré. Un rendement initial $\eta^{(1)}$ est alors obtenu à partir de l'équation (3) en écrivant $\dot{Q}_{capt} = \dot{Q}_{capt}^{(1)}$. Une première itération de l'élévation de température à travers le capteur solaire est alors obtenue par l'équation (6). La température de l'air fourni correspondante est alors déterminée et limitée à la température maximale désirée $T_{fournie,max}$ en utilisant les équations (7) à (9). A partir de la nouvelle valeur de l'élévation réelle de température $T_{réelle}^{(1)}$, une deuxième estimation du débit d'air à travers le capteur solaire est alors obtenue :

$$\dot{Q}_{capt}^{(2)} = \left(\frac{T_{recirc} - T_{fournie}}{T_{recirc} - T_{réelle}^{(1)}} \right) \dot{Q}_{concep} \quad (21)$$

où T_{recirc} est la température de recirculation, égale à la moyenne de la température du point de consigne (21 °C) et de la température de l'air au niveau du plafond. Ce procédé d'itération est répété jusqu'à ce que les valeurs $\dot{Q}_{capt}^{(3)}$ et $\eta^{(3)}$ soient établies. On utilise alors, dans l'équation (10), le rendement du capteur solaire obtenu afin de calculer l'énergie solaire totale captée.

Le reste des calculs est alors identique à ceux effectués dans le cas des systèmes non-industriels (voir équations 17 à 19), sauf que la quantité d'énergie renouvelable fournie $Q_{fournie}$ inclut alors les économies d'énergie obtenues par la déstratification; ainsi l'équation (18) est remplacée par l'équation (22) :

$$Q_{fournie} = Q_{sol} + Q_{recup} + Q_{destrat} - Q_{venti} \quad (22)$$

où $Q_{destrat}$ représente les économies d'énergie obtenues par déstratification de l'air, calculées par l'équation (16).



2.6 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air, y compris des experts en modélisation des systèmes de chauffage solaire de l'air, des ingénieurs experts des coûts, des spécialistes de la modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels de l'analyse financière et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente donc des exemples de validation qui ont été effectuées. Les prédictions du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air ont été comparées aux résultats d'un programme de simulation horaire, ainsi qu'à des données mesurées pour des installations réelles de systèmes de chauffage solaire de l'air.

Le modèle RETScreen (Version 2000) pour projets de chauffage solaire de l'air utilise les paramètres de conception du système et des données météorologiques mensuelles afin de déterminer les économies d'énergie annuelles. Le concept est similaire à celui utilisé dans le logiciel SWift™ développé par le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET-Ottawa de Ressources naturelles Canada (Carpenter et coll., 1999; Enermodal, 1999). Le programme SWift est un programme de simulation détaillée, utilisé pour analyser les systèmes de chauffage solaire de l'air. SWift calcule les performances du système sur une base horaire avec des équations issues des principes fondamentaux de la thermodynamique, comme la loi de Fourier. L'analyse mensuelle appliquée par RETScreen est basée sur des corrélations plus empiriques, elle est donc par définition un peu plus approximative.

Actuellement, le programme SWift est l'un des modèles les plus sophistiqués disponible pour analyser les systèmes de capteurs solaires perforés. Par conséquent, ce programme a été utilisé comme base de référence et d'évaluation des performances du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air. La validation du modèle RETScreen a été faite par comparaison avec SWift et aussi par rapport à des données de performances de systèmes réels. Deux villes canadiennes ont été choisies pour cette comparaison : Toronto (Ontario) pour son climat assez tempéré et sa latitude moyenne et Winnipeg (Manitoba) pour son climat nordique plus froid. Les deux villes possèdent des installations de chauffage solaire de l'air pour lesquelles on a pu disposer de données observées.

Pour chaque ville, trois configurations de conceptions différentes ont été testées et comparées, sur une base annuelle, aux prévisions de SWift. La configuration de chauffage de l'air pour procédé industriel n'a pas été testée car elle était très similaire aux systèmes de type commercial. Les données météorologiques horaires utilisées par SWift ont été converties en données mensuelles afin d'être utilisables par RETScreen et éviter ainsi les différences entre les données-sources. Les principaux paramètres de la simulation étaient :

- Bâtiment : Surface au plancher = 1 200 m²; isolation des murs et du plafond (RSI) = 1,0 m²-°C/W; heures de fonctionnement = 7 jours/semaine, 10 heures/jour.
- Collecteur : Couleur noire; surface = 100 m²; débit d'air = 4 000 L/s.



La comparaison des économies d'énergie annuelles moyennes prédites par les programmes RETScreen et SWift pour Toronto est présentée dans le **Tableau 1**. Dans tous les cas, la différence entre les résultats de SWift et ceux de RETScreen est acceptable. Le plus grand écart est de 9 % et s'applique au cas du rendement élevé. Les prédictions d'économies d'énergie par le modèle RETScreen ne semblent pas être systématiquement sur-évaluées ou sous-évaluées par rapport au modèle SWift.

Type de bâtiment (objectif de conception)	RETScreen [kWh/m ² /j]	SWift [kWh/m ² /j]	Différence
Type industriel (forte hausse de température)	1,23	1,21	2 %
Type industriel (rendement élevé)	1,64	1,79	-8 %
Type commercial (rendement élevé)	1,39	1,28	9 %

Tableau 1 : Comparaison des économies d'énergie calculées par RETScreen et SWift en utilisant les données météorologiques de Toronto.

Les données réellement observées pour un système de chauffage solaire de l'air procurant une forte hausse de température dans la région de Toronto montrent que la moyenne des économies d'énergie pour les mois de janvier à avril était de 2,03 kWh/m²/j. Le modèle RETScreen prévoyait pour ces quatre mois une moyenne de 2,14 kWh/m²/j soit 5 % de plus que les valeurs réellement observées. Cependant, on peut noter que les conditions météorologiques réelles durant la période de monitoring ne sont pas identiques aux données météorologiques moyennes, utilisées par le modèle.

Les résultats de simulation utilisant les données météorologiques de Winnipeg sont présentées dans le **Tableau 2**. Ici encore, l'écart reste dans des limites acceptables. Les économies d'énergie prédites par RETScreen pour le système à forte hausse de température sont inférieures aux prédictions de SWift. Une raison possible de cette sous-estimation est que la courbe de rendement en fonction du débit du capteur solaire (sur laquelle le modèle RETScreen s'appuie) chute rapidement pour les faibles débits. Un système fonctionnant en climat froid avec une forte hausse de température devrait normalement avoir un rendement plus faible car les débits dans les capteurs solaires sont, en moyenne, inférieurs.

Type de bâtiment (objectif de conception)	RETScreen [kWh/m ² /j]	SWift [kWh/m ² /j]	Différence
Type industriel (forte hausse de température)	1,40	1,64	-15 %
Type industriel (rendement élevé)	2,00	2,20	-9 %
Type commercial (rendement élevé)	2,03	1,93	5 %

Tableau 2 : Comparaison des économies d'énergie calculées par RETScreen et SWift en utilisant les données météorologiques de Winnipeg.



Le système dont les performances ont été suivies à Winnipeg, est une installation à rendement élevé quelque peu différente de celles habituellement modélisées par RETScreen en ce qui concerne la taille et les heures de fonctionnement. Les informations réellement observées donnaient des moyennes annuelles d'économies d'énergie de l'ordre de 1,50 kWh/m²/j alors que RETScreen prédisait 2,00 kWh/m²/j, soit une sur-estimation de 33 %. Là encore, des données météorologiques moyennes avec RETScreen ont été utilisées plutôt que des données réellement observées, ce qui rend la comparaison un peu moins valide.

Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air, la feuille de calcul *Ressource solaire* comprend des colonnes cachées qui contiennent les valeurs des économies d'énergie mensuelles (une colonne par type d'économie d'énergie). Le programme SWift rapporte aussi les valeurs mensuelles pour chaque type d'économies d'énergie. Pour une comparaison détaillée, les valeurs mensuelles des économies d'énergie prédites par chaque programme ont été schématisées. Une comparaison mensuelle des économies totales pour un bâtiment industriel (haute élévation de température) à Toronto est présentée à la **Figure 10**. Cette figure montre qu'il y a une assez bonne corrélation, mois par mois, entre les modélisations de SWift et RETScreen pour le système de chauffage solaire de l'air pour bâtiments industriels. Pendant la saison de chauffage, les économies d'énergie seraient un peu plus faibles selon RETScreen mais elles semblent compensées par des prédictions plus optimistes en mi-saison, ce qui conduit à une estimation annuelle acceptable.

Une comparaison mensuelle des économies totales pour un immeuble commercial (haut rendement) à Winnipeg est présentée dans la **Figure 11**. Elle montre un accord mois-par-mois encore meilleur entre RETScreen et SWift pour la modélisation des systèmes de chauffage pour les systèmes commerciaux/résidentiels. Les profils mensuels ne diffèrent pas sensiblement entre les analyses de RETScreen et de SWift.

La comparaison des prédictions du modèle RETScreen à des données réelles, ainsi que la comparaison modèle-à-modèle faite avec l'outil de simulation horaire SWift, confirment que RETScreen est un instrument adéquat pour les études de préfaisabilité de projets de chauffage solaire de l'air.

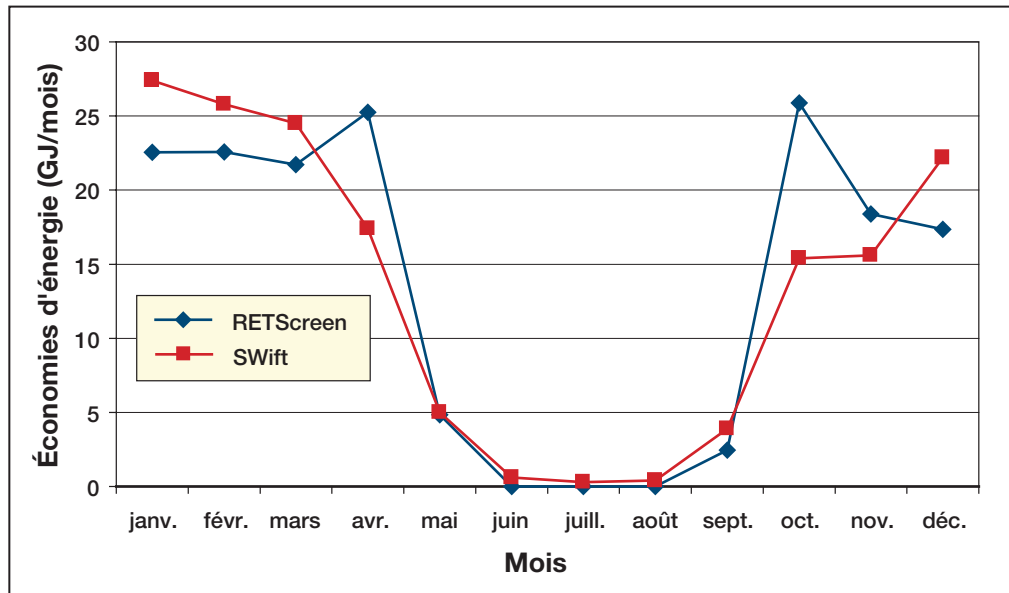


Figure 10 :

Comparaison des économies d'énergie annuelles calculées par RETScreen et SWift (bâtiment industriel, Toronto).

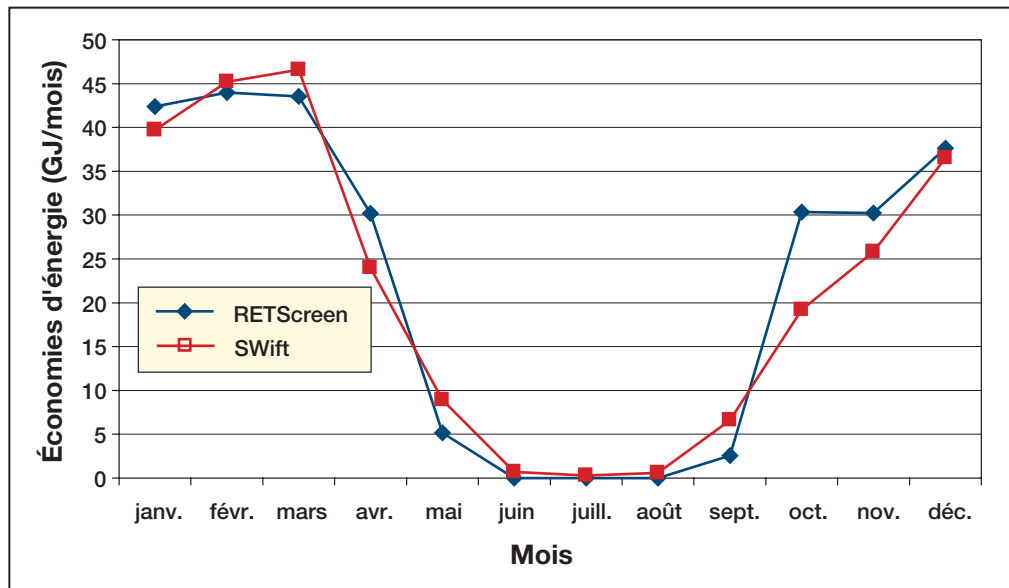


Figure 11 :

Comparaison des économies d'énergie annuelles calculées par RETScreen et SWift (bâtiment commercial, Winnipeg).



2.7 Sommaire

Dans cette section, les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen de chauffage solaire de l'air ont été étudiés en détail. Le modèle calcule les économies d'énergie découlant de l'installation d'un système de capteurs solaires micro-perforés. Les économies d'énergie sont la somme de l'énergie solaire captée, des économies d'énergie suites à la récupération des pertes thermiques à travers l'enveloppe du bâtiment et des économies attribuables à la dés-stratification de l'air dans les bâtiments industriels. En fonction du type de système considéré, seulement une partie de ces économies s'applique : les systèmes pour procédés industriels bénéficient uniquement des gains solaires directs, les systèmes pour bâtiments de type commercial ou résidentiel bénéficient aussi des économies d'énergie suites à la récupération des pertes thermiques à travers l'enveloppe du bâtiment et les systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments industriels ont les trois modes d'économies d'énergie. Les gains directs d'énergie solaire sont calculés à l'aide d'une courbe empirique donnant le rendement des capteurs solaires. Les autres économies d'énergie sont évaluées simplement à partir de bilans énergétiques utilisant des valeurs mensuelles moyennes. Le calcul des économies d'énergie globales est très simple dans les cas des systèmes commerciaux et résidentiels et dans le cas des systèmes pour des procédés industriels, pour lesquels le débit de l'air du capteur solaire est établie à la conception. Le calcul est plus complexe dans le cas des systèmes de chauffage de l'air pour bâtiments industriels car le débit d'air à l'intérieur du capteur solaire varie en fonction du pourcentage d'air qui recircule et puisqu'il requière une procédure itérative.

En dépit des simplifications introduites, la comparaison des prédictions du modèle RETScreen aux résultats d'un modèle de simulation horaire, ainsi qu'à des données mesurées, montre que la précision du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'air est excellente en ce qui concerne la préparation d'études de préfaisabilité. Ceci est particulièrement vrai si l'on considère que RETScreen ne requiert que 12 données météorologiques, contre 8 760 données pour les modèles de simulation horaires.





RÉFÉRENCES

Carpenter, S., Daniels, S., Kemp, S., Kokko, J. and Van Decker, G., ***New Tools for Assessing the Performance of Solar Ventilation Air Heating Systems***, Proc. 8th Biannual Conference on Solar Energy in High Latitudes (North Sun '99), incorporating the 25th Annual Conference of the Solar Energy Society of Canada Inc. (SESCI), Edmonton, AB, Canada, 1999.

Duffie, J.A. and Beckman, W.A., ***Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd Edition***. John Wiley & Sons, 1991.

Énergie, mines et ressources Canada (EMR), ***Heating and Cooling Equipment (Steam and Water)***, Energy Management Series 9, 1985.

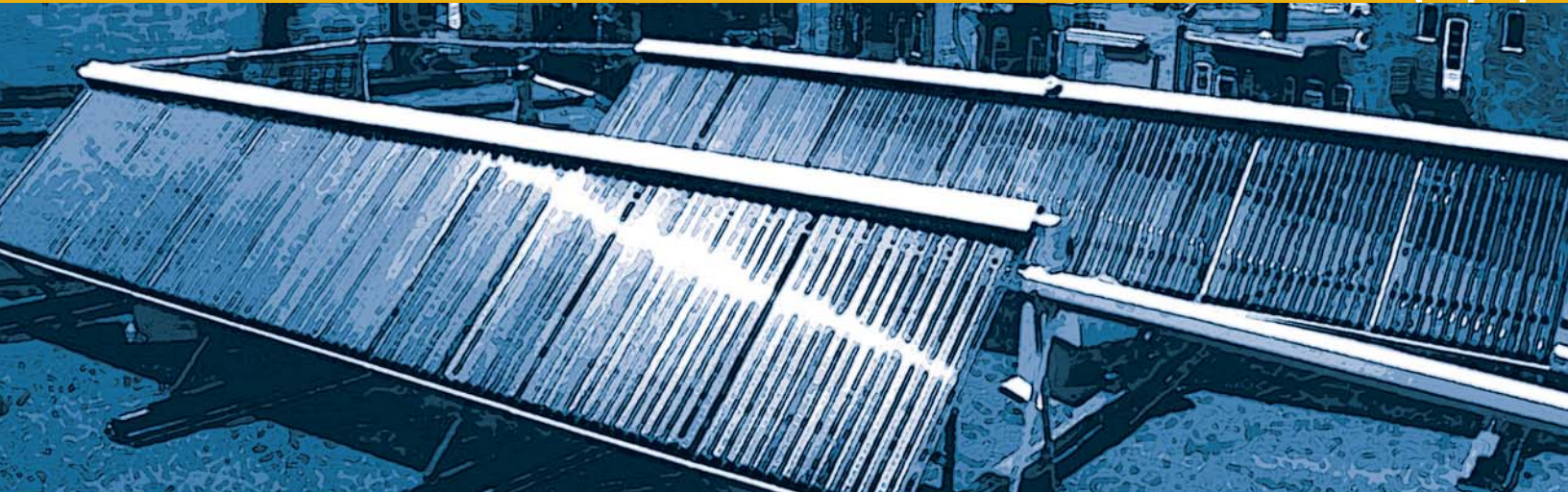
Enermodal Engineering Limited, ***The Market for Solar Preheated Ventilation Systems in Canadian Remote Communities***, rapport préparé pour Ressources naturelles Canada, 1997.

Enermodal, ***The SWift computer program***, disponible de Enermodal Engineering Limited, 650 Riverbend Drive, Kitchener, ON, Canada, N2K 3S2, 1999.

International Energy Agency, ***Low Cost, High Performance Solar Air-Heating Systems Using Perforated Absorbers: A Report of Task 14 – Air Systems Working Group***, Morse Associates Inc., Washington, DC, USA, 1999.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75479-4

N° de catalogue : M39-101/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU	5
1.1	Marché des systèmes de chauffage solaire de l'eau	6
1.1.1	Production d'eau chaude	6
1.1.2	Cas des piscines	8
1.2	Description des systèmes de chauffage solaire de l'eau	9
1.2.1	Capteurs solaires	10
1.2.2	Infrastructures connexes	13
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU	15
2.1	Variables environnementales	18
2.1.1	Notions de base sur l'énergie solaire	18
2.1.2	Rayonnement solaire sur un plan incliné	20
2.1.3	Température de la voûte céleste	21
2.1.4	Température de l'eau froide	22
2.1.5	Estimation des besoins en chauffage	26
2.2	Capteurs solaires	26
2.2.1	Capteurs vitrés ou à tubes sous vide	27
2.2.2	Capteurs sans vitrage	27
2.2.3	Coefficients correcteurs de l'angle d'incidence	29
2.2.4	Pertes dans la tuyauterie et le réservoir de stockage	29
2.2.5	Pertes attribuables à la neige et aux salissures	30
2.3	Production d'eau chaude sanitaire : méthode f-Chart	30
2.4	Méthode du potentiel d'utilisation	33
2.4.1	Principe de la méthode du potentiel d'utilisation	33
2.4.2	Facteur géométrique \bar{R}/R_n	35
2.4.3	Nombre sans dimension caractérisant le niveau d'ensoleillement critique \bar{X}_c	36
2.4.4	Moyenne mensuelle du potentiel d'utilisation quotidien $\bar{\phi}$	37
2.5	Modèle pour les piscines	37
2.5.1	Environnement climatique de la piscine	38
2.5.2	Gains solaires passifs	40
2.5.3	Pertes par évaporation	44
2.5.4	Pertes par convection	45
2.5.5	Pertes par radiation	45
2.5.6	Pertes thermiques attribuables à l'eau de renouvellement de la piscine	46
2.5.7	Pertes par conduction	47





2.5.8	Gains solaires actifs	47
2.5.9	Bilan énergétique	47
2.6	Autres calculs.	48
2.6.1	Surface proposée des capteurs solaires	48
2.6.2	Énergie de pompage	49
2.6.3	Production annuelle d'énergie au m ² , rendement du système solaire et taux de recouvrement de la charge.	50
2.7	Validation	50
2.7.1	Production d'eau chaude sanitaire – comparaison avec un modèle horaire et des données monitorées.	50
2.7.2	Cas des piscines – comparaison avec un modèle horaire et des données monitorées	54
2.8	Sommaire.	58
	RÉFÉRENCES	59





CHAPITRE

ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de chauffage solaire de l'eau avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE - PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU¹

L'idée d'utiliser l'énergie solaire pour chauffer de l'eau n'est pas nouvelle. Depuis plus d'un siècle, de nombreuses régions du monde utilisent des chauffe-eau solaires rudimentaires. Il s'agit de simples réservoirs peints en noir. Les techniques pour tirer bénéfice de l'énergie solaire ont été grandement améliorées au siècle dernier; aujourd'hui, il y a plus de



Figure 1 :

*Tubes sous vide à caloduc,
Tibet, Chine.*

Crédit photo :

Alexandre Monarque

1. Une partie du texte est une traduction tirée du rapport suivant : Marbek Resource Consultants, **Solar Water Heaters : A Buyer's Guide**, rapport préparé pour Énergie, mines et ressources Canada, 1986.

30 millions de m² de capteurs² solaires installés dans le monde. Des centaines de milliers de systèmes solaires de chauffage de l'eau utilisant les technologies les plus récentes, comme celui montré à la **Figure 1**, sont en opération dans de nombreux pays comme la Chine, l'Inde, l'Allemagne, le Japon, l'Australie et la Grèce. De fait, dans certains pays (en Israël par exemple) la loi requiert que des systèmes de chauffage solaire de l'eau soient installés dans tout nouveau projet de construction.

En plus des économies d'énergie, il y a d'autres avantages à utiliser un chauffe-eau solaire. La plupart des chauffe-eau solaires sont installés avec un réservoir supplémentaire de stockage de l'eau chaude placé en amont du chauffe-eau conventionnel. Cette réserve additionnelle augmente la fiabilité d'approvisionnement en eau chaude. Il existe des chauffe-eau solaires 100 % autonomes qui fonctionnent même sans électricité. L'approvisionnement en eau chaude ne dépend plus du réseau électrique mais des conditions d'ensoleillement. Les systèmes de chauffage solaire de l'eau peuvent aussi être utilisés pour chauffer directement l'eau des piscines, avec comme conséquence l'extension de la saison d'utilisation des piscines extérieures.

1.1 Marché des systèmes de chauffage solaire de l'eau

Le marché du chauffage solaire de l'eau peut être classé selon l'usage final de l'eau chaude produite. Les utilisations les plus courantes sont la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage des piscines.

1.1.1 Production d'eau chaude

Il existe de nombreuses applications de production d'eau chaude sanitaire. L'application la plus courante est l'utilisation de systèmes de chauffage solaire d'eau chaude domestique, qui sont généralement vendus en systèmes prêts à l'emploi ou en kits standards, comme montré à la **Figure 2**.



Figure 2 :

*Système de production
d'eau chaude domestique
(thermosiphon) en Australie.*

Crédit photo :

The Australian Greenhouse Office

2. Le terme anglais « collector » a été traduit en français par le terme « capteur » bien que ce dernier soit considéré, au même titre que le terme « collecteur », comme un quasi-synonyme du terme officiellement proposé : « insolateur » (Office québécois de la langue française, **Le grand dictionnaire terminologique**, 1984). Cette préférence est basée sur l'utilisation largement répandue du terme privilégié et sur la difficulté de référencier adéquatement le terme officiel via d'autres sources à l'international.

D'autres usages courants incluent l'eau chaude pour usages commerciaux ou institutionnels, pour les immeubles d'habitation (voir **Figure 3**), les copropriétés, les développements résidentiels (voir **Figure 4**) ainsi que dans les écoles, les dispensaires médicaux, les hôpitaux, les immeubles à bureaux, les restaurants et les hôtels.

Les petites applications commerciales ou industrielles telles que les lave-autos, les buanderies ou les fermes piscicoles, sont d'autres applications typiques du chauffage solaire de l'eau. La **Figure 5** montre un système de chauffage solaire de l'eau à la ferme Rosewall Creek en Colombie-Britannique, au Canada. Cette ferme d'élevage d'alevins de saumon compte 260 m² de capteurs solaires sans vitrage qui chauffent l'eau de renouvellement des bassins d'élevage et qui aident à augmenter la productivité estivale de l'installation d'aquaculture. Des réservoirs tampons permettent de régulariser la température de la nouvelle eau avant de l'injecter dans les bassins d'élevage. L'investissement dans ce système particulier a été récupéré en 5 ans.



Figure 3 :

Capteurs solaires plans vitrés intégrés à un immeuble d'habitation.

Crédit photo :

Chromagen



Figure 4 :

Développement résidentiel, Kunhsbacka, Suède.

Crédit photo :

Alpo Winberg/Solar Energy Association of Sweden

Des systèmes de chauffage solaire de l'eau peuvent aussi être utilisés pour les grandes charges industrielles ou pour fournir de l'énergie à des réseaux de chauffage urbain. De nombreux grands systèmes ont été installés en Europe septentrionale et en d'autres endroits.



Figure 5 :
Projet de chauffage solaire de l'eau dans une ferme productrice d'alevins de saumon, Canada.

Crédit photo :
Ressources naturelles Canada

1.1.2 Cas des Piscines

Un système solaire de chauffage de l'eau peut également régulariser la température de l'eau d'une piscine, prolongeant ainsi la saison d'utilisation tout en économisant sur l'énergie de source conventionnelle. Le principe de base de ces systèmes est similaire à celui des chauffe-eau présentés précédemment, à la différence que le réservoir de stockage est le bassin même de la piscine. Pour une piscine extérieure d'usage saisonnier, un système solaire bien conçu pourra éliminer la nécessité d'un chauffe-piscine auxiliaire. C'est généralement l'eau de la piscine qui est pompée directement dans les capteurs solaires par le système de filtration existant.

Les applications de chauffage solaire pour les piscines vont, en taille, des petites piscines extérieures utilisées l'été seulement, comme celle montrée à la **Figure 6**, jusqu'aux piscines intérieures de dimensions olympiques en opération 12 mois par année.



Figure 6 :
Système de chauffage de piscine avec capteur solaire sans vitrage aux États-Unis.

Crédit photo :
Aquatherm Industries/ NREL Pix



Il y a une forte demande pour les systèmes de chauffage de piscines. Aux États-Unis par exemple, le plus grand nombre de capteurs solaires vendus sont des capteurs sans vitrage pour des applications de chauffage de piscines.

En ce qui concerne le marché des applications pour eau chaude sanitaire et pour chauffage de piscines, il y a un certain nombre de facteurs qu'il faut prendre en considération pour voir si un projet particulier a un potentiel raisonnable de succès commercial et une bonne chance de réussite lors de la mise en œuvre. Ces facteurs comprennent : une forte demande d'eau chaude afin de réduire l'importance relative des coûts fixes du projet; un coût élevé de l'énergie locale; des sources d'énergie conventionnelle peu fiables; et/ou un fort intérêt environnemental de la part du client potentiel et des autres intervenants dans le projet.

Le modèle RETScreen® International pour projets de chauffage solaire de l'eau

Le modèle Chauffage solaire de l'eau de RETScreen® International peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour trois applications de chauffage : eau domestique, procédés industriels et piscine (intérieure et extérieure), allant des petits systèmes résidentiels aux larges systèmes commerciaux, institutionnels et industriels.

1.2 Description des systèmes de chauffage solaire de l'eau

Les systèmes de chauffage solaire de l'eau utilisent des capteurs solaires et une unité de pompage pour transférer la chaleur à la charge, en général par l'intermédiaire d'un réservoir de stockage. L'unité de pompage comprend la ou les pompes (utilisées pour faire circuler le fluide caloporteur entre les capteurs et le réservoir de stockage) et des équipements de contrôle et de sécurité. Un système de chauffage solaire de l'eau convenablement conçu peut fonctionner quand la température extérieure est bien en dessous du point de congélation (zéro Celsius) et, s'il est protégé contre les risques de surchauffe, les jours chauds et ensoleillés. De nombreux systèmes ont également un chauffage auxiliaire de sorte que les besoins en eau chaude du client sont satisfaits même lorsqu'il n'y a pas assez de soleil. La **Figure 7** illustre les trois fonctions de base d'un chauffe-eau solaire :

- **la collecte d'énergie solaire** : le rayonnement solaire est « capté » puis transformé en chaleur par un capteur solaire;
- **le transfert d'énergie** : un fluide caloporteur transfère la chaleur générée par le capteur solaire à un réservoir de stockage thermique; la circulation est naturelle (systèmes à thermosiphon) ou forcée en utilisant un circulateur (pompe à faible tête de pression); et
- **le stockage** : l'eau chaude est stockée jusqu'à son utilisation dans un réservoir souvent placé dans la chambre mécanique d'un bâtiment ou en toiture dans le cas d'un système à thermosiphon.



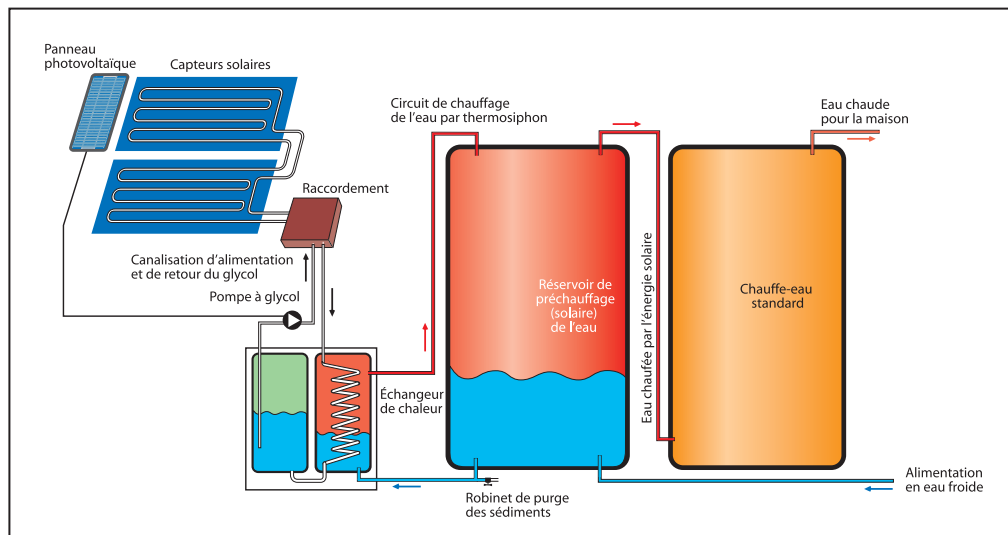


Figure 7 :
Schéma d'un système solaire résidentiel typique.

1.2.1 Capteurs solaires

L'énergie solaire (rayonnement) est captée par la surface absorbante du capteur solaire. Dans de nombreux types de capteurs, des revêtements sélectifs sont appliqués sur les surfaces absorbantes pour en augmenter l'efficacité. Un fluide caloporteur absorbe l'énergie captée.

Il existe différents types de capteurs solaires pour chauffer des liquides. Leur choix dépend de la température désirée de l'eau chaude et des conditions climatiques pendant la période d'utilisation du système. Les technologies les plus courantes sont : les capteurs à liquide plans sans vitrage, les capteurs à liquide plans vitrés et les capteurs solaires à tubes sous vide.

■ Capteurs à liquide plans sans vitrage

Les capteurs plans sans vitrage, tels que celui montré à la **Figure 8**, sont ordinairement fait de plastique polymère noir. Normalement, ils n'ont pas de revêtement sélectif et n'ont ni cadre ni isolation en arrière. Ils sont simplement posés sur un toit ou sur un support en bois. Ces capteurs de faible coût captent bien l'énergie solaire, cependant les pertes thermiques vers l'environnement augmentent rapidement avec la température de l'eau, particulièrement dans les endroits venteux. En conséquence, les capteurs sans vitrage sont couramment utilisés pour des applications demandant une fourniture d'énergie à basse température (piscines, eau d'appoint en pisciculture, chaleur industrielle, etc.); dans les climats froids, ils sont habituellement utilisés exclusivement durant l'été à cause de leurs pertes thermiques élevées.

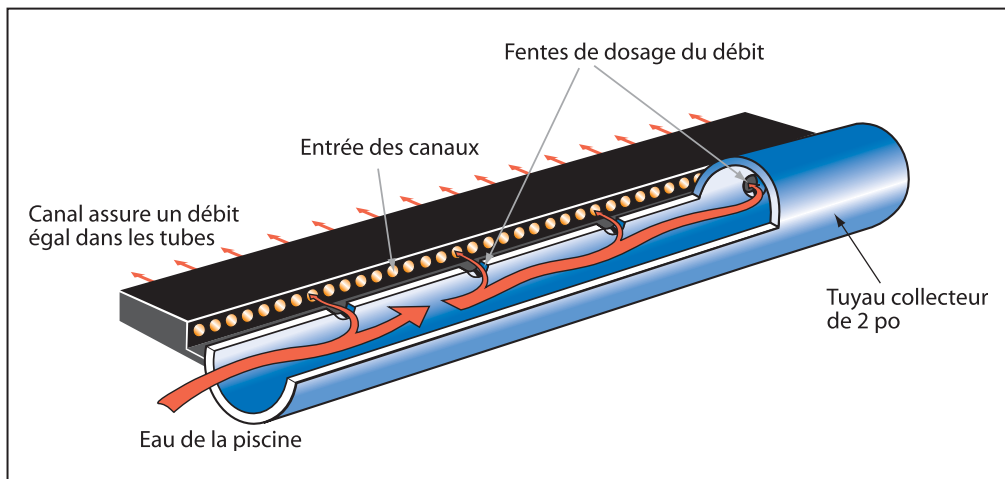
**Figure 8 :**

Schéma d'un capteur à liquide plan sans vitrage.

■ Capteurs à liquide plans avec vitrage

Dans les capteurs à liquide plans avec vitrage, comme montré à la **Figure 9**, une plaque absorbante (qui souvent est recouverte d'un revêtement sélectif) est fixée dans un cadre entre un vitrage simple ou double et un panneau isolant placé à l'arrière. L'énergie solaire est ainsi emprisonnée dans le capteur à cause du vitrage (effet de serre). Ces capteurs sont couramment utilisés pour des applications à températures modérées (chauffage de l'eau sanitaire, chauffage de locaux, chauffage de piscines intérieures ouvertes toute l'année et chauffage pour procédés industriels).

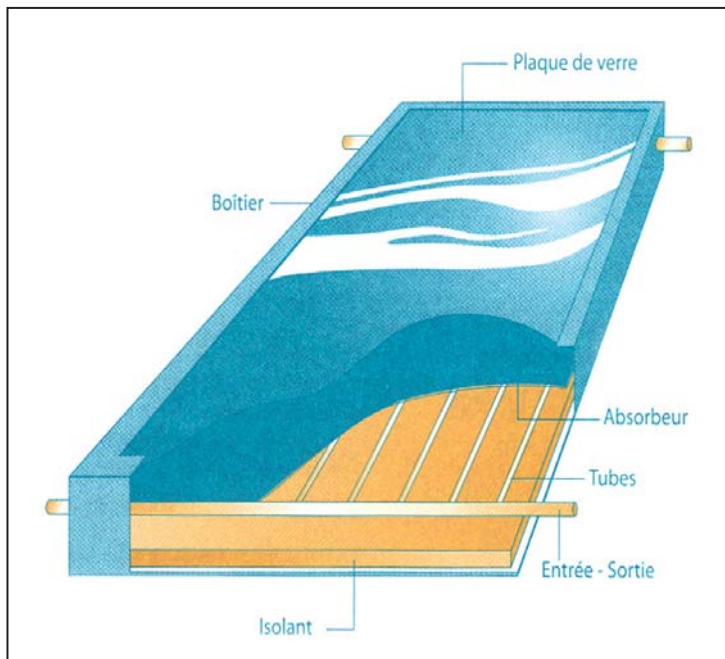
**Figure 9 :**

Schéma d'un capteur à liquide plan avec vitrage.

■ **Capteurs solaires à tubes sous vide**

Les capteurs solaires à tubes sous vide, comme montré à la **Figure 10**, comportent un absorbeur revêtu d'une surface sélective et enfermé sous vide dans un tube en verre. Ils captent bien l'énergie solaire et leurs pertes thermiques vers l'environnement sont extrêmement faibles. Les systèmes présentement sur le marché utilisent un caloduc pour extraire la chaleur de l'absorbeur (un liquide se vaporise au contact de l'absorbeur chaud, la chaleur est récupérée dans la tête du tube lorsque la vapeur s'y condense et le condensat, retourne par gravité à l'absorbeur). Les capteurs sous vide sont bien adaptés aux applications requérant la fourniture d'énergie à des températures moyennes ou hautes (eau chaude domestique, chauffage de locaux et applications de chauffage industriel dans des gammes de températures de 60 °C à 80 °C, selon la température extérieure), en particulier dans les climats froids.

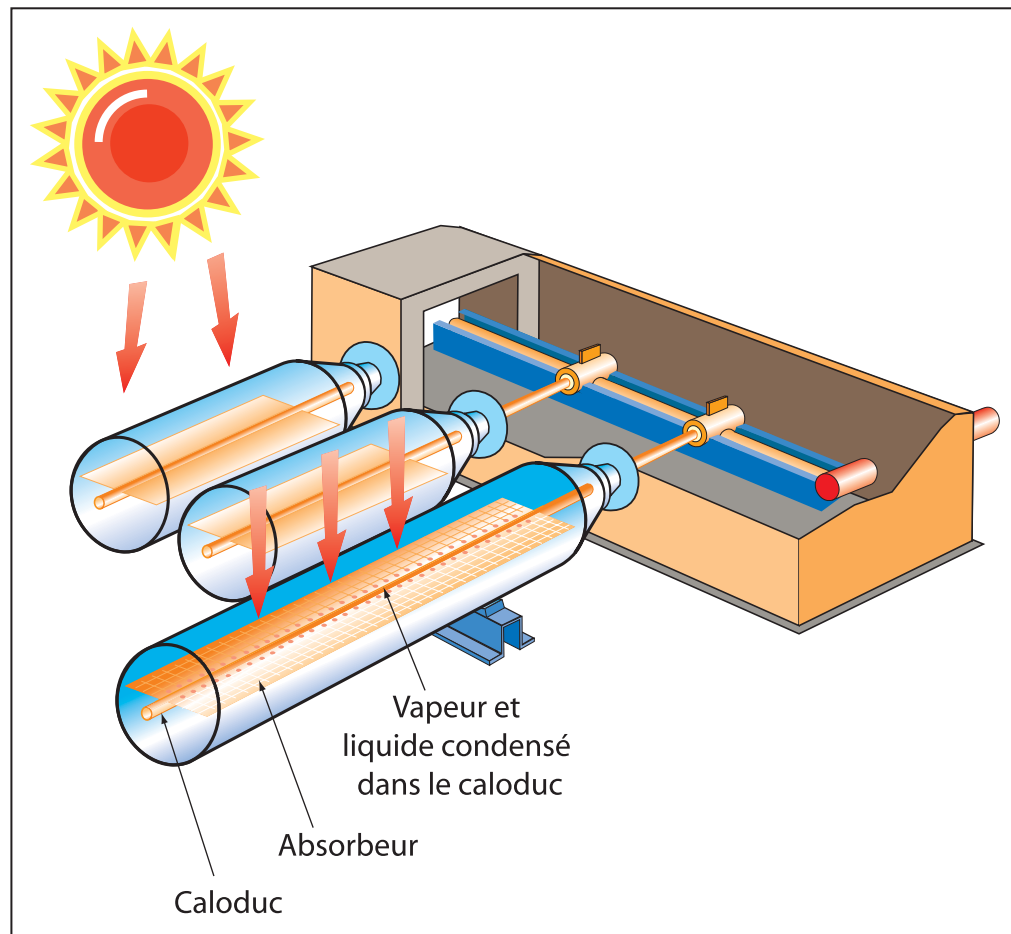


Figure 10 :

Schéma d'un système de capteurs solaires à tubes sous vide.





1.2.2 Infrastructures connexes

Outre le capteur solaire, un système de chauffage solaire de l'eau comprend habituellement les infrastructures connexes suivantes :

1. une **structure de soutien** des capteurs solaires, comme montré à la **Figure 11**;



Figure 11 :

*Structure de soutien
des capteurs solaires.*

Crédit photo :

Ducey Roch A. / NREL Pix

2. un **réservoir** d'eau chaude (sauf dans le cas des piscines ou pour certaines applications commerciales ou industrielles où il y a un besoin continu en eau chaude dans la journée);
3. une **unité de pompage**, comprenant une pompe pour faire circuler un fluide caloporteur (de l'eau ou un mélange antigél) entre le capteur solaire et le réservoir de stockage thermique (sauf dans le cas des systèmes à thermosiphon où la circulation est naturelle et des piscines extérieures pour lesquelles les pompes du système de filtration sont habituellement utilisées). En général, cette unité comprend aussi des valves, des crépines et un réservoir d'expansion thermique;
4. un **contrôleur** qui actionne le circulateur uniquement lorsque l'énergie solaire est assez intense pour maintenir un niveau de température supérieur à celui du réservoir de stockage de l'eau chaude (non nécessaire pour les systèmes thermosiphons ou lorsque le circulateur est activé par un système photovoltaïque);





5. une **protection contre le gel**, nécessaire à une utilisation en climat froid ou tempéré; en général, dans la boucle solaire exposée à l'extérieur, un fluide caloporteur antigel spécial ayant une faible toxicité est utilisé. Ce fluide est séparé de l'eau chaude sanitaire du réservoir de stockage par les parois d'un échangeur de chaleur; et
6. d'autres éléments ayant ordinairement trait à la sécurité, tels les protections contre la surchauffe, la protection contre le gel des systèmes saisonniers ou la prévention du redémarrage d'un système de grande surface laissé un certain temps en stagnation (à l'arrêt) en plein soleil.

En général, un chauffe-eau conventionnel existant est utilisé comme chauffage auxiliaire pour le système de chauffage solaire de l'eau, à l'exception de la plupart des applications de chauffage de piscines extérieures où un système de chauffage d'appoint n'est normalement pas requis.





2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE DE L'EAU

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau permet d'évaluer des projets de chauffage solaire de l'eau partout dans le monde, allant des petits chauffe-eau résidentiels ou piscines à usage saisonnier, jusqu'aux grands systèmes pour eau chaude de procédés industriels. Il y a trois applications de base qui peuvent être évaluées avec le modèle RETScreen :

- eau chaude domestique;
- procédés industriels; et
- chauffage de piscines (intérieures et extérieures).

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau comporte six feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Évaluation de la ressource solaire et des besoins thermiques (RS&BT)*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier* et *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*. La feuille *RS&BT* permet de calculer sur une base mensuelle, la demande d'énergie nécessaire pour chauffer l'eau à la température désirée. Cette feuille de calcul traite aussi les données mensuelles d'ensoleillement sur l'horizontale pour obtenir l'énergie incidente dans le plan des capteurs solaires, quelle que soit leur inclinaison ou leur orientation.

Le rendement annuel d'un chauffe-eau solaire avec stockage thermique dépend des paramètres du système, de l'énergie solaire disponible, de la température ambiante et du profil de consommation d'eau chaude. Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau, via la section « Calcul de la charge d'eau chaude » de la feuille *RS&BT*, est conçu pour aider les utilisateurs à évaluer leur consommation en eau chaude. Cette section repose sur des données facilement accessibles à un propriétaire ou à un gestionnaire d'édifice. Les valeurs de charge en eau chaude suggérées sont calculées à partir de ASHRAE (1995).

Pour aider l'utilisateur à caractériser un projet de chauffage solaire de l'eau, avant d'en évaluer les coûts et la performance énergétique, certaines valeurs sont suggérées (p. ex. : le nombre de capteurs solaires). Les valeurs estimées ou suggérées sont basées sur les données entrées par l'utilisateur et peuvent être utilisées en première analyse, même si elles ne sont pas nécessairement des valeurs optimales.

Les feuilles de calcul *Modèle énergétique* et *RS&BT* doivent être remplies en premier, suivi par la feuille *Analyse des coûts* et enfin, par la feuille *Sommaire financier*. Les feuilles *Analyse des GES* et *Sensibilité* sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre (GES) engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.





Ce chapitre décrit les nombreux algorithmes utilisés dans le modèle RETScreen pour calculer, sur une base mensuelle, les économies d'énergie générées avec des systèmes de chauffage solaire de l'eau. Un organigramme du modèle est présenté à la **Figure 12**. Le comportement des systèmes thermiques est assez complexe et varie en fonction du niveau d'ensoleillement, des variables météorologiques (comme la température ambiante, la vitesse du vent et l'humidité relative) et des caractéristiques de la charge thermique à alimenter. RETScreen ne fait pas de simulations détaillées. Il utilise à la place des modèles simplifiés qui permettent de calculer rapidement les économies d'énergie moyennes sur une base mensuelle.

Les trois applications de base du chauffage solaire de l'eau considérées par RETScreen, sont :

- *la production d'eau chaude sanitaire avec stockage (c.-à-d. avec réservoir),* calculée avec la méthode f-Chart;
- *la production d'eau chaude sanitaire sans stockage,* calculée avec la méthode du potentiel d'utilisation; et
- *le chauffage des piscines,* calculé par une méthode ad hoc comprenant deux variantes selon que la piscine est intérieure ou extérieure.

Toutes ces méthodes ont en commun plusieurs éléments de calcul, par exemple pour l'évaluation de la température de l'eau froide fournie par le réseau municipal, la température de la voûte céleste ou pour le calcul du rayonnement solaire sur les capteurs dans un plan incliné. Ces variables environnementales sont décrites dans la *section 2.1*. Un autre élément commun à toutes ces méthodes, est le besoin de connaître le rendement des capteurs solaires. Celui-ci est décrit dans la *section 2.2*. Trois sections sont ensuite consacrées aux spécificités de chaque méthode : la *section 2.3* s'intéresse à la méthode f-Chart, la *section 2.4* à la méthode du potentiel d'utilisation et la *section 2.5* au cas des piscines. La *section 2.6* traite de calculs auxiliaires comme la consommation des pompes ou le taux de recouvrement de la charge. Finalement, la *section 2.7* présente une validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau.

Étant donné que des hypothèses simplificatrices ont été introduites, le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau présente certaines limitations. Tout d'abord, le modèle de production d'eau chaude pour procédés industriels considère que les volumes quotidiens d'eau chaude sont constants tout au long de la saison d'utilisation. Ensuite, à l'exception du cas des piscines, le modèle est limité au préchauffage de l'eau; il ne considère donc pas les systèmes 100 % autonomes devant répondre à la totalité des besoins. Pour les systèmes de production d'eau chaude sanitaire *sans stockage*, seulement les faibles taux de recouvrement de la charge³ doivent être considérées puisque toute l'énergie solaire disponible est supposée être utilisée. Pour les piscines qui n'ont pas de chauffage auxiliaire, les résultats doivent être considérés avec prudence si le taux de recouvrement des besoins

3. Le taux de recouvrement peut être qualifié de fraction solaire de la charge ou de taux de pénétration du solaire par rapport aux besoins.

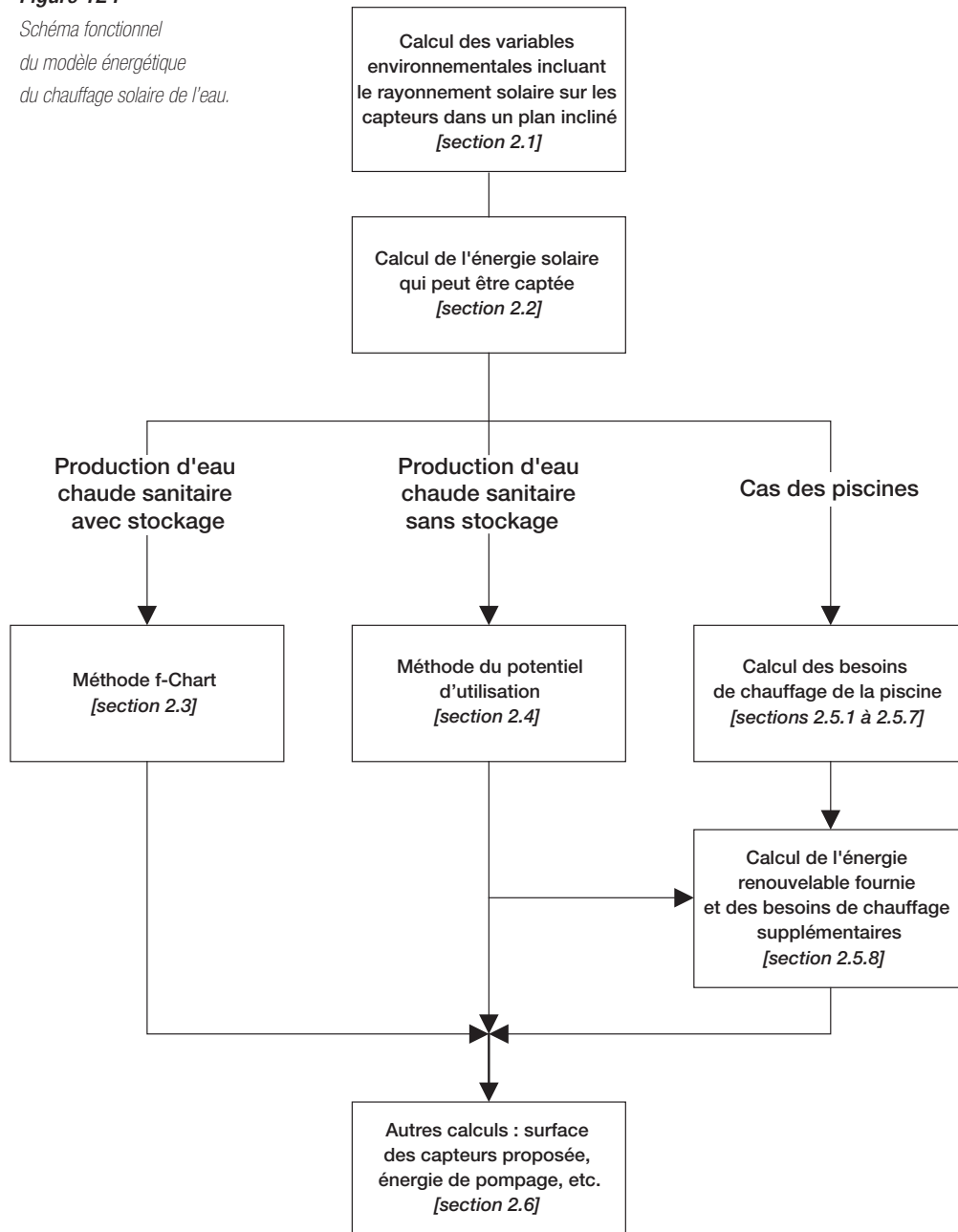




de chauffage de la piscine est inférieur à 70 %. Enfin, les systèmes avec suivi automatique du soleil et les systèmes à concentrateurs ne peuvent être évalués avec ce modèle, ni les systèmes avec un stockage d'eau chaude intégré au capteur solaire. Dans la majorité des applications cependant, ces limitations sont sans conséquence.

Figure 12 :

*Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
du chauffage solaire de l'eau.*





2.1 Variables environnementales

Plusieurs variables environnementales doivent être calculées en fonction de données météorologiques fournies par l'utilisateur (ou copiées depuis la base de données météorologiques de RETScreen). Les valeurs calculées sont les suivantes :

- la moyenne mensuelle de l'ensoleillement quotidien dans le plan du capteur solaire, utilisée pour calculer le rendement du capteur solaire et l'énergie solaire captée;
- la température de la voûte céleste, utilisée pour calculer l'énergie captée par les capteurs sans vitrage et les pertes de chaleur des piscines attribuables au rayonnement infrarouge;
- la température de l'eau froide fournie par le réseau municipal, utilisée pour calculer la charge énergétique qui doit être assurée par le système; et
- la charge (sauf pour le cas des piscines).

2.1.1 Notions de base sur l'énergie solaire

Comme le modèle du chauffage solaire de l'eau traite d'énergie solaire, certains principes fondamentaux de génie énergétique solaire doivent en premier être expliqués. Cette section n'a pas la prétention d'être un véritable cours théorique; le lecteur intéressé à plus d'informations peut consulter des ouvrages de référence sur le sujet, comme le manuel de Duffie et Beckman (1991) duquel la plupart des équations de ce chapitre sont extraites. Cette section vise cependant à détailler le calcul de certaines variables utilisées dans le modèle. Les quelques premières variables sont aussi décrites dans ce manuel, au chapitre Analyse de projets d'installation photovoltaïque.

■ *Déclinaison*

La *déclinaison* est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur, en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23,45 \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1)$$

où n est le jour de l'année (c.-à-d. $n=1$ pour le 1^{er} janvier, $n=32$ pour le 1^{er} février, etc.). La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.





■ Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher

L'angle horaire solaire est le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'est en ouest, par rapport au méridien local. La valeur de l'angle horaire est nulle au midi solaire, négative le matin, positive en après-midi et augmente de 15° par heure (un tour de 360° en 24 heures). Ainsi, à 7 h 00 du matin (heure solaire⁴), l'angle horaire du soleil vaut -75° (7 h 00 du matin est 5 h avant midi; cinq fois 15° égal 75° , avec un signe négatif pour signifier que c'est le matin).

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire solaire correspondant à l'heure où le soleil se couche. Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos \omega_s = -\tan \psi \tan \delta \quad (2)$$

où δ est la déclinaison calculée par l'équation (1) et ψ la latitude du lieu du projet, précisée par l'utilisateur.

■ Rayonnement extraterrestre et indice de clarté

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique terrestre. Le rayonnement extraterrestre sur une surface horizontale H_0 peut être calculé pour un jour précis n de l'année, par l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) (\cos \psi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \psi \sin \delta) \quad (3)$$

où G_{sc} est la constante solaire égale à $1\,367 \text{ W/m}^2$ et où les autres variables ont été définies précédemment.

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère terrestre et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé *indice de clarté* (traduction littérale de l'anglais *clearness index*). La moyenne mensuelle de l'indice de clarté \bar{K}_T est définie par :

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (4)$$

4. L'heure solaire est l'heure basée sur le mouvement apparent du soleil dans le ciel. Le midi solaire correspond au moment où le soleil est au plus haut dans le ciel. Ce moment est généralement décalé par rapport au midi de l'heure légale.



où \bar{H} est la moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur une surface horizontale au niveau du sol et \bar{H}_0 est la moyenne mensuelle du rayonnement extra-terrestre sur une surface horizontale au-dessus de l'atmosphère. Les valeurs de \bar{K}_T varient selon les endroits et les saisons et se situent généralement entre 0,3 (pour les endroits très nuageux) et 0,8 (pour les endroits très ensoleillés).

2.1.2 Rayonnement solaire sur un plan incliné

Le rayonnement solaire dans le plan du capteur doit être connu pour évaluer le potentiel de production thermique du capteur solaire (section 2.2) et la quantité d'énergie solaire effectivement captée (sections 2.3 et 2.4). Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau utilise l'algorithme de Liu et Jordan d'ensoleillement diffus isotrope (voir Duffie et Beckman, 1991, section 2.19) pour calculer la moyenne mensuelle de l'ensoleillement dans le plan du capteur \bar{H}_T :

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5)$$

Le premier terme de l'équation représente l'ensoleillement qui arrive directement du soleil. Il est obtenu en faisant le produit de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement direct \bar{H}_b , par un facteur géométrique \bar{R}_b qui dépend uniquement de l'orientation du capteur, de la latitude du lieu et du moment de l'année⁵. Le second terme représente la contribution de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus \bar{H}_d et dépend de l'inclinaison β du capteur. Le dernier terme représente la réflexion de l'ensoleillement sur le sol face au capteur et dépend de l'inclinaison du capteur et du coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol ρ_g (aussi appelé albédo du sol). L'albédo du sol est supposé égal à 0,2 quand la température moyenne mensuelle est supérieure à 0 °C et à 0,7 si la température est inférieure à -5 °C (une interpolation linéaire est faite pour les températures comprises entre ces deux valeurs).

La moyenne mensuelle de l'ensoleillement diffus quotidien est calculée à partir de l'ensoleillement global par la formule suivante :

- pour les valeurs de l'angle horaire du soleil à son coucher, c'est-à-dire, ω_s inférieures à 81,4° :

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,391 - 3,560 \bar{K}_T + 4,189 \bar{K}_T^2 - 2,137 \bar{K}_T^3 \quad (6)$$

5. La détermination de \bar{R}_b ne présente pas de difficulté mais elle n'est pas présentée ici afin d'éviter des développements mathématiques fastidieux, en particulier quand l'azimut solaire n'est pas nul. Pour plus de détails, voir Duffie et Beckman (1991) aux sections 2.19 et 2.20.



- pour les valeurs de l'angle horaire du soleil à son coucher, c'est-à-dire, ω_s , supérieures à $81,4^\circ$:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821K_T^3 \quad (7)$$

La moyenne mensuelle de l'ensoleillement direct quotidien \bar{H}_b est simplement :

$$\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d \quad (8)$$

2.1.3 Température de la voûte céleste

Le rayonnement céleste dans les grandes longueurs d'ondes est le rayonnement émis par le ciel à des longueurs d'ondes supérieures à $3 \mu\text{m}$. Comme montré dans les sections 2.2.2 et 2.5.5, cette valeur doit être connue pour évaluer les transferts thermiques entre un corps (le capteur solaire ou la piscine) et le ciel. Une variable équivalente directement liée au rayonnement céleste est la *température de la voûte céleste* T_{ciel} , qui est la température d'un corps noir parfait qui émettrait un même niveau de rayonnement. Sa valeur en degré Celsius ($^\circ\text{C}$), est calculée à partir du rayonnement céleste L_{ciel} :

$$L_{ciel} = \sigma (T_{ciel} + 273,2)^4 \quad (9)$$

où σ est la constante de Stefan-Boltzmann ($5,669 \times 10^{-8} \text{ (W/m}^2\text{)/K}^4$). Le rayonnement céleste varie en fonction de la présence ou non de nuages; comme observable dans la vie de tous les jours, les nuits claires sont plus fraîches et les nuits nuageuses sont plus douces). Le rayonnement en grandes longueurs d'ondes d'un ciel clair (p. ex. : en l'absence de nuages) est calculé en utilisant la formule de Swinbank (Swinbank, 1963) :

$$L_{clair} = 5,31 \times 10^{-13} (T_a + 273,2)^6 \quad (10)$$

où T_a est la température ambiante exprimée en $^\circ\text{C}$. Pour des ciels nuageux, le modèle considère que les nuages sont à une température de $(T_a - 5)$ et qu'ils ont une émittance de 0,96 dans la gamme des grandes longueurs d'ondes. Ainsi, le rayonnement d'un ciel nuageux peut être calculé par :





$$L_{nuageux} = 0,96 \sigma (T_a + 273,2 - 5)^4 \quad (11)$$

Le rayonnement céleste réel est compris entre les valeurs calculées pour un ciel clair et un ciel nuageux. Si la fraction du ciel recouverte par les nuages est c , le rayonnement céleste peut être estimé grâce à :

$$L_{ciel} = (1 - c)L_{clair} + c L_{nuageux} \quad (12)$$

Pour obtenir une estimation grossière de c pendant le mois, le modèle établit une corrélation entre la fraction du ciel recouverte par les nuages et la portion de la moyenne mensuelle de l'ensoleillement quotidien diffus. Un ciel clair conduira à une valeur du taux de lumière diffuse $K_d = H_d / H$ autour de 0,165; tandis qu'un ciel nuageux conduira à une valeur du taux de lumière diffuse de 1. Ainsi,

$$c = \frac{(K_d - 0,165)}{0,835} \quad (13)$$

K_d est calculée à partir de la moyenne mensuelle de l'indice de clarté \bar{K}_T en utilisant la corrélation de Collares-Pereira et Rabl (citée dans le manuel de Duffie et Beckman, 1991, note 11, p. 84), écrite pour une « journée moyenne » du mois (p. ex. : en considérant que l'indice de clarté quotidien K_T est égal à sa valeur moyenne mensuelle \bar{K}_T) :

$$K_d = \begin{cases} 0,99 & \text{pour } K_T \leq 0,17 \\ 1,188 - 2,272 K_T + 9,473 K_T^2 - 21,865 K_T^3 + 14,648 K_T^4 & \text{pour } 0,17 < K_T < 0,75 \\ -0,54 K_T + 0,632 & \text{pour } 0,75 \leq K_T < 0,80 \\ 0,2 & \text{pour } K_T \geq 0,80 \end{cases} \quad (14)$$

2.1.4 Température de l'eau froide

La température de l'eau froide fournie par le réseau municipal permet de calculer les besoins d'énergie pour chauffer à la température désirée la quantité d'eau chaude voulue. Il y a deux façons de la calculer. Dans la première option, la température d'eau froide est calculée automatiquement à partir des valeurs mensuelles de température ambiante spécifiées par l'utilisateur (ou copiés depuis la base de données météorologiques en ligne de RETScreen ou dans la feuille de calcul *RS&BT*). Dans la seconde option, la température calculée à partir des valeurs minimales et maximales spécifiées par l'utilisateur.





■ Calcul automatique

La diffusion de la chaleur dans le sol obéit pratiquement à l'équation de la chaleur :

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \alpha \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \quad (15)$$

où T indique la température du sol, t représente le temps, α la diffusivité thermique du sol (en m^2/s) et z la profondeur dans le sol. Pour un sol semi-fini avec une fluctuation périodique dans le temps de sa température de surface :

$$T(0, t) = T_0 e^{i\omega t} \quad (16)$$

où T_0 est l'amplitude de la fluctuation de la température à la surface et ω sa fréquence pour le mois i . La solution de l'équation (16) permet d'obtenir la température $T(z, t)$ à une profondeur z et à un temps t , simplement par :

$$T(z, t) = T_0 e^{-(1+i)z/\sigma} e^{i\omega t} \quad (17)$$

où σ est une dimension caractéristique définie par :

$$\sigma = \sqrt{\frac{2\alpha}{\omega}} \quad (18)$$

En d'autres termes, les fluctuations saisonnières (annuelles) d'amplitude ΔT à la surface seront ressenties à une profondeur z avec une amplitude $\Delta T(z) = \Delta T e^{-z/\sigma}$ et avec un retard $\Delta t = z/\sigma\omega$.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau (CSE) suppose que la température de l'eau froide dans l'aqueduc est égale celle du sol à la même profondeur. Le modèle prend $\alpha = 0,52 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (qui correspond à un sol lourd et sec ou encore léger et humide, selon ASHRAE Applications Handbook; voir ASHRAE, 1991) et $z = 2 \text{ m}$, profondeur à laquelle sont supposés être enfouis les réseaux municipaux d'eau potable. Ceci conduit à :



$$\sigma = 2,28 \text{ m} \quad (19)$$

$$\Delta T(z) = \Delta T(0) \times 0,42 \quad (20)$$

$$\Delta t = 51 \text{ jours} \approx 2 \text{ jours} \quad (21)$$

Ce modèle théorique a été ajusté à partir de données expérimentales de la ville de Toronto, Ontario, Canada (voir **Figure 13**). Il apparaît qu'un facteur de 0,35 serait plus approprié qu'une valeur de 0,42 (équation 20) et qu'un décalage dans le temps de un mois donnerait une meilleure représentation des températures réelles qu'un décalage de deux mois. Cet ajustement est nécessaire et acceptable d'un point de vue méthodologique considérant le niveau d'approximation des hypothèses faites dans le modèle.

Le modèle ci-dessus permet le calcul de la température de l'eau pour chaque mois de l'année, grâce à l'algorithme qui suit. La température de l'eau pour le mois i est égale à la température moyenne annuelle de l'eau plus 0,35 fois la différence entre la température ambiante et la température moyenne pour le mois $i-1$. De plus, le modèle limite la température de l'eau froide à +1 °C en hiver (c.-à-d. l'eau ne gèle pas). Le **Tableau 1** et la **Figure 13** comparent les valeurs réelles et prédites des températures de l'eau à Toronto et indiquent que cette méthode simplifiée de calcul de la température de l'eau froide est satisfaisante, du moins pour cet exemple particulier.

Mois	T ambiante [°C]	T eau (calculée) [°C]	T eau (mesurée) [°C]
1	-6,7	3,5	4,0
2	-6,1	2,4	2,0
3	-1,0	2,6	3,0
4	6,2	4,4	4,5
5	12,3	6,9	7,5
6	17,7	9,0	8,5
7	20,6	10,9	11,0
8	19,7	11,9	12,0
9	15,5	11,6	10,0
10	9,3	10,2	9,0
11	3,3	8,0	8,0
12	-3,5	5,9	6,0
moyenne de l'année	7,28	7,30	7,12

Tableau 1 : Comparaison tabulée des températures de l'eau froide calculées et réelles pour la ville de Toronto, Ontario, Canada.

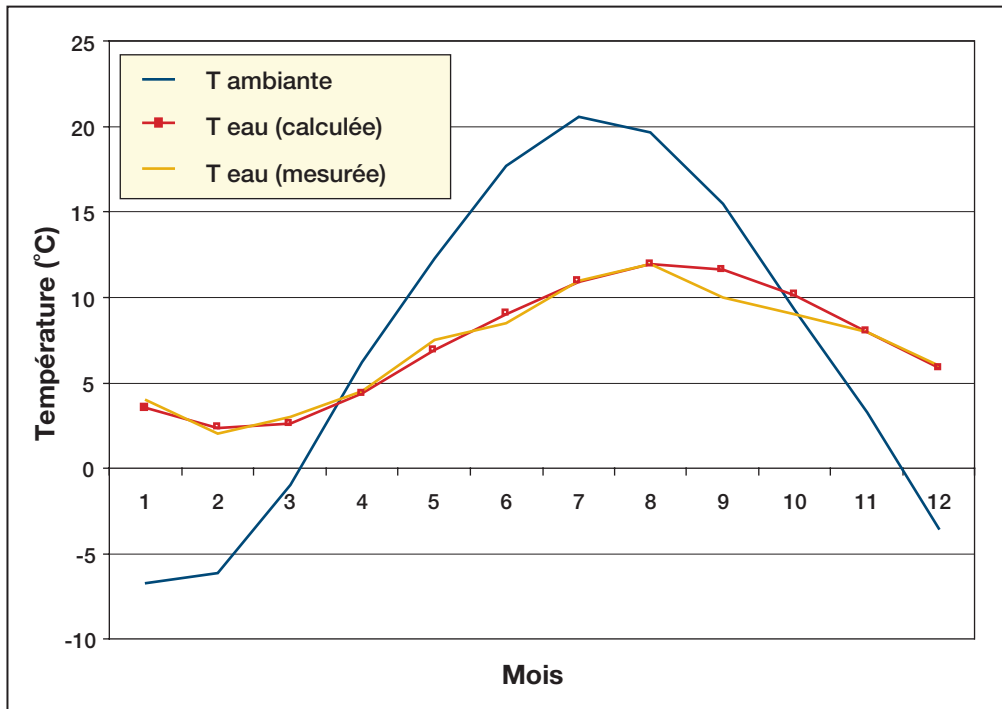


Figure 13 :

Comparaison graphique des températures de l'eau froide calculées et réelles pour la ville de Toronto, Ontario, Canada [Hosatte, 1998].

■ Calcul manuel

Un profil sinusoïdal est généré à partir des températures minimale et maximale spécifiées par l'utilisateur, en supposant que le minimum est atteint en février et le maximum en août dans l'hémisphère Nord (la situation est inversée pour l'hémisphère Sud). Ainsi, la température moyenne du sol (ou de l'eau froide) T_s s'exprime en fonction de la température minimale T_{\min} , de la température maximale T_{\max} et du numéro du mois n :

$$T_s = \frac{T_{\min} + T_{\max}}{2} - \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} h \cos\left(2\pi \frac{n-2}{12}\right) \quad (22)$$

où h vaut +1 dans l'hémisphère Nord et -1 dans l'hémisphère Sud.

2.1.5 Estimation des besoins en chauffage

Les besoins d'énergie pour chauffer l'eau doivent être déterminés dans les modèles de production d'eau chaude sanitaire (avec ou sans stockage). Le calcul de cette charge de chauffage dans le cas des piscines est détaillé dans la section 2.5.

Pour calculer les quantités d'énergie nécessaires à la production d'eau chaude sanitaire, il faut d'abord connaître les volumes d'eau chaude à produire. Ces volumes sont obtenus à partir des tableaux publiés dans le ASHRAE Applications Handbook (ASHRAE, 1995). Pour le cas des lave-autos et des buanderies, les valeurs utilisées sont celles proposées par Carpenter et Kokko (1988). Aucun estimé de l'utilisation d'eau chaude n'est fait pour l'aquaculture, les procédés industriels ou « autres » applications. La quantité réelle d'énergie nécessaire pour produire l'eau chaude sanitaire est calculée comme étant la quantité d'énergie nécessaire pour chauffer ce volume d'eau de la température de l'eau froide jusqu'à la température demandée. Si V_l est le volume d'eau chaude à soutirer et T_h la température demandée d'eau chaude, les deux étant spécifiées par l'utilisateur, alors la quantité d'énergie Q_{charge} nécessaire pour produire l'eau chaude est donnée par :

$$Q_{charge} = C_p \rho V_l (T_h - T_c) \quad (23)$$

où C_p est la capacité calorifique de l'eau (4 200 (J/kg)/°C), ρ sa masse volumique (1 kg/L), et T_c est la température de l'eau froide. Q_{charge} est multipliée au prorata du nombre de jours par semaine lors desquels le système est utilisé.

2.2 Capteurs solaires

Les capteurs solaires se différencient par les équations de leurs rendements. Trois types de capteurs sont analysés dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau :

- capteurs vitrés;
- capteurs à tubes sous vide; et
- capteurs sans vitrage.

Les capteurs vitrés ou à tubes sous vide utilisent la même équation de base, indépendante de la vitesse du vent. Par contre, les capteurs sans vitrage ont une équation qui dépend de la vitesse du vent. L'effet de l'angle d'incidence de la lumière solaire, des pertes attribuables à la neige ou aux salissures ainsi que les autres pertes de chaleur dans la boucle solaire et le réservoir de stockage, seront prises en considération avec des coefficients séparés de l'équation caractéristique du capteur.



2.2.1 Capteurs vitrés ou à tubes sous vide

Les capteurs solaires vitrés ou à tubes sous vide sont décrits par l'équation suivante (Duffie et Beckman, 1991, éq. 6.17.2) :

$$\dot{Q}_{capt} = F_R (\tau\alpha) G - F_R U_L \Delta T \quad (24)$$

où \dot{Q}_{capt} est l'énergie captée par m^2 de capteur solaire et par unité de temps, F_R est un facteur caractérisant les pertes thermiques du capteur, τ est la transmissivité du vitrage, α l'absorptivité de l'absorbeur dans le spectre visible, G est l'ensoleillement global incident dans le plan du capteur solaire, U_L est le coefficient global de déperdition thermique du capteur, et ΔT est l'écart de température entre le fluide à l'entrée du capteur et la température ambiante extérieure.

Les valeurs de $F_R (\tau\alpha)$ et $F_R U_L$ sont spécifiées par l'utilisateur ou choisies parmi les capteurs solaires sélectionnés dans la base de données de produits en ligne RETScreen. Pour les capteurs vitrés ou à tubes sous vide, $F_R (\tau\alpha)$ et $F_R U_L$ sont indépendants du vent.

Des valeurs « génériques » sont proposées pour les capteurs vitrés ou à tubes sous vide. Dans le cas des capteurs vitrés, ces valeurs sont : $F_R (\tau\alpha) = 0,68$ et $F_R U_L = 4,90$ (W/m²)/°C et correspondent aux résultats des essais de certification des capteurs de la compagnie ThermoDynamics (Chandrashekar et Thevenard, 1995). Pour les capteurs à tubes sous vide, les valeurs génériques sont $F_R (\tau\alpha) = 0,58$ et $F_R U_L = 0,7$ (W/m²)/°C et correspondent à des capteurs à tubes sous vide de type Fournelle (technologie Philips; Hosatte, 1998).

2.2.2 Capteurs sans vitrage

Les capteurs sans vitrage sont décrits par l'équation suivante (Soltau, 1992) :

$$\dot{Q}_{capt} = (F_R \alpha) \left(G + \left(\frac{\varepsilon}{\alpha} \right) L \right) - (F_R U_L) \Delta T \quad (25)$$

où ε est l'émissivité en infra-rouge de l'absorbeur et L est le rayonnement infra-rouge céleste relatif. L est défini par :



$$L = L_{ciel} - \sigma (T_a + 273,2)^4 \quad (26)$$

où L_{ciel} est le rayonnement infra-rouge céleste (voir section 2.1.3) et T_a la température ambiante exprimée en °C.

$F_R \alpha$ et $F_R U_L$ sont fonction de la vitesse du vent V entourant le capteur solaire. Les valeurs de $F_R \alpha$ et $F_R U_L$, ainsi que leur dépendance vis-à-vis de la vitesse du vent, sont spécifiées par l'utilisateur ou choisies parmi les capteurs solaires sélectionnés dans la base de données de produits en ligne RETScreen. La vitesse du vent entourant le capteur est prise égale à 20 % de celle de l'écoulement libre du vent (précisée par l'utilisateur ou copiée de la base de données météorologiques en ligne). Le rapport ε/α est pris égal à 0,96.

À cause de la rareté des mesures de performances de capteurs sans vitrage, un capteur « générique » non vitré a aussi été défini, tel que :

$$F_R \alpha = 0,85 - 0,04 V \quad (27)$$

$$F_R U_L = 11,56 + 4,37 V \quad (28)$$

Ces valeurs ont été obtenues en faisant la moyenne des performances de plusieurs capteurs (RNCAN, 1998).

■ Équivalence entre les capteurs vitrés et les capteurs sans vitrage

Comme nous l'avons vu dans les équations (24) et (25), les équations de rendement pour capteurs vitrés et sans vitrage sont différentes. Un problème intervient lorsqu'on utilise la méthode *f-Chart* (voir section 2.3) ou la méthode du *potentiel d'utilisation* (voir section 2.4) ; car ces deux méthodes ont été développées pour les capteurs solaires vitrés. L'approche adoptée dans RETScreen consiste à ré-écrire l'équation (25) sous la forme de l'équation (24), en définissant un ensoleillement effectif vu par le capteur solaire $G_{réel}$:

$$G_{réel} = G + \frac{\varepsilon}{\alpha} L \quad (29)$$



où G est le rayonnement solaire global incident dans le plan du capteur, α est l'absorptivité dans le spectre visible de l'absorbeur, ε est l'émissivité en infra-rouge de l'absorbeur (ε/α est fixé à 0,96 comme précédemment) et L est le rayonnement infra-rouge céleste relatif. Dans les algorithmes de RETScreen, l'ensoleillement sera remplacé par l'ensoleillement effectif dans toutes les équations mettant en jeu le capteur quand celui-ci est sans vitrage. Le lecteur doit garder cela à l'esprit lorsqu'il s'intéressera à la présentation des algorithmes dans les sections 2.3 et 2.4.

2.2.3 Coefficients correcteurs de l'angle d'incidence

Une partie du rayonnement solaire incident sur la surface des capteurs peut être moins bien captée que prévu par l'équation précédemment établie, en particulier si les angles d'incidence sont grands. Au stade de l'étude de pré faisabilité, il n'est pas nécessaire de modéliser ce phénomène en détail. À la place, ce phénomène est simplement considéré comme amenant des pertes de l'ordre de 5 %. Ainsi, $F_R(\tau\alpha)$ est multiplié par un facteur constant, égal à 0,95.

2.2.4 Pertes dans la tuyauterie et le réservoir de stockage

Puisque l'eau chaude est stockée dans un réservoir et circule dans des tuyaux imparfaitement isolés, des pertes thermiques vers l'environnement surviennent. Ces pertes sont considérées différemment selon que les systèmes aient ou non un réservoir de stockage (incluant le cas des piscines). Dans les systèmes sans stockage, l'énergie fournie par les capteurs solaires $Q_{fournie}$ est égale à l'énergie captée $Q_{captée}$ diminuée des pertes dans la tuyauterie, exprimées par un facteur de pertes f_{pertes} entré par l'utilisateur :

$$Q_{fournie} = Q_{captée} (1 - f_{pertes}) \quad (30)$$

Pour les systèmes avec stockage, la situation peut être légèrement différente puisque ces systèmes peuvent être capables dans certains cas, de compenser les pertes dans les tuyaux et dans le réservoir en captant et stockant de l'énergie en surplus. Ainsi, la charge de chauffage totale $Q_{charge,tot}$ utilisée dans la méthode *f-Chart* (voir section 2.3) est majorée pour inclure les pertes dans les tuyaux et le réservoir :

$$Q_{charge,tot} = Q_{charge} (1 + f_{pertes}) \quad (31)$$





2.2.5 Pertes attribuables à la neige et aux salissures

La neige et la poussière peuvent avoir un impact sur le niveau d'ensoleillement effectivement perçu par le capteur solaire. Par conséquent, $F_R(\tau\alpha)$ est multiplié par $(1 - f_{\text{saleté}})$ où $f_{\text{saleté}}$ représente les pertes attribuables à la neige et à la poussière, exprimées comme une fraction de l'énergie captée (ce paramètre est entré par l'utilisateur).

2.3 Production d'eau chaude sanitaire : méthode f-Chart

Le rendement d'un système de production d'eau chaude sanitaire avec stockage peut être évalué grâce à la méthode de calcul du taux de recouvrement de la charge par l'énergie solaire (fraction solaire f) dite méthode *f-Chart*. Cette méthode est détaillée dans le chapitre 20 du manuel de Duffie et Beckman (1991) et elle est brièvement résumée ici. Cette méthode permet de calculer, sur une base mensuelle, la quantité d'énergie fournie par un système de chauffage solaire avec stockage, en fonction des valeurs mensuelles de rayonnement solaire incident, de la température ambiante et de la charge de chauffage.

Deux nombres sans dimension X et Y sont définis :

$$X = \frac{A_c F'_R U_L (T_{\text{réf}} - T_a)}{L} \quad (32)$$

$$Y = \frac{A_c F'_R (\overline{\tau\alpha}) H_T N}{L} \quad (33)$$

où A_c est la surface de capteurs solaire, F'_R est un facteur modifié d'évacuation de la chaleur du capteur solaire, U_L est son coefficient global de pertes thermiques, $T_{\text{réf}}$ est une valeur empirique de référence égale à 100 °C, T_a est la moyenne mensuelle de la température ambiante, L est la charge de chauffage totale mensuelle, $(\overline{\tau\alpha})$ est la moyenne mensuelle du produit de la transmissivité et de l'absorptivité du capteur, H_T est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire incident quotidien dans le plan des capteurs par m², et N est le nombre de jours dans le mois.





F'_R tient compte de l'efficacité de l'échange de chaleur capteur-réservoir de stockage (voir **Figure 14** pour un diagramme du système). Le rapport F'_R / F_R est une fonction du rendement de l'échangeur ε (voir Duffie et Beckman, 1991, section 10.2) :

$$\frac{F'_R}{F_R} = \left[1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{(\dot{m} C_p)_c} \right) \left(\frac{(\dot{m} C_p)_c}{\varepsilon (\dot{m} C_p)_{\min}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (34)$$

où \dot{m} est le débit de fluide caloporteur et C_p sa capacité calorifique. L'indice c indique « du côté du capteur ». L'indice min indique « minimum des valeurs du côté du capteur et du côté du réservoir de stockage ».

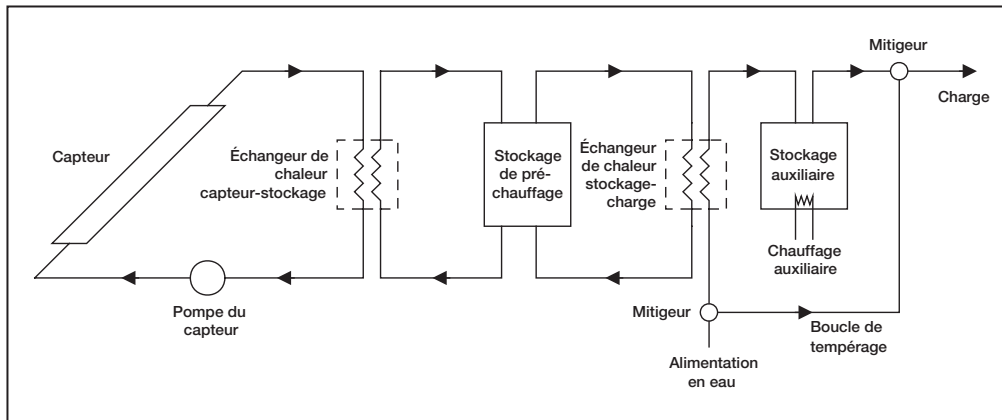


Figure 14 :

Diagramme d'un système solaire de chauffage de l'eau domestique.

S'il n'y a pas d'échangeur de chaleur, F'_R est égal à F_R . S'il y a un échangeur de chaleur, le modèle considère que les débits de chaque côté de l'échangeur sont identiques. La capacité calorifique de l'eau est prise égale à 4,2 (kJ/kg)/°C et celle du glycol est fixée à 3,85 (kJ/kg)/°C. Finalement, le modèle considère que le rapport A_c / \dot{m} est égal à 140 (m²s)/kg; cette valeur est dérivée des données de certification des capteurs de ThermoDynamics (avec une surface 2,97 m² et un débit d'essai de 0,0214 kg/s; Chandrashekar et Thevenard, 1995).

X doit être corrigé à la fois en fonction de la dimension du stockage et de la température de l'eau froide. La méthode *f-Chart* a été développée avec une capacité de stockage standard de 75 litres par m² de capteur solaire. Pour les autres capacités de stockage, X doit être multiplié par un facteur correctif X_c / X défini par :

$$\frac{X_c}{X} = \left(\frac{\text{Volume réel de stockage}}{\text{Volume standard de stockage}} \right)^{-0.25} \quad (35)$$

Cette équation est valable pour des rapports du volume réel sur le volume standard compris entre 0,5 et 4. Finalement, pour prendre en considération les fluctuations de la température de l'eau froide T_m et pour avoir une température de l'eau chaude minimale acceptable T_w (les deux ayant une influence sur la performance du chauffe-eau solaire) X doit être multiplié par un facteur correctif X_{cc} / X défini par :

$$\frac{X_{cc}}{X} = \frac{11,6 + 1,18 T_w + 3,86 T_m - 2,32 T_a}{100 - T_a} \quad (36)$$

où T_a est la moyenne mensuelle de la température ambiante.

La fraction f de la charge de chauffage totale mensuelle couverte par le chauffe-eau est donnée en fonction de X et Y (voir les équations 32 et 33) par :

$$f = 1,029 Y - 0,065 X - 0,245 Y^2 + 0,0018 X^2 + 0,0215 Y^3 \quad (37)$$

Il existe certaines limites strictes d'application de cette formule. Cependant, la **Figure 15** montre que la surface décrite par l'équation (37) est assez lisse, donc l'extrapolation ne devrait pas être un problème. Si la formule prédit que f est négatif, une valeur de 0 est utilisée; si f est supérieur à 1, une valeur de 1 est utilisée.

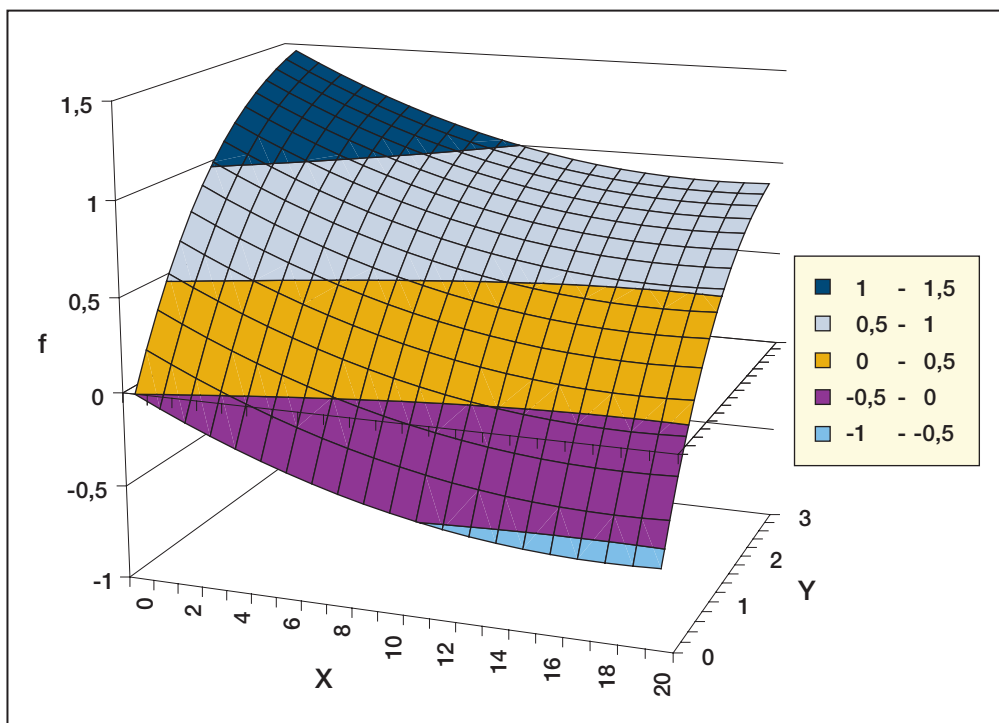


Figure 15 :

Corrélation de f-Chart.

2.4 Méthode du potentiel d'utilisation

Lorsqu'on veut évaluer le rendement d'un système solaire sans stockage, une méthode permettant de déterminer la portion d'énergie solaire qui est effectivement utile pour répondre aux besoins d'énergie doit être utilisée (méthode du *potentiel d'utilisation – usability method* en anglais). Cette même méthode est utilisée pour calculer l'énergie produite par les capteurs solaires de chauffe-piscines. La méthode du potentiel d'utilisation est détaillée aux chapitres 2 et 21 du manuel de Duffie et Beckman (1991) et est résumée ici sous forme très condensée. Elle permet le calcul des valeurs mensuelles de l'énergie fournie par les systèmes de chauffage solaire sans stockage, en fonction des valeurs mensuelles du rayonnement solaire incident, de la température ambiante et de la charge de chauffage.

2.4.1 Principe de la méthode du potentiel d'utilisation

Un capteur solaire absorbe l'énergie solaire seulement s'il y a suffisamment de rayonnement pour compenser les pertes thermiques vers l'environnement. Selon l'équation (24), pour un capteur vitré, cela se traduit par :

$$G \geq \frac{F_R U_L (T_i - T_a)}{F_R (\tau \alpha)} \quad (38)$$

où T_i est la température du fluide entrant dans le capteur et où toutes les autres variables ont la même signification que dans l'équation (24). Ceci permet de définir un niveau critique d'ensoleillement G_c qui doit être dépassé afin de pouvoir commencer à capter de l'énergie solaire. Comme le modèle ne traite que des moyennes mensuelles, G_c est défini en utilisant la moyenne mensuelle du produit transmissivité-absorptivité ($\overline{\tau \alpha}$) et la moyenne mensuelle de la température pendant les heures d'ensoleillement $\overline{T_a}$ (supposée égale à la température moyenne quotidienne plus 5 °C) par :

$$G_c = \frac{F_R U_L (T_i - \overline{T_a})}{F_R (\overline{\tau \alpha})} \quad (39)$$

En combinant cette définition à l'équation (24), l'expression suivante est obtenue pour la moyenne quotidienne de l'énergie Q captée pendant un mois donné :

$$Q = \frac{1}{N} \sum_{\text{jours}} \sum_{\text{heures}} A_c F_R (\overline{\tau \alpha}) (G - G_c)^+ \quad (40)$$

où N est le nombre de jours dans le mois et G est l'ensoleillement horaire dans le plan du capteur, l'exposant + signifiant que seuls les valeurs positives de la quantité entre parenthèses sont considérées.

La moyenne mensuelle du potentiel d'utilisation $\overline{\phi}$ est définie par la somme pour un mois, pour toutes les heures et pour toutes les journées, du rayonnement solaire incident dans le plan des capteurs qui est au-dessus du niveau critique, divisé par l'ensoleillement total mensuel :

$$\overline{\phi} = \frac{\sum_{\text{jours}} \sum_{\text{heures}} (G - G_c)^+}{\overline{H}_T N} \quad (41)$$

où \overline{H}_T est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien dans le plan des capteurs. En substituant cette définition dans l'équation (40), une formule simple déterminant les économies mensuelles d'énergies générées par le système solaire, est obtenue :



$$Q = A_c F_R (\overline{\tau\alpha}) \overline{H}_T \overline{\phi} \quad (42)$$

L'objectif de la méthode du potentiel d'utilisation est de calculer $\overline{\phi}$ à partir de l'orientation des capteurs solaires et des données mensuelles du rayonnement solaire introduites par l'utilisateur (ou copiées depuis la base de données météorologiques en ligne RETScreen). La méthode établit une corrélation entre $\overline{\phi}$, la moyenne mensuelle de l'indice de clarté \overline{K}_T et deux variables (un facteur géométrique \overline{R}/R_n et un nombre sans dimension \overline{X}_c caractérisant le niveau d'ensoleillement critique) définies ci-après.

2.4.2 Facteur géométrique \overline{R}/R_n

\overline{R} est calculé mensuellement comme étant le rapport entre le rayonnement solaire dans le plan du capteur \overline{H}_T divisé par celui sur une surface horizontale \overline{H} :

$$\overline{R} = \frac{\overline{H}_T}{\overline{H}} \quad (43)$$

où \overline{H}_T est calculé comme au paragraphe 2.1.2. R_n est le rapport du rayonnement solaire dans le plan du capteur divisé par le rayonnement sur l'horizontale, pendant l'heure de la journée qui entoure le midi solaire et pour une journée moyenne du mois. Ceci se traduit par l'équation suivante :

$$R_n = \left(1 - \frac{r_{d,n} H_d}{r_{t,n} H}\right) R_{b,n} + \left(\frac{r_{d,n} H_d}{r_{t,n} H}\right) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (44)$$

où $r_{d,n}$ est l'ensoleillement diffus pendant l'heure de la journée qui entoure le midi solaire, divisé par le total de l'ensoleillement diffus pendant toute la journée. $r_{t,n}$ est l'ensoleillement global pendant l'heure de la journée qui entoure le midi solaire, divisé par le total de l'ensoleillement global pendant toute la journée. Les valeurs d'ensoleillement sont considérées chaque mois pour une « journée moyenne du mois », c'est-à-dire une journée pour laquelle l'ensoleillement global H est égal à la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global quotidien \overline{H} ; H_d est la moyenne mensuelle de l'ensoleillement quotidien diffus de cette « journée moyenne » (calculée à partir de l'équation 14), β est l'inclinaison du capteur par rapport à l'horizontale et ρ_g est l'albédo moyen du sol (voir section 2.1.2).





$r_{t,n}$ est calculé par l'équation de Collares-Pereira et Rabl (Duffie et Beckman, 1991, ch. 2.13), écrite pour le midi solaire :

$$r_{t,n} = \frac{\pi}{24} (a+b) \frac{1 - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (45)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (46)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (47)$$

où ω_s est l'angle horaire du soleil à son coucher (voir équation 2), exprimé en radians. $r_{d,n}$ est calculé à partir de l'équation de Liu et Jordan, écrite pour le midi solaire :

$$r_{d,n} = \frac{\pi}{24} \frac{1 - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (48)$$

2.4.3 Nombre sans dimension caractérisant le niveau d'ensoleillement critique \bar{X}_c

\bar{X}_c est défini comme étant le rapport du niveau d'ensoleillement critique divisé par le niveau d'ensoleillement à midi lors d'une journée typique du mois :

$$\bar{X}_c = \frac{G_c}{r_{t,n} R_n \bar{H}} \quad (49)$$

où $r_{t,n}$ est donné par l'équation (45) et R_n par l'équation (44).





2.4.4 Moyenne mensuelle du potentiel d'utilisation quotidien $\bar{\phi}$

Finalement, la corrélation permettant d'obtenir la moyenne mensuelle du potentiel d'utilisation quotidien $\bar{\phi}$ en fonction des deux facteurs \bar{R}/R_n et \bar{X}_c calculés précédemment, est la suivante :

$$\bar{\phi} = \exp \left\{ \left[a + b \frac{R_n}{\bar{R}} \right] \left[\bar{X}_c + c \bar{X}_c^2 \right] \right\} \quad (50)$$

avec :

$$a = 2,943 - 9,271 \bar{K}_T + 4,031 \bar{K}_T^2 \quad (51a)$$

$$b = -4,345 + 8,853 \bar{K}_T - 3,602 \bar{K}_T^2 \quad (51b)$$

$$c = -0,170 - 0,306 \bar{K}_T + 2,936 \bar{K}_T^2 \quad (51c)$$

L'énergie captée peut être ainsi calculée, comme montré précédemment avec l'équation (42).

2.5 Modèle pour les piscines

Le calcul des besoins de chauffage d'une piscine est effectué en supposant que la piscine est maintenue à une température constante, dite *température désirée*. Ainsi, le modèle n'inclut aucun calcul de capacité de stockage thermique de la piscine et ne prend pas en compte la possibilité que la piscine ait une température supérieure à la température désirée (tout ceci engendrerait alors un niveau de calculs itératifs dépassant les objectifs d'un outil basé sur des feuilles de calcul).

Les besoins en chauffage de la piscine sont calculés en faisant le bilan thermique de la piscine, c'est-à-dire en comparant les pertes et les gains thermiques (voir **Figure 16**). Les pertes sont attribuables à l'évaporation, à la convection, à la conduction, au rayonnement et à l'ajout d'eau fraîche. Les gains comprennent les gains solaires passifs, les gains solaires actifs associés au chauffe-piscine solaire et les gains provenant d'un système de chauffage auxiliaire. Dans les sections qui suivent, ces gains et ces pertes sont appelés *taux* ou *puissance*, c'est-à-dire qu'ils sont exprimés par unité de temps. La conversion entre une



puissance \dot{Q} et la valeur d'énergie moyenne mensuelle Q est simplement donnée par la formule suivante :

$$Q = 86400 N_{jours} \dot{Q} \quad (52)$$

où N_{jours} est le nombre de jours dans le mois et 86 400 est le nombre de secondes dans un jour.

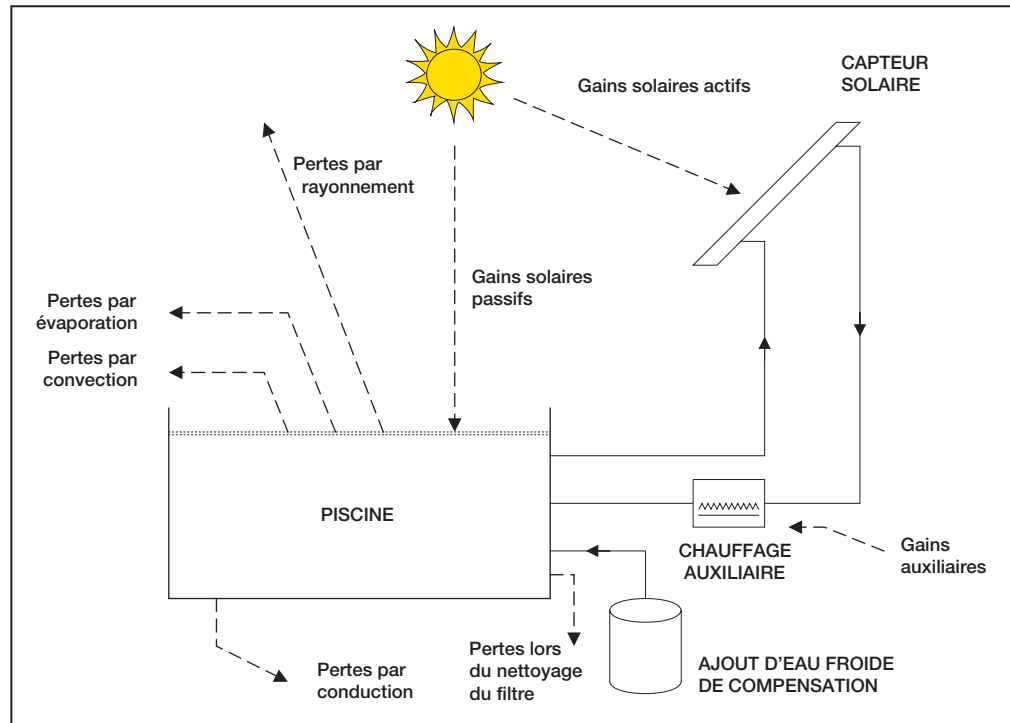


Figure 16 :
Bilan des pertes thermiques et des gains thermiques dans une piscine.

2.5.1 Environnement climatique de la piscine

L'environnement climatique de la piscine varie selon son emplacement, c'est-à-dire si elle se trouve à l'intérieur ou à l'extérieur. Dans le cas d'une piscine intérieure, les conditions suivantes sont assumées :

- température de thermomètre sec égale au maximum entre 27 °C (ASHRAE 1995, p. 4.6) et la température ambiante;



- humidité relative de 60 % (ASHRAE 1995, p. 4.6);
- vitesse du vent de 0,1 m/s considérant de 6 à 8 changements d'air par heure dans le bâtiment dans lequel se trouve une piscine, c'est-à-dire un renouvellement d'air en 450 s (p. ex. : si la piscine fait 25 m de long et qu'elle a 5 m d'espace de promenade autour d'elle, un débit d'air de 35/450 = 0,08 m/s est obtenu); et
- température de rayonnement de la voûte céleste égale à la température ambiante de la piscine.

Dans le cas d'une piscine extérieure, les conditions climatiques sont celles qui ont été entrées par l'utilisateur (ou copiées de la base de données météorologiques en ligne de RETScreen), à l'exception de la vitesse du vent et de l'humidité relative qui font l'objet d'une attention spéciale expliquée ci-après.

■ **Vitesse du vent**

Les simulations montrent qu'en utilisant une couverture de piscine (appelée aussi toile solaire), au moins une partie de la journée, et que la moyenne mensuelle de vitesse du vent est utilisée pour la simulation, les pertes par évaporation sont sous-estimées. Cela peut venir du fait que la vitesse du vent est généralement plus élevée pendant la journée (lorsque la couverture de piscine est enlevée) que pendant la nuit. Des observations faites à Toronto (Ontario); à Montréal (Québec), à Phoenix (Arizona) et à Miami (Floride) montrent qu'en général, la vitesse maximale du vent dans l'après-midi est à peu près le double de celle pendant la nuit. Par conséquent, dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau, une fonction sinusoïdale a été introduite pour simuler la vitesse du vent pendant la journée :

$$V_h = \bar{V} + \frac{\bar{V}}{3} \cos\left(\frac{2\pi(h-h_0)}{24}\right) \quad (53)$$

où V_h est la vitesse du vent à l'heure h , \bar{V} la moyenne de la fluctuation de la vitesse du vent et h_0 un décalage. Le modèle suppose que la vitesse maximale du vent est atteinte lorsque la couverture de piscine est enlevée et il effectue la moyenne sur toute la période pour laquelle la piscine n'est pas recouverte, ce qui conduit à la valeur moyenne suivante :

$$\bar{V}_{sans} = \bar{V} + \bar{V} \frac{8}{\pi(24 - N_{cov})} \sin\left(\pi \frac{24 - N_{cov}}{24}\right) \quad (54)$$



où N_{cov} est le nombre d'heures de la journée où la couverture est installée. De la même manière, la vitesse moyenne du vent lorsque la couverture de piscine est installée est :

$$\bar{V}_{avec} = \bar{V} - \bar{V} \frac{8}{\pi N_{cov}} \sin\left(\pi \frac{N_{cov}}{24}\right) \quad (55)$$

Finalement, la vitesse du vent est multipliée par un coefficient (entré par l'utilisateur) caractérisant l'exposition au vent de la piscine, permettant de prendre en compte la réduction de la vitesse du vent associée aux coupe-vents naturels (haies et clôtures) aux abords de la piscine.

■ Humidité relative

L'évaporation à la surface d'une piscine dépend de la teneur en humidité de l'air. Dans RETScreen, le calcul du taux d'évaporation est fait en utilisant le *contenu en eau* de l'air plutôt que l'*humidité relative*, car le contenu en eau (exprimé en kg d'eau par kg d'air sec) est une donnée souvent plus constante au cours de la journée que l'humidité relative, qui varie non seulement en fonction de la teneur en humidité mais aussi en fonction de la température ambiante. Le calcul du contenu en eau est effectué suivant la formule trouvée dans ASHRAE Fundamentals (ASHRAE, 1997).

2.5.2 Gains solaires passifs

Les gains solaires passifs diffèrent en fonction de la présence ou de l'absence d'une couverture de piscine.

■ Gains solaires passifs sans la couverture de piscine

En l'absence de couverture, les gains solaires passifs peuvent être exprimés par :

$$Q_{pas, sans\ cov} = A_p \left((1-r_b)(1-s) \bar{H}_b + (1-r_d) \bar{H}_d \right) \quad (56)$$

où A_p est la surface de la piscine, r_b la réflectivité moyenne de l'eau au rayonnement direct et r_d la réflectivité moyenne de l'eau au rayonnement diffus. Comme précédemment, \bar{H}_b et \bar{H}_d sont les moyennes mensuelles de l'ensoleillement direct et diffus (voir équations 6 à 8). La portion ombragée de la piscine s , introduit par l'utilisateur, s'applique uniquement à la composante directe de l'ensoleillement.



Le raisonnement mathématique suivant explique le calcul de r_b et r_d . Un rayon de lumière entrant dans l'eau avec un angle d'incidence θ_z aura un angle de réfraction θ_w lorsqu'il poursuit son chemin dans l'eau selon la loi de Snell (Duffie et Beckman, 1991, éq. 5.1.4; voir **Figure 17**) :

$$n_{air} \sin(\theta_z) = n_{eau} \sin(\theta_w) \quad (57)$$

où n_{air} et n_{eau} sont les indices de réfraction respectivement de l'air et de l'eau :

$$n_{air} = 1 \quad (58)$$

$$n_{eau} = 1,332 \quad (59)$$

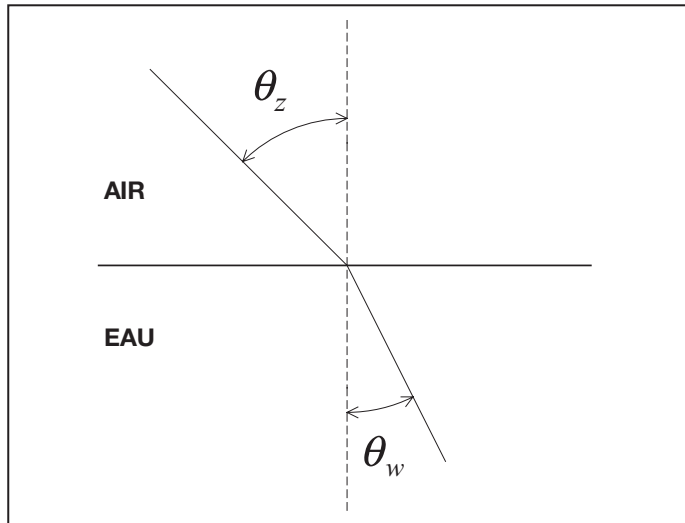


Figure 17 :
Loi de Snell.

r_b peut être calculé avec la loi de Fresnel pour les composantes parallèles et perpendiculaires du rayonnement réfléchi (Duffie et Beckman, 1991, éq. 5.1.1 à 5.1.3) :

$$r_{\perp} = \frac{\sin^2(\theta_w - \theta_z)}{\sin^2(\theta_w + \theta_z)} \quad (60)$$

$$r_{//} = \frac{\tan^2(\theta_w - \theta_z)}{\tan^2(\theta_w + \theta_z)} \quad (61)$$

$$r_b = \frac{1}{2}(r_{\perp} + r_{//}) \quad (62)$$

Une fois ces calculs faits, il devient évident que r_b est uniquement fonction de θ_z . La **Figure 18** montre que r_b peut être adéquatement approximée par l'équation suivante :

$$r_b = 0,0203 + 0,9797 (1 - \cos \theta_z)^5 \quad (63)$$

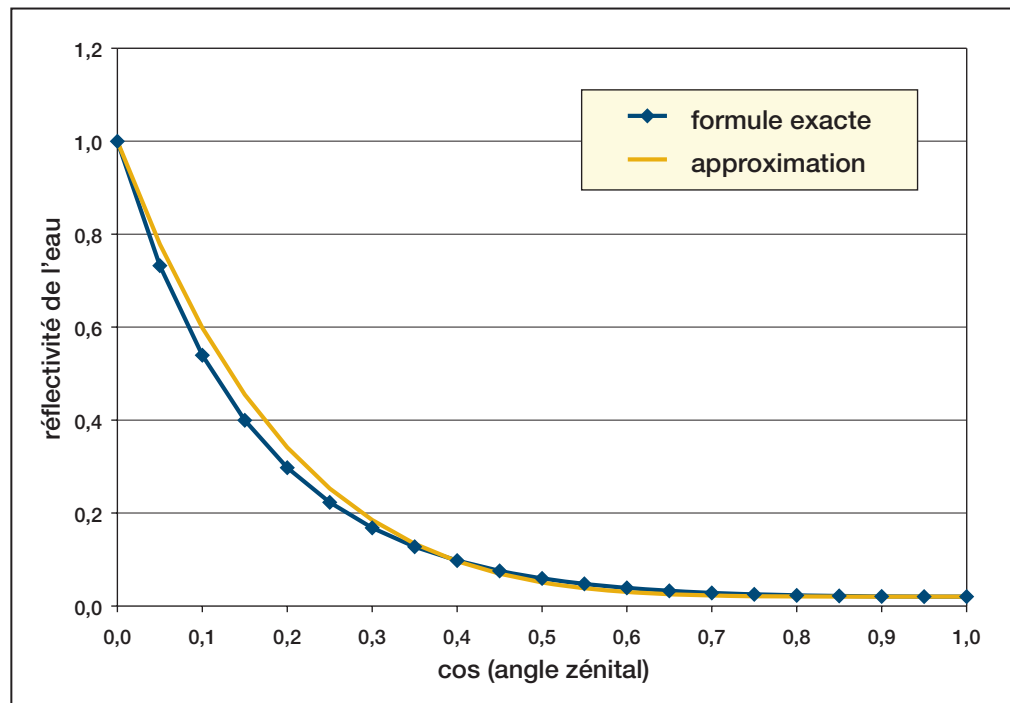


Figure 18 :
Réflectivité de l'eau en fonction du cosinus de l'angle d'incidence de la lumière par rapport à la normale à la surface de l'eau.



Comme le soleil en hiver est plus bas au-dessus de l'horizon, une valeur distincte de r_b est calculée chaque mois. L'équation ci-dessus est utilisée avec θ_z calculé 2,5 heures avant ou après le midi solaire (la valeur de 2,5 h provient de Duffie et Beckman, 1991, p. 244).

La réflectivité du rayonnement diffus est indépendante de la position du soleil et est fondamentalement égale à la réflectivité calculée avec un angle d'incidence de 60° (Duffie et Beckman, 1991, p. 227). En utilisant l'équation exacte, $r_d = 0,060$ est trouvée.

■ Gains solaires passifs avec une couverture solaire

Dans le cas d'une piscine recouverte par une toile, les gains solaires passifs peuvent s'écrire :

$$Q_{pas, cov} = A_p \alpha_c \bar{H} \quad (64)$$

où α_c est l'absorptivité de la toile de piscine (fixée à 0,4) et \bar{H} est, comme précédemment, la moyenne mensuelle de l'ensoleillement global sur une surface horizontale.

■ Total des gains solaires passifs

Les gains solaires passifs sont une combinaison des gains avec et sans la toile solaire. Le modèle considère que la couverture est utilisée surtout la nuit. Si la couverture est installée N_{cov} heures par jours et que la durée moyenne du jour pour le jour moyen du mois est $N_{clarté}$, alors le nombre d'heures $N_{sans cov}$ pour lequel la couverture est enlevée pendant les heures d'ensoleillement est :

$$N_{sans cov} = \min(24 - N_{cov}, N_{clarté}) \quad (65)$$

Les gains solaires passifs sont simplement considérés égaux à la somme des gains solaires passifs avec et sans la couverture. Cette moyenne est pondérée en fonction du nombre d'heures où la couverture n'est pas installée pendant les heures d'ensoleillement :

$$Q_{pas} = \frac{N_{sans cov}}{N_{clarté}} Q_{pas, sans cov} + \left(1 - \frac{N_{sans cov}}{N_{clarté}}\right) Q_{pas, cov} \quad (66)$$



Exprimé par unité de temps, le taux des gains solaires passifs est calculé grâce à l'équation (52) :

$$\dot{Q}_{pas} = \frac{Q_{pas}}{86400 N_{jours}} \quad (67)$$

2.5.3 Pertes par évaporation

Dans la littérature, plusieurs méthodes permettant de calculer les pertes par évaporation existent, y compris celle proposée dans ASHRAE (ASHRAE, 1995), revue par Smith et coll. (1994) et celle citée dans le manuel de Hahne et Kübler (1994). Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau adopte l'équation du standard ISO TC 180 (Hahne et Kübler, 1994):

$$\dot{Q}_{éva} = A_p h_e (P_{v,sat} - P_{v,amb}) \quad (68)$$

où $\dot{Q}_{éva}$ est la puissance (en W) dissipée à cause de l'évaporation de l'eau de la surface de la piscine, h_e le coefficient de transfert de masse et où $P_{v,sat}$ et $P_{v,amb}$ sont les pressions partielles de la vapeur d'eau respectivement à la saturation et aux conditions ambiantes. Le coefficient de transfert de masse h_e (en (W/m²)/Pa) s'exprime par :

$$h_e = 0,05058 + 0,0669 V \quad (69)$$

où V est la vitesse du vent à la surface de la piscine, exprimée en m/s. La pression partielle de vapeur d'eau à la saturation $P_{v,sat}$ est calculée à partir de la formule de ASHRAE (1997). La pression partielle de vapeur d'eau pour des conditions ambiantes $P_{v,amb}$ est calculée à partir du contenu en eau, aussi à partir de la formule de ASHRAE (1997).

Le taux d'évaporation de l'eau de la piscine $\dot{m}_{éva}$, en kg/s, est relié à $\dot{Q}_{éva}$ par :

$$\dot{m}_{éva} = \frac{\dot{Q}_{éva}}{\lambda} \quad (70)$$

où λ est la chaleur latente de vaporisation de l'eau (2 454 kJ/kg).



Quand la couverture de piscine est installée, 90 % de la surface de la piscine est considérée recouverte et donc, que l'évaporation de l'eau est réduite de 90 %. Lorsque la couverture est ôtée, les pertes par évaporation sont multipliées par deux pour tenir compte du taux d'activité dans la piscine (Hahne et Kübler, 1994).

2.5.4 Pertes par convection

Les pertes par convection sont estimées en utilisant l'équation citée par Hahne et Kübler (1994) :

$$\dot{Q}_{conv} = A_p h_{con} (T_p - T_a) \quad (71)$$

où \dot{Q}_{conv} est le taux de pertes de thermique par convection (en W), T_p la température de la piscine, T_a la température ambiante et h_{conv} le coefficient de transfert thermique par convection donné par :

$$h_{conv} = 3,1 + 4,1 V \quad (72)$$

avec la vitesse du vent V exprimée en m/s.

2.5.5 Pertes par radiation

Les pertes par radiation vers le milieu environnant, en l'absence de toile de piscine, $\dot{Q}_{rad, sans\ couv}$ (en W) sont données par :

$$\dot{Q}_{rad, sans\ couv} = A_p \varepsilon_w \sigma (T_p^4 - T_{ciel}^4) \quad (73)$$

où ε_w est l'émissivité de l'eau dans le spectre infra-rouge (0,96), σ la constante de Stefan-Boltzmann ($5,669 \times 10^{-8}$ (W/m²)/K⁴), T_p la température de la piscine et T_{ciel} la température de la voûte céleste (voir section 2.1.3). En présence de la toile de piscine, on considère que 90 % de la surface de la piscine est recouverte et que les pertes par radiation deviennent alors :



$$\dot{Q}_{rad, couv} = A_p (0,1 \varepsilon_w + 0,9 \varepsilon_c) \sigma (T_p^4 - T_{ciel}^4) \quad (74)$$

où ε_c est l'émissivité de la couverture de piscine. En fonction du matériau de la couverture de piscine, l'émissivité peut aller de 0,3 à 0,9 (NRCan, 1998). Une valeur moyenne de 0,4 est alors utilisée. En combinant les deux équations précédentes avec la durée pendant laquelle la couverture est installée, les valeurs de ε_w et ε_c mentionnées ci-dessus donnent :

$$\dot{Q}_{rad} = A_p (0,96 N_{couv} + 0,456 (24 - N_{couv})) \sigma (T_p^4 - T_{ciel}^4) \quad (75)$$

2.5.6 Pertes thermiques attribuables à l'eau de renouvellement de la piscine

De l'eau est ajoutée à la piscine pour compenser les pertes par évaporation, les pertes associées à l'activité des baigneurs et les renouvellements volontaires d'eau. Si f_{renouv} est le taux de remplacement d'eau entré par l'utilisateur (qui *exclut* le volume d'eau nécessaire pour compenser les pertes d'eau par évaporation), exprimé comme une fraction du volume de la piscine renouvelé chaque semaine, le taux de renouvellement d'eau (en kg/s) est donné par :

$$\dot{m}_{renouv} = \dot{m}_{eva} + f_{renouv} \frac{\rho V_p}{7 \times 86400} \quad (76)$$

où ρ est la masse volumique de l'eau (1 000 kg/m³) et V_p le volume de la piscine. Ce dernier volume est calculé à partir de la surface de la piscine en considérant une profondeur moyenne de 1,5 m :

$$V_p = 1,5 A_p \quad (77)$$

Le taux d'énergie nécessaire pour réchauffer l'eau ajoutée \dot{Q}_{renouv} est donnée par :



$$\dot{Q}_{renouv} = \dot{m}_{renouv} C_p (T_p - T_c) \quad (78)$$

où T_c est la température froide fournie par le réseau municipal (voir section 2.1.4) et C_p la capacité calorifique de l'eau ($C_p = 4\,200$ (kJ/kg)/°C).

2.5.7 Pertes par conduction

Les pertes par conduction sont souvent négligeables par rapport aux autres pertes. Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau, les pertes par conduction \dot{Q}_{cond} sont supposées égales à 5 % des autres pertes :

$$\dot{Q}_{cond} = 0,05 (\dot{Q}_{éva} + \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{rad} + \dot{Q}_{renouv}) \quad (79)$$

2.5.8 Gains solaires actifs

La portion maximale de gains solaires actifs \dot{Q}_{act} est déterminée par la méthode du potentiel d'utilisation (voir section 2.4) en considérant que la température de la piscine est égale à la température désirée.

2.5.9 Bilan énergétique

Le taux d'énergie \dot{Q}_{req} requis pour maintenir la piscine à la température désirée est exprimé comme étant la somme de toutes les pertes moins les gains solaires passifs :

$$\dot{Q}_{req} = \max(\dot{Q}_{éva} + \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{rad} + \dot{Q}_{renouv} + \dot{Q}_{cond} - \dot{Q}_{pass}, 0) \quad (80)$$

Cette énergie peut provenir soit du chauffage auxiliaire, soit des capteurs solaires. Le taux d'énergie effectivement fournie par le système d'énergie renouvelable $\dot{Q}_{fournie}$, est le minimum de l'énergie requise et de l'énergie fournie par les capteurs solaires :

$$\dot{Q}_{fournie} = \min(\dot{Q}_{req}, \dot{Q}_{act}) \quad (81)$$



Si l'énergie solaire captée est plus grande que l'énergie requise par la piscine, alors la température de la piscine va augmenter à une valeur supérieure à celle désirée. Cela pourrait se traduire par un besoin d'énergie plus faible le mois suivant mais cela n'est pas pris en compte dans le modèle. La puissance auxiliaire \dot{Q}_{aux} , requise pour maintenir la piscine à la température désirée, est simplement la différence entre les besoins d'énergie et l'énergie fournie par le chauffe-piscine solaire :

$$\dot{Q}_{aux} = \dot{Q}_{req} - \dot{Q}_{fournie} \quad (82)$$

2.6 Autres calculs

2.6.1 Surface proposée des capteurs solaires

La surface proposée des capteurs solaires dépend des besoins d'énergie, du type de système et du type de capteur solaire.

- Pour la production d'eau chaude sanitaire avec stockage, la charge de chauffage considérée mensuellement est la charge de chauffage mensuelle incluant les pertes dans les tuyaux et le réservoir.
- Pour la production d'eau chaude sanitaire sans stockage, la charge thermique pour le dimensionnement de chaque mois est fixée à 14 % de la quantité d'énergie mensuelle à fournir, fois $(1 + f_{pertes})$ pour tenir compte des pertes dans la tuyauterie. La valeur de 14 % a été choisie de manière à ce que la quantité d'énergie fournie ne dépasse pas la valeur recommandée de 15 % de la charge totale d'énergie à assurer.
- Dans le cas des piscines, la charge de chauffage est égale à l'énergie requise, fois $(1 + f_{pertes})$ pour tenir compte des pertes dans la tuyauterie.

La surface proposée de capteur solaire est basée sur la méthode du potentiel d'utilisation. De manière optimale, pour chaque mois la quantité d'énergie utile doit être égale à la charge considérée pour le dimensionnement. En utilisant l'équation (42) :

$$Q_{charge} = A_c F_R (\overline{\tau\alpha}) \bar{H}_T \bar{\phi} \quad (83)$$

qui est résolue pour trouver la surface de capteur solaire A_c . Cela donne alors 12 valeurs mensuelles de surfaces de capteurs solaires proposées. Ensuite :



- Pour la production d'eau chaude sanitaire, le modèle prend la plus faible des valeurs mensuelles. Pour un système sans stockage, cela permet d'assurer que, même pour les mois les plus ensoleillés, la production d'énergie renouvelable ne dépasse pas 15 % de la charge totale d'énergie à assurer. Pour un système avec stockage, 100 % des besoins pourraient être fournis pendant le mois le plus ensoleillé si le système pouvait utiliser toute l'énergie disponible. En fait, comme les systèmes avec stockage sont moins performants (puisqu'ils travaillent à plus haute température), la méthode conduira généralement à des taux de recouvrement solaire de la charge plus faibles, généralement autour de 70 % pour le mois le plus ensoleillé.
- Dans le cas des piscines, la méthode ci-dessus ne s'applique pas puisque les besoins de chauffage sont pratiquement nuls pendant les mois les plus ensoleillés. Par conséquent, le modèle prend la moyenne des valeurs mensuelles de surface de capteurs solaires calculées pour la saison d'utilisation.

Le nombre de capteurs solaires est calculé en fonction de la surface de capteurs proposée, divisée par la surface d'un capteur individuel, arrondie à la valeur entière la plus proche.

2.6.2 Énergie de pompage

L'énergie de pompage est calculée par :

$$Q_{pompe} = N_{capt} P_{pompe} A_c \quad (84)$$

où P_{pompe} est la puissance de pompage par unité de surface du capteur solaire et N_{capt} le nombre d'heures par année pendant lesquelles le capteur solaire est en fonctionnement. Une approximation de N_{capt} est obtenue par la méthode suivante : si le capteur fonctionnait sans aucune perte thermique tant qu'il y a de l'énergie solaire, alors il capterait la quantité d'énergie $A_c F_R (\overline{\tau\alpha}) \bar{H}_T$. En réalité, il capte $Q_{fournie} (1 + f_{pertes})$ où $Q_{fournie}$ est la quantité d'énergie fournie par le système et f_{pertes} la fraction d'énergie solaire perdue dans l'environnement via les tuyaux et le réservoir. N_{capt} est tout simplement obtenu en prenant le rapport de ces deux quantités et en les multipliant par le nombre d'heures de clarté pour le mois $N_{clarté}$:

$$N_{capt} = \frac{Q_{fournie} (1 + f_{pertes})}{A_c F_R (\overline{\tau\alpha}) \bar{H}_T} N_{clarté} \quad (85)$$





La comparaison avec des simulations montre que cette méthode aurait tendance à légèrement surestimer le nombre d'heures de fonctionnement du système. Un facteur de correction égal à 0,75 est introduit pour compenser cette surestimation.

2.6.3 Production annuelle d'énergie au m², rendement du système solaire et taux de recouvrement de la charge

La production annuelle d'énergie au m² est simplement l'énergie fournie par le système divisée par la surface de capteur solaire. Le rendement du système solaire est l'énergie fournie divisée par l'ensoleillement incident sur la surface totale de capteur solaire. Le taux de recouvrement de la charge (fraction solaire) est égal à l'énergie fournie divisée par la demande d'énergie.

2.7 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau. Ceux-ci incluent des experts en modélisation de systèmes de chauffage solaire de l'eau, des ingénieurs experts en coûts, des spécialistes en modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

2.7.1 Production d'eau chaude sanitaire – comparaison avec un modèle horaire et des données monitorées

Cette section présente deux exemples de validations faites pour le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau. Tout d'abord, on compare les prédictions du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau aux calculs effectués à l'aide du logiciel de simulation horaire WATSUN. Ensuite, les estimations du modèle sont comparées à des données mesurées pour dix projets réels de chauffage solaire de l'eau.





■ Comparaison avec un modèle horaire

WATSUN (Université de Waterloo, 1994) est un logiciel destiné à simuler des systèmes de chauffage solaires actifs. Il effectue des simulations horaires d'un système avec des paramètres descriptifs définis par l'utilisateur et par exemple, des données météorologiques typiques (Typical Meteorological Year : TMY). Il fournit ensuite un résumé mensuel des flux d'énergie dans le système. Bien que RETScreen ne soit pas conçu pour être un outil de simulation mensuel, l'utilisateur peut spécifier les mois pour lesquels il veut que l'analyse soit faite. Dans ce chapitre, les prédictions mensuelles de RETScreen sont comparées à celles de WATSUN pour un chauffe-eau solaire domestique courant dont les caractéristiques sont résumées au **Tableau 2**. Les valeurs annuelles prédites (**Tableau 3**) montrent que l'accord entre les deux programmes est excellent. Les **Figures 19 a à d** comparent mois-par-mois les prédictions de RETScreen aux calculs de WATSUN. Il y a un bon accord entre le niveau d'ensoleillement dans le plan des capteurs (**Figures 19a**), l'estimation de la charge énergétique (**Figures 19b**) et de l'énergie fournie (**Figures 19c**). Pour le temps d'opération de la pompe (**Figures 19d**), l'accord est également acceptable, bien que le modèle actuellement utilisé dans RETScreen ne fasse qu'une estimation grossière de cette variable.

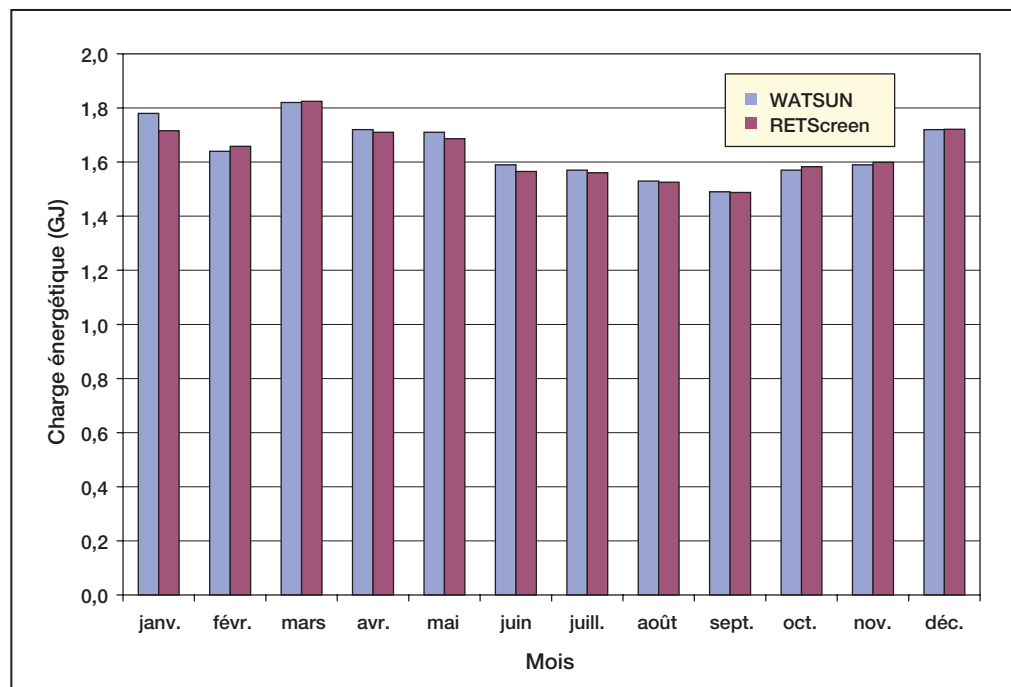
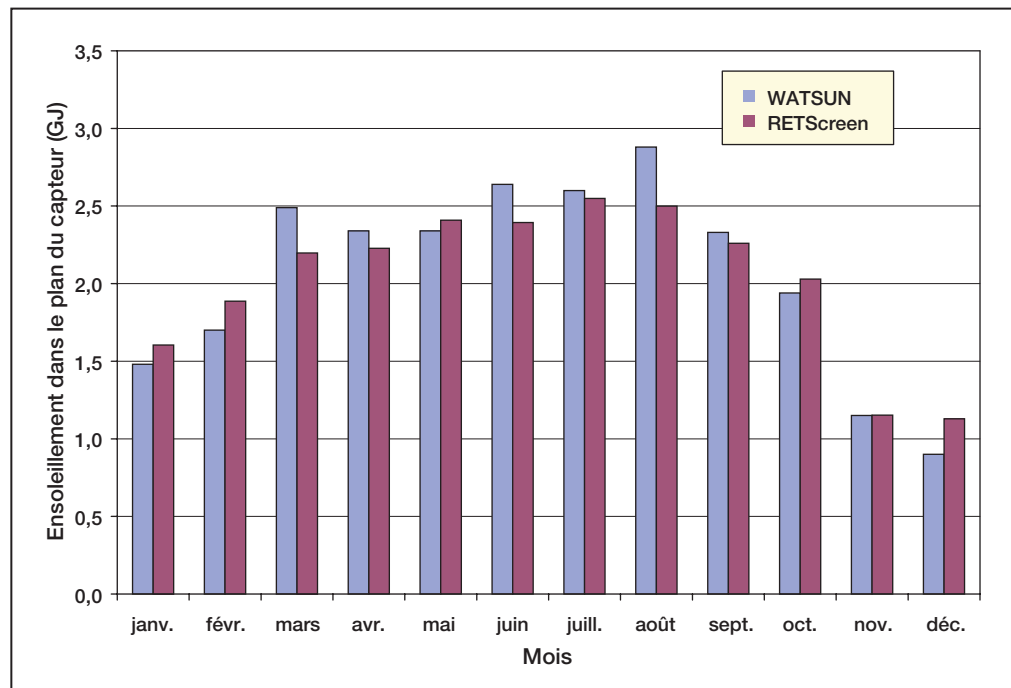
Paramètre	Description
Capteur	Vitré, 5 m ²
Inclinaison	60 degrés face au sud
Stockage	Sans stratification; 0,4 m ³
Échangeur de chaleur	Efficacité 70 %
Lieu	Toronto, ON, Canada

Tableau 2 : Paramètres du système de chauffe-eau solaire domestique.

	RETScreen	WATSUN	Différence
Ensoleillement incident (GJ)	24,34	24,79	-1,8 %
Charge énergétique (GJ)	19,64	19,73	-0,5 %
Énergie fournie (GJ)	8,02	8,01	0,1 %
Temps d'opération de la pompe (h)	1 874	1 800	4,1 %

Tableau 3 : Comparaison des valeurs annuelles estimées – chauffe-eau solaire domestique.

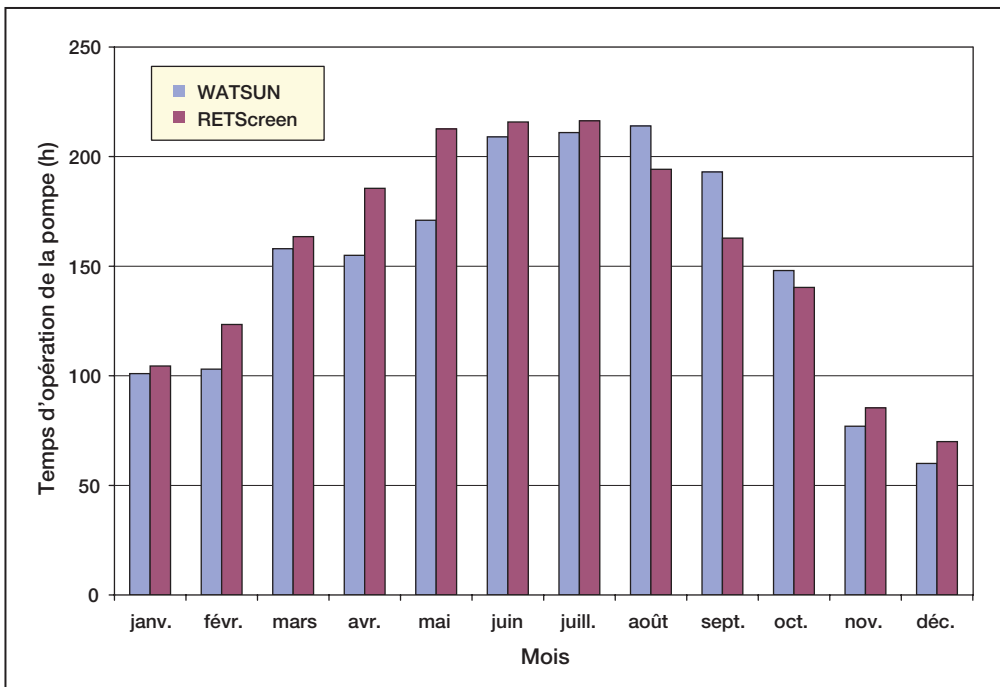
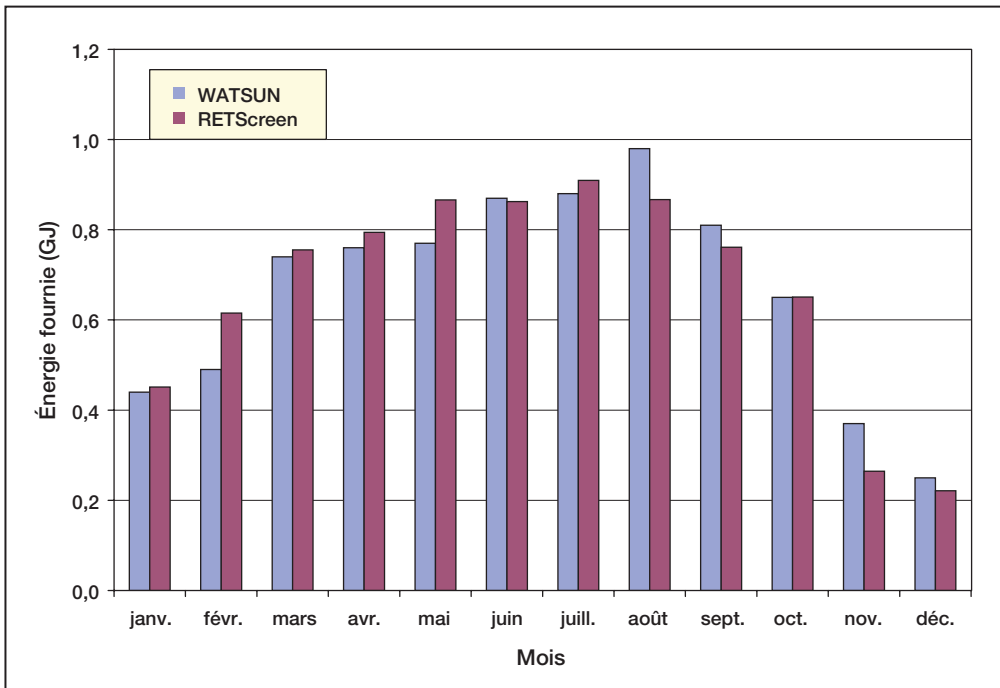




Figures 19a et 19b :

Comparaison des valeurs mensuelles estimées – chauffe-eau solaire domestique.





Figures 19c et 19d :

Comparaison des valeurs mensuelles estimées – chauffe-eau solaire domestique.



■ **Comparaison avec des données monitorées**

Afin de compléter la validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau dans le cas des chauffe-eau domestiques, les prédictions du modèle ont été comparées à des données monitorées de 10 systèmes utilisés dans le projet S2000 de Guelph, Ontario, Canada (Enermodal, 1999). Ces systèmes avaient un capteur solaire d'une surface de 5,9 m², un réservoir de 270 L, un échangeur de chaleur (supposé dans RETScreen comme ayant une efficacité de 60 %) et des charges énergétiques variant entre 90 L/jour et 380 L/jour. Les résultats présentés sur la **Figure 20**, montrent que RETScreen est assez optimiste dans ses prédictions d'énergie en particulier pour les systèmes ayant de faibles volumes d'eau chaude (à gauche de la figure). L'accord est meilleur pour les systèmes qui ont de plus gros soutirages d'eau (à droite de la figure). Parmi les 10 systèmes considérés, la surestimation de la production d'énergie solaire est de l'ordre de 29 %, ce qui est bien à l'intérieur de la gamme requise pour des études de préfaisabilité et de faisabilité; la surestimation chute à 15 % en considérant seulement les trois systèmes qui ont le plus grand soutirage d'eau chaude.

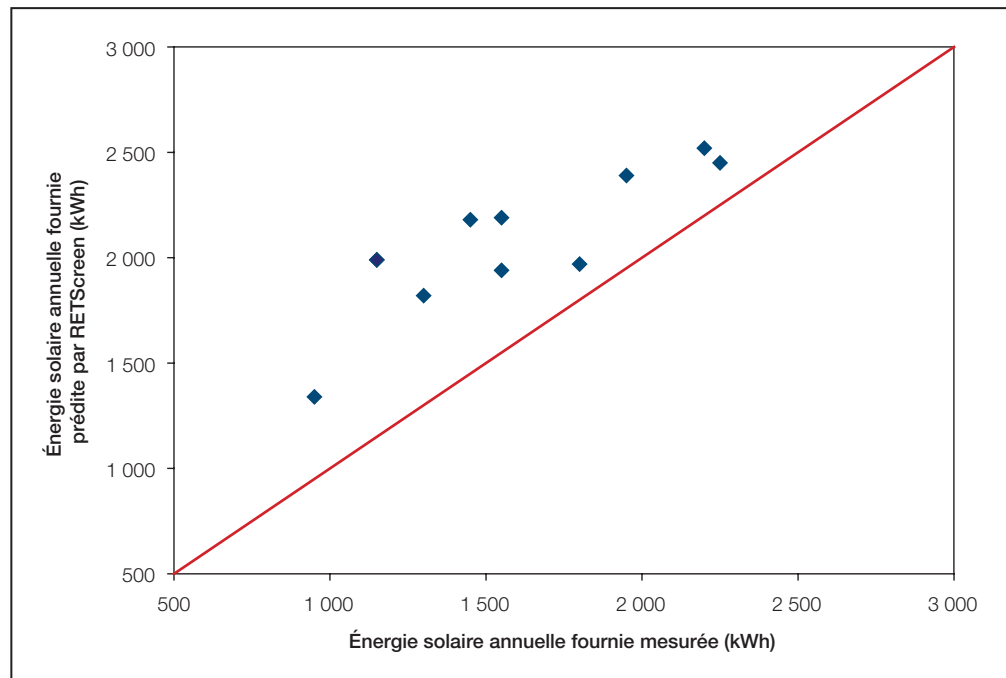


Figure 20 :
 Comparaison des prédictions de RETScreen avec des données monitorées pour Guelph, Ontario, Canada.

2.7.2 Cas des piscines – comparaison avec un modèle horaire et des données monitorées

Cette section présente deux exemples de validations faites avec le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau dans le cas des piscines. Tout d'abord, les prédictions du modèle RETScreen ont été comparées aux calculs effectués à l'aide du logiciel de simulation



horaire ENERPOOL. Ensuite, les estimations du modèle sont comparées à des données mesurées sur le site d'un projet réel.

■ **Comparaison avec un modèle horaire**

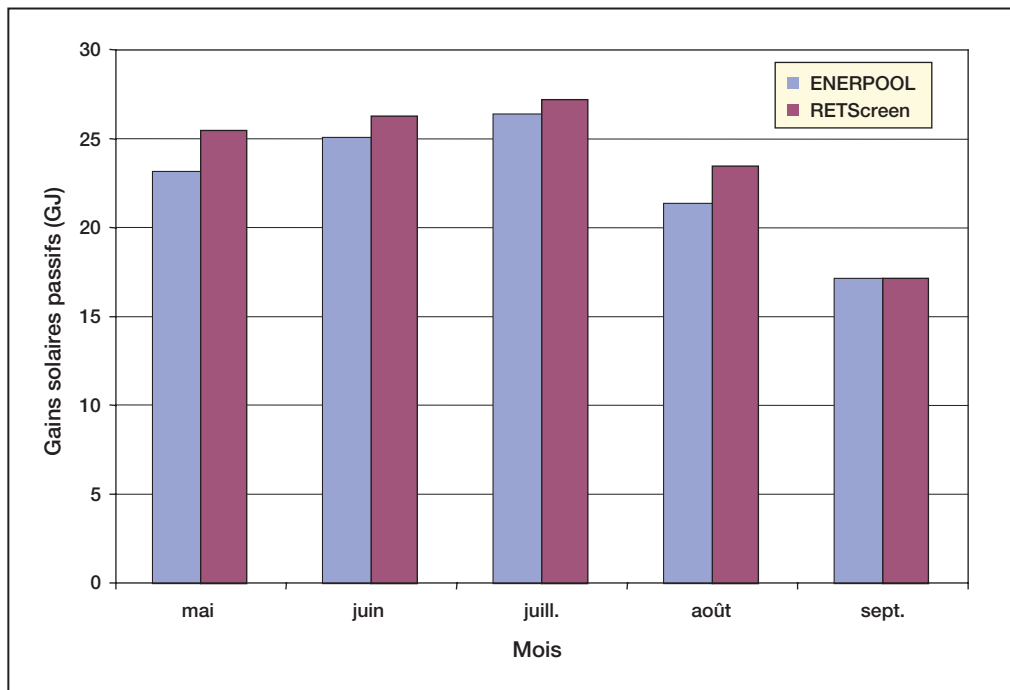
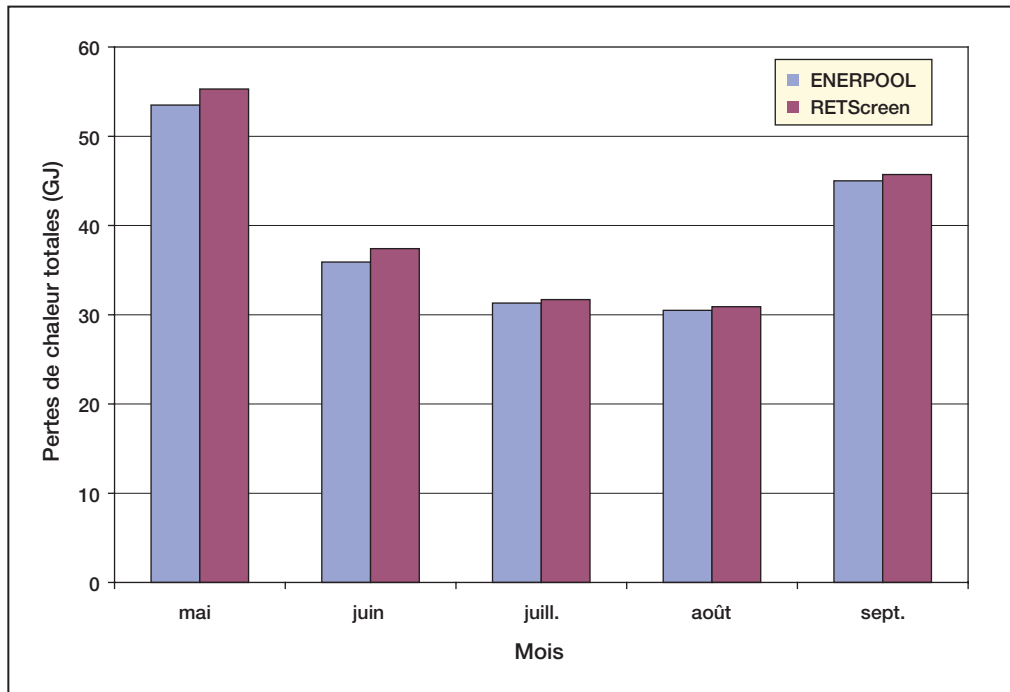
ENERPOOL (NRCan, 1998) est un logiciel de simulations horaires, similaire dans sa conception à WATSUN mais spécialement conçu pour simuler des piscines intérieures et extérieures. Il fournit une récapitulation mensuelle des besoins énergétiques et du taux de recouvrement solaire de la charge pour chauffer une piscine, résultats qui peuvent être comparés à ceux de RETScreen.

Les principales caractéristiques de la piscine extérieure simulée sont résumées dans le **Tableau 4**. Les pertes de la piscine, les gains solaires passifs, la quantité d'énergie requise (égale aux pertes moins les gains solaires passifs) et l'énergie fournie par le système solaire sont montrés sur les **Figures 21a à 21d**. Il y a un bon accord quant aux pertes de la piscine et aux gains solaires passifs (respectivement +2,5 % et +5,7 % pour toute la durée de la saison où la piscine est ouverte), ainsi que pour la quantité d'énergie requise (-2,0 %). La **Figures 21d** est intéressante et demande certains commentaires. Par rapport à ENERPOOL, les gains solaires sont sous-estimés par RETScreen, en particulier en juillet lorsque les besoins énergétiques sont minimums pour chauffer la piscine. Ceci est lié aux méthodes pour estimer les gains solaires dans RETScreen et dans ENERPOOL. RETScreen calcule la quantité d'énergie solaire requise pour maintenir la piscine à une température désirée *minimale*, alors que ENERPOOL permet à la température de la piscine de varier entre un minimum (27 °C) et un maximum (30 °C). Par conséquent, même s'il n'y a pas un besoin d'énergie solaire pour maintenir la piscine à une température minimum, ENERPOOL comptabilise encore l'énergie produite par les capteurs solaires puisqu'il autorise la piscine à monter à une température plus élevée, ce qui est assez représentatif des piscines réelles. Comme montré dans cet exemple, RETScreen prédit ainsi uniquement les gains d'énergie minimum qui pourraient être réalisés en installant un système de chauffage solaire. C'est-à-dire la quantité d'énergie conventionnelle qu'il aurait fallu autrement assurer par un système auxiliaire de chauffe-piscine pour maintenir la température au niveau minimal désiré. En juillet, par exemple, l'énergie solaire est tout simplement égale aux besoins d'énergie de la piscine (4,5 GJ) alors qu'en fait, plus d'énergie pourrait être captée.

Paramètre	Description
Surface de la piscine	48 m ²
Utilisation de la piscine	8 h/jour
Température minimale de la piscine	27 °C
Surface des capteurs solaires	25 m ²
Ouverture de la piscine	1 ^{er} mai
Fermeture de la piscine	30 septembre
Lieu	Montréal, QC, Canada

Tableau 4 : Paramètres décrivant le système de chauffage de piscine.

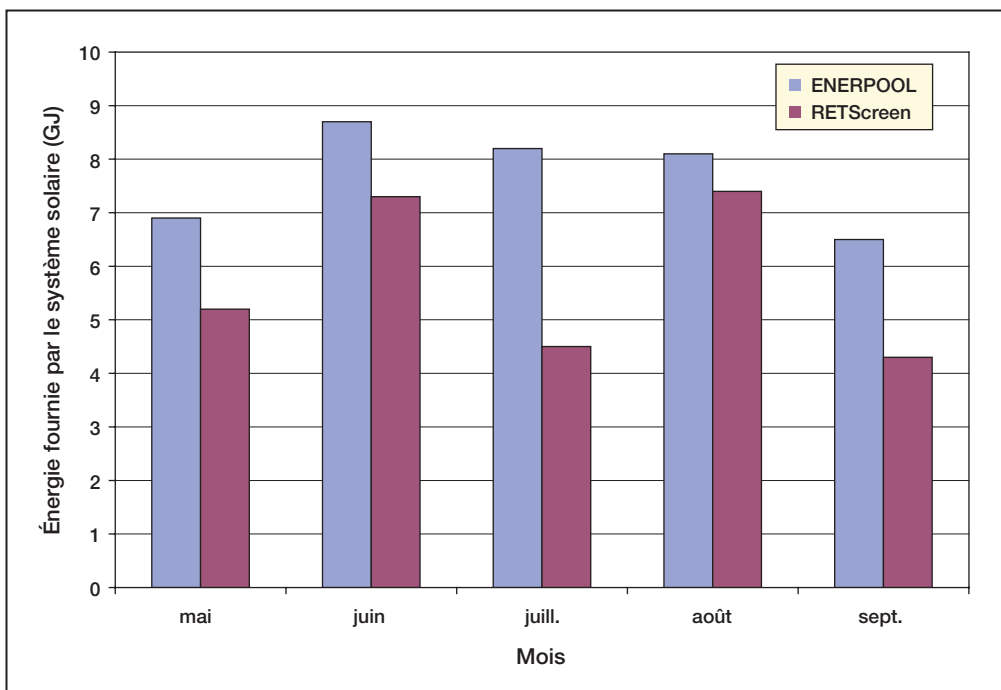
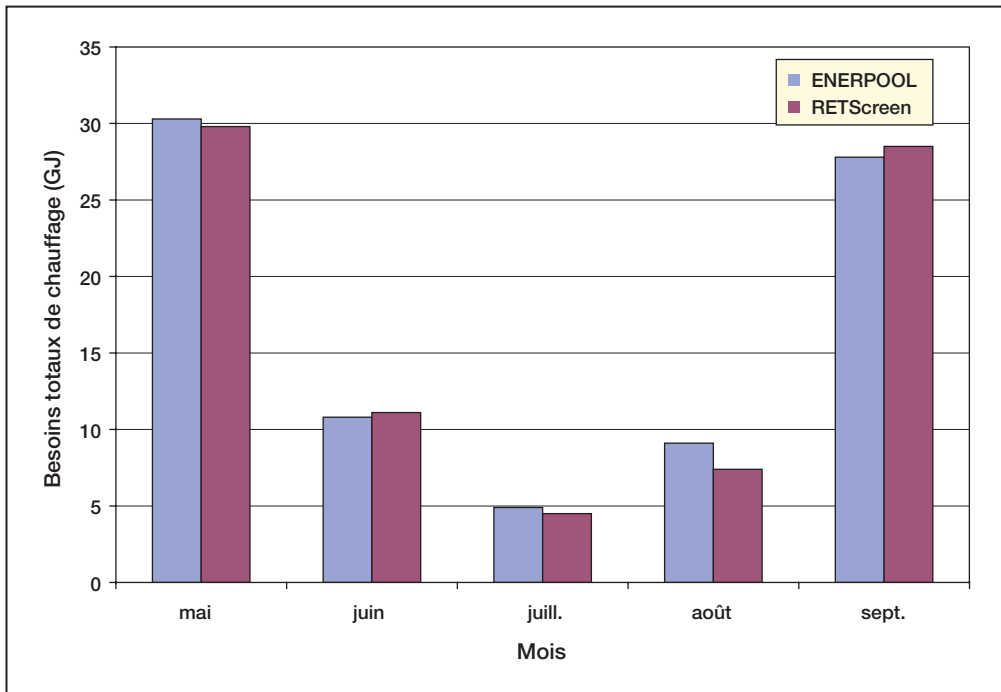




Figures 21a et 21b :

Comparaison des valeurs mensuelles estimées – système de chauffage pour les piscines.





Figures 21c et 21d :

Comparaison des valeurs mensuelles estimées – système de chauffage pour les piscines.





■ Comparaison avec des données monitorées

Afin de compléter la validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau dans le cas des piscines, les prédictions du modèle ont été comparées à des données monitorées pour une véritable piscine située à Möhringen, en Allemagne, en se basant sur les résultats publiés par Hahne et Kübler (1994). Les principales caractéristiques de la piscine sont résumées au **Tableau 5**.

Paramètre	Description
Surface de la piscine	1 200 m ²
Utilisation de la piscine	14 h/jour*
Température minimale de la piscine	24 °C
Surface des capteurs solaires	650 m ²
Ouverture de la piscine	5 mai
Fermeture de la piscine	6 septembre

Tableau 5 : Paramètres de la piscine de Möhringen, Allemagne (* = estimés).

Pendant la saison d'ouverture de la piscine, les besoins d'énergie mesurés ont été de 546 MWh et estimés par RETScreen à 528 MWh (soit un écart de - 3 %). L'énergie mesurée qui a été fournie par le système de chauffage solaire est de 152 MWh avec un rendement du système proche de 38 %; alors que RETScreen prédit respectivement une énergie fournie de 173 MWh (+14 %) et un rendement de 44 %. Comme pour les systèmes de chauffe-eau solaires résidentiels, le pourcentage d'erreur des estimations de RETScreen est acceptable au niveau des études de préfaisabilité ou de faisabilité.

2.8 Sommaire

Dans ce chapitre les algorithmes utilisés dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau ont été passés en revue. Le calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné, le calcul des variables décrivant l'environnement de la piscine, comme la température de la voûte céleste et la modélisation des capteurs solaires sont communs à toutes les applications. L'énergie fournie par un chauffe-eau avec stockage est estimée grâce à la méthode *f-Chart*. Pour les systèmes sans stockage, la méthode du *potentiel d'utilisation* est employée. La même méthode est aussi utilisée pour estimer la quantité d'énergie effectivement captée par les chauffes-piscine solaires; les déperditions thermiques et les gains solaires passifs d'une piscine sont évalués grâce à un algorithme indépendant. La comparaison des prédictions du modèle RETScreen aux résultats de programmes de simulation horaire et à des données monitorées montre que la précision du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau est excellente relativement à la préparation d'études de préfaisabilité, particulièrement en considérant que RETScreen ne requiert que 12 données mensuelles contre 8 760 pour la plupart des modèles de simulation horaires.





RÉFÉRENCES

- ASHRAE, *Applications Handbook*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1991.
- ASHRAE, *Applications Handbook (SI) - Service Water Heating*, American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1995.
- ASHRAE, *Handbook - Fundamentals, SI Edition*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1997.
- Carpenter, S. and Kokko, J., *Estimating Hot Water Use in Existing Commercial Buildings*, ASHRAE Transactions, Summer Meeting 1988, Ottawa, ON, Canada, 1988.
- Chandrashekar, M. and Thevenard, D., *Comparison of WATSUN 13.1 Simulations with Solar Domestic Hot Water System Test Data from ORTECH/NSTF – Revised Report*, Watsun Simulation Laboratory, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1995.
- Duffie, J. A. and Beckman, W. A., *Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd Edition*, John Wiley & Sons, 1991.
- Enermodal, *Monitoring Results for the Waterloo-Wellington S-2000 Program*, rapport préparé par Enermodal Engineering Ltd. et Bodycote Ortech pour Ressources naturelles Canada, Enermodal Engineering Ltd., 650 Riverbend Drive, Kitchener, ON, Canada, N2K 3S2, 1999.
- Hahne, E. and Kübler, R., *Monitoring and Simulation of the Thermal Performance of Solar Heated Outdoor Swimming Pools*, Solar Energy 53, 1, pp. 9- 19, 1994.
- Hosatte, P., « Communication personnelle », 1998.
- Marbek Resource Consultants, *Solar Water Heaters: A Buyers Guide*, rapport préparé pour Énergie, mines et ressources Canada, 1986.
- RNCan, *ENERPOOL Program, Version 2.0*, 1998.
- Smith, C. C., Löf, G. and Jones, R., *Measurement and Analysis of Evaporation from an Inactive Outdoor Swimming Pool*, Solar Energy 53, 1, pp. 3-7, 1994.
- Soltau, H., *Testing the Thermal Performance of Uncovered Solar Collectors*, Solar Energy 49, 4, pp. 263-272, 1992.
- Swinbank, W. C., *Long-Wave Radiation from Clear Skies*, Quarterly J. Royal Meteorological Soc., 89 (1963), pp. 339-348, 1963.
- University of Waterloo, *WATSUN Computer Program, Version 13.2*, University of Waterloo, Waterloo, ON, Canada, N2L 3G1, 1994.



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75480-8

N° de catalogue : M39-102/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF	5
1.1	Description des principes du chauffage solaire passif	7
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF	11
2.1	Correction des propriétés thermiques des fenêtres	14
2.2	Économies d'énergie en chauffage	18
2.2.1	Demande mensuelle de chauffage	18
2.2.2	Gains internes mensuels	19
2.2.3	Gains solaires utiles mensuels pendant la saison de chauffage	20
2.2.4	Économies d'énergie annuelles en chauffage	22
2.3	Économies d'énergie en climatisation	22
2.4	Économies annuelles d'énergie	24
2.5	Validation	25
2.5.1	Validation du modèle de chauffage solaire passif par comparaison avec un modèle détaillé	26
2.5.2	Validation du modèle de chauffage solaire passif par comparaison avec une méthode de caractérisation énergétique	26
2.6	Sommaire	27
3	RÉFÉRENCES	29





CHAPITRE

ANALYSE DE PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF

Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de chauffage solaire passif avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE - PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF

Le chauffage solaire passif (CSP) est le chauffage des locaux en utilisant les gains solaires par les fenêtres. En choisissant des fenêtres performantes, c'est-à-dire avec une résistance thermique élevée et une bonne transmission de la lumière du soleil, et en orientant une majorité d'entre elles vers l'équateur (p. ex. : vers le sud dans l'hémisphère nord), la demande annuelle de chauffage peut-être réduite de manière significative. Des études montrent que des maisons conçues selon les principes du solaire passif peuvent consommer jusqu'à deux fois moins d'énergie que des maisons identiques dont les fenêtres sont de qualité ordinaire et orientées sans aucune préoccupation des gains solaires (Enermodal, 1993). L'utilisation du solaire passif peut aussi conduire à une meilleure utilisation de la lumière naturelle pour l'éclairage et à un cadre de vie plus agréable. Enfin, la sélection appropriée de dispositifs d'ombrage (p. ex. : auvents, toits en saillie, arbres) peuvent aussi contribuer à réduire la charge de climatisation en été. Les **Figures 1 et 2** montrent deux bons exemples d'utilisation des principes du chauffage solaire passif dans des applications résidentielles.



Figure 1 :

Principes du chauffage solaire passif dans une application résidentielle au Canada.

Crédit photo :

Waterloo Green Home





Figure 2 :

Principes du chauffage solaire passif incorporant un solarium dans une maison en France.

Crédit photo :

Pamm McFadden/NREL Pix

Généralement, il est plus rentable d'appliquer les principes du chauffage solaire passif lors de constructions neuves. En effet, les concepteurs ont alors une plus grande liberté de choix pour l'orientation des fenêtres et l'installation de dispositifs d'ombrage à un très faible coût additionnel. De plus, les concepteurs peuvent aussi tirer bénéfice de la plus faible charge de pointe en chauffage pour réduire la puissance installée des systèmes de chauffage (de production et de distribution) et parfois même, de climatisation. Le chauffage solaire passif peut aussi être avantageux lors de rénovations ou d'améliorations apportées à l'enveloppe de bâtiments existants. Le simple remplacement de fenêtres conventionnelles par des fenêtres performantes peut déjà générer d'importantes économies de chauffage.

Le modèle RETScreen® International pour projets de chauffage solaire passif

Le modèle RETScreen® International pour projets de chauffage solaire passif peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre des projets de conception de type solaire passif et/ou de fenêtres écoénergétiques s'appliquant à des résidences de faible hauteur et à des petits bâtiments commerciaux où une demande de chauffage relativement significative existe. Le modèle calcule, pour des projets de rénovation ou de construction neuve, la différence de la consommation énergétique (chauffage et climatisation) entre un bâtiment faisant appel au chauffage solaire passif (ou utilisant des fenêtres écoénergétiques) et un bâtiment identique qui n'utilise pas les propriétés du chauffage solaire passif (ou de fenêtres écoénergétiques).



Le chauffage solaire passif convient mieux aux édifices dont la demande de chauffage est relativement importante par rapport à la demande de climatisation. Les bâtiments peu élevés, en climat froid ou tempéré, en sont les meilleures applications.

Le chauffage solaire passif est plus difficile à intégrer aux immeubles à bureaux, commerciaux ou industriels puisque dans ce genre de bâtiments, les gains internes sont souvent très élevés pendant la journée. Cependant, même pour ces applications commerciales ou industrielles, les principes du chauffage solaire passif peuvent être appliqués avec succès, comme montré à la *Figure 3*.



Figure 3 :

Chauffage solaire passif dans une application de bâtiment commercial (NREL) aux États-Unis.

Crédit photo :

Warren Gretz/NREL Pix

1.1 Description des principes du chauffage solaire passif

Les fenêtres constituent l'élément principal d'un bâtiment solaire passif. Le verre a l'intéressante propriété de laisser passer la lumière visible du soleil et de retenir à l'intérieur du bâtiment la chaleur qui se dégage des surfaces échauffées par les rayons du soleil; le verre étant opaque aux grandes longueurs d'onde de rayonnement thermique. Ce phénomène, connu sous le nom « effet de serre », est particulièrement bénéfique pour fournir de la chaleur en hivers (c.-à-d. pendant la saison de chauffage). Il serait trop simple de conclure qu'il suffit de mettre des fenêtres plus grandes ou plus nombreuses pour obtenir plus de gains solaires puisque les fenêtres sont beaucoup moins isolantes que les murs d'un bâtiment. La conception solaire passive demande donc de trouver la meilleure combinaison de surfaces, d'orientations et de propriétés thermiques des fenêtres pour optimiser les gains solaires et réduire les pertes de chaleur, tout en assurant le confort des habitants.



La **Figure 4** montre les plans des deux niveaux d'une maison conçue selon les principes du chauffage solaire passif (maison « *Waterloo Green Home* » montrée à la **Figure 1**). Soixante pour cent de la fenestration est en façade sud et représente sept pour cent de la surface de planchers de cette maison de faible masse thermique. Si une surface de fenestration plus grande avait été utilisée au sud, il aurait fallu que la maison ait une plus forte masse thermique afin d'absorber les surchauffes solaires. Les fenêtres utilisées dans cette maison sont du type : triple vitrage avec deux films basse émissivité, remplissage à l'argon, intercalaires isolés (pourtour scellant et espaçant les verres du vitrage) et cadre isolant en fibre de verre. Elles sont soit à battants, soit fixes et ont respectivement des valeurs U de 1,11 et 1,05 $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ et un coefficient de gains solaires (CARS) de 0,38 et 0,45.

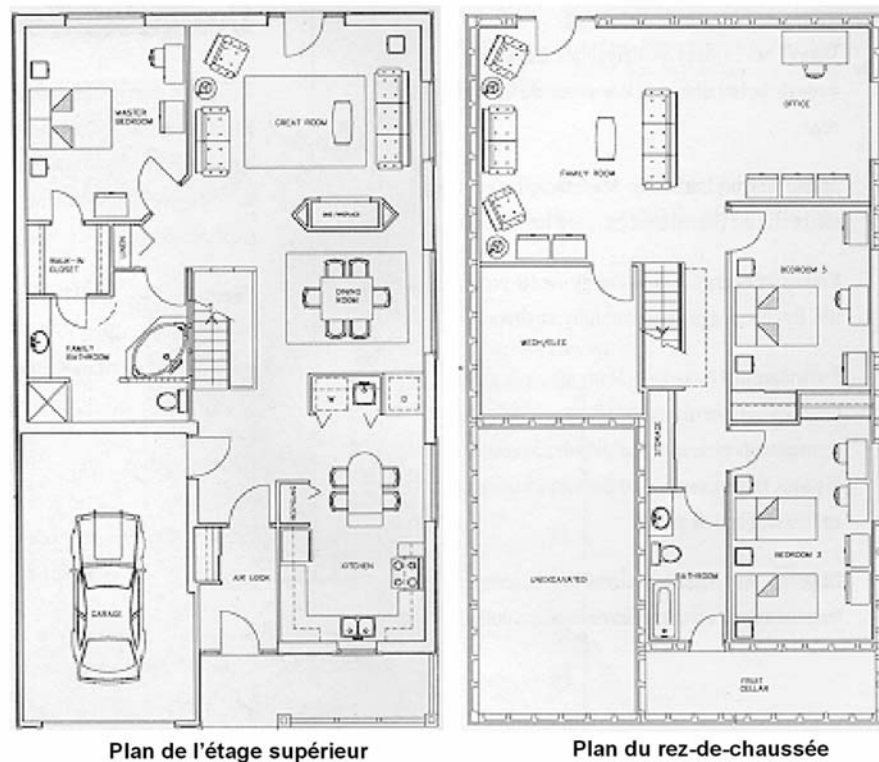


Figure 4 :
Plans d'une maison solaire passive (*Waterloo Green Home*).

Le soleil ne brillant qu'une partie de la journée, son apport énergétique n'est pas toujours disponible. Une bonne conception solaire passive inclura des moyens de stocker la chaleur. Pour les bâtiments avec une surface de fenestration modeste (moins de 10 % de la surface de planchers, excluant le sous-sol), la conception nord-américaine traditionnelle, privilégiant la construction de bâtiments légers avec ossature de bois ou d'acier et murs intérieurs en gypse, est suffisante; ces maisons offrant une masse thermique adéquate pour stocker les gains solaire et prévenir les surchauffes les journées les plus ensoleillées de l'hiver. Les matériaux lourds comme la pierre et le béton sont un bon moyen de stocker la chaleur durant la journée et pour la rediffuser lentement durant la nuit. La masse thermique est un élément important pour les bâtiments solaires passifs avec une grande surface de vitrage.



La **Figure 5** décrit le principe de base du fonctionnement d'un bâtiment conçu selon une architecture solaire passive, par comparaison avec un bâtiment de conception traditionnelle.

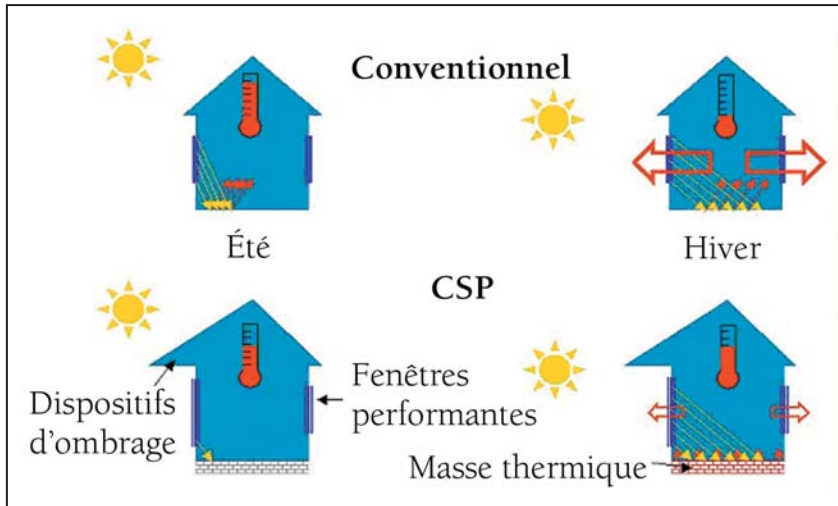


Figure 5 :

Principe
de fonctionnement
d'un bâtiment
solaire passif.

Une conception solaire passive apporte cependant certains inconvénients, notamment pendant la saison chaude. Les gains solaires additionnels peuvent vite devenir inconfortables ou générer une charge supplémentaire de climatisation. Cependant, ce problème peut-être évité en réduisant les gains solaires à l'aide de dispositifs pour apporter de l'ombre aux fenêtres et par conséquent, supprimer le rayonnement solaire direct à la source. Plusieurs moyens d'apporter de l'ombre existent : des arbres à feuilles caduques autour de la maison, des auvents ou des toits en saillie ou même des volets ou des stores. Une bonne conception solaire passive inclura de telles mesures pour assurer le confort des occupants et éviter de transformer les gains solaires des fenêtres en charges de climatisation pendant l'été. Une autre façon de réduire la surchauffe est de minimiser la surface de fenêtres sur le côté ouest du bâtiment. Ce principe est utilisé car le bâtiment sera habituellement plus chaud en fin de journée (les températures diurnes sont plus élevées que les températures nocturnes, le bâtiment a été exposé au soleil toute la journée, etc.) et par conséquent, aura besoin de moins d'énergie solaire pour le chauffage dans l'après-midi. Cette technique de construction est illustrée dans le complexe passif solaire multi-résidentiel montré à la **Figure 6**.

En conclusion, le chauffage solaire passif requiert une orientation convenable du bâtiment ainsi qu'un emplacement et une superficie convenables des fenêtres (ces impératifs sont plus faciles à mettre en œuvre dans le cas de constructions neuves). Il demande également l'utilisation correcte de fenêtres performantes, de dispositifs d'ombrage et de masse thermique pour réduire la demande aussi bien en chauffage qu'en climatisation. Un investissement minimal dans des principes de chauffage solaire passif (p. ex. : des fenêtres performantes) peut grandement améliorer la performance de l'enveloppe du bâtiment et s'accompagner de bénéfices financiers et environnementaux.



Figure 6 :
Complexe multi-résidentiel de conception solaire passive.

Crédit photo :
Alexandre Monarque





2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE CHAUFFAGE SOLAIRE PASSIF

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif peut être utilisé à travers le monde pour évaluer la production d'énergie (ou les économies d'énergie) et la viabilité financière de projets de conception de type solaire passif et d'utilisation optimale de fenêtres à haut rendement énergétique. Il peut être utilisé pour les applications résidentielles de faible hauteur et de petits bâtiments commerciaux où une demande de chauffage relativement significative existe. Le modèle permet de déterminer comment des fenêtres efficaces peuvent réduire de quatre façons la consommation d'énergie d'un bâtiment :

- augmentation des gains solaires dans le bâtiment par l'utilisation de fenêtres plus grandes et mieux orientées;
- réduction des pertes thermiques par l'utilisation de fenêtres plus isolantes;
- augmentation ou réduction des gains solaires par l'utilisation de vitrages appropriés; et
- diminution de l'énergie utilisée pour la climatisation suite à un meilleur ombrage sur les fenêtres.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif détermine chacune de ces économies d'énergie. Un système de chauffage solaire passif peut comprendre des fenêtres performantes, une modification de la surface et de l'orientation des fenêtres ainsi que des éléments assurant un ombrage.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif comporte sept feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Évaluation de la ressource solaire et des besoins thermiques (RS&BT)*, *Caractéristiques des fenêtres*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier* et *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*.

Les feuilles de calcul **Modèle énergétique** et **RS&BT**, ainsi que la feuille de calcul optionnelle **Caractéristiques des fenêtres**, sont complétées en premier. La feuille **Analyse des coûts** est ensuite complétée, suivie de la feuille **Sommaire financier**. Les feuilles **Analyse des GES** et **Sensibilité** sont facultatives. La feuille *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre (GES) engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Le calcul des gains solaires et des pertes thermiques par conduction à travers l'enveloppe d'un bâtiment est relativement complexes. Ce calcul dépend en effet du niveau d'ensoleillement et de la température extérieure, mais aussi des propriétés thermiques des fenêtres. La méthode la plus précise d'analyse de ces phénomènes consiste à effectuer des calculs





de transfert de chaleur sur une base horaire, à partir des caractéristiques détaillées du bâtiment. Cependant, les données horaires nécessaires pour faire une analyse détaillée sont rarement disponibles.

RETScreen utilise des algorithmes simplifiés afin de minimiser les données d'entrée requises pour déterminer chacune des économies d'énergie. Le modèle ne prédit pas la consommation pour le chauffage ou la climatisation d'un bâtiment. Il calcule plutôt l'écart de la consommation énergétique en chauffage (ou en climatisation) entre le *cas proposé* (de conception solaire passive) et le cas pour un bâtiment identique exempt de principes de conception solaire passive (appelé « *cas de référence* »). Dans les situations de rénovation, le bâtiment de référence sera généralement le bâtiment existant avant rénovation. Pour les nouvelles constructions, le cas de référence sera habituellement un bâtiment construit selon les pratiques locales courantes.

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif a été élaboré avec les hypothèses suivantes : la configuration du cas de référence consiste à utiliser un bâtiment avec des fenêtres standard (p. ex. en Amérique du Nord : double-vitrage avec un cadre en bois ou en PVC) avec des surfaces de fenêtres différentes dans les quatre directions. Le cas proposé permet une répartition différente des surfaces des fenêtres afin de capter plus de soleil. Il permet aussi une amélioration des caractéristiques des fenêtres afin d'augmenter les gains d'énergie solaire ou de réduire les pertes par conduction thermique. La comparaison permet d'évaluer la réduction de l'énergie utilisée pour le chauffage et, dans les cas où un système de climatisation est intégré, de tenir compte de l'éventuelle augmentation de l'énergie de climatisation en été.

Les hypothèses simplificatrices inclus le calcul des pertes thermiques et des gains basé sur des données mensuelles des niveaux d'ensoleillement et de la température extérieure, plutôt que sur des données horaires. L'utilisation (ou l'utilité) des gains solaires pour réduire l'énergie nécessaire au chauffage repose sur une méthode développée par Barakat et Sander (1982). Une fonction unique au logiciel RETScreen est qu'il ajuste les propriétés thermiques des fenêtres en fonction de leurs dimensions en utilisant l'approche recommandée par Baker et Henry (1997). Il est entendu a priori qu'une certaine marge d'erreur est introduite suite à la simplification du modèle; toutefois, la comparaison avec des modèles logiciels plus complexes montre que le modèle RETScreen est suffisamment précis pour être un outil acceptable au stade de préfaisabilité (voir *section 2.5*).

Les demandes nettes de chauffage et de climatisation sont calculées sur une base mensuelle et sont ensuite additionnées pour l'année. Les économies d'énergie attribuables au solaire passif sont en fait la différence entre les résultats du cas de référence et ceux du cas proposé pour un bâtiment donné. Pour chaque mois, un bilan énergétique est effectué entre d'une part les gains solaires et internes et d'autre part, les pertes thermiques à travers l'enveloppe du bâtiment. La différence entre les pertes et les gains, est l'économie d'énergie nette par la conception solaire passive. Une différence positive indique que le cas proposé est plus performant que le cas de référence car il contribue à réduire la demande de chauffage du bâtiment. Le modèle appelle cette quantité d'énergie « *énergie renouvelable fournie* ». Celle-ci est en fait l'économie d'énergie par rapport à la consommation d'énergie classique qui aurait été celle du cas de référence et qui est diminuée dans le bâtiment de conception plus efficace. Un schéma fonctionnel du modèle énergétique est illustré à la **Figure 7**. La *section 2.1* décrit comment les propriétés thermiques des fenêtres sont corrigées en fonction des dimensions réelles. Les *sections 2.2* et *2.3* détaillent le calcul des économies d'énergie en chauffage et en

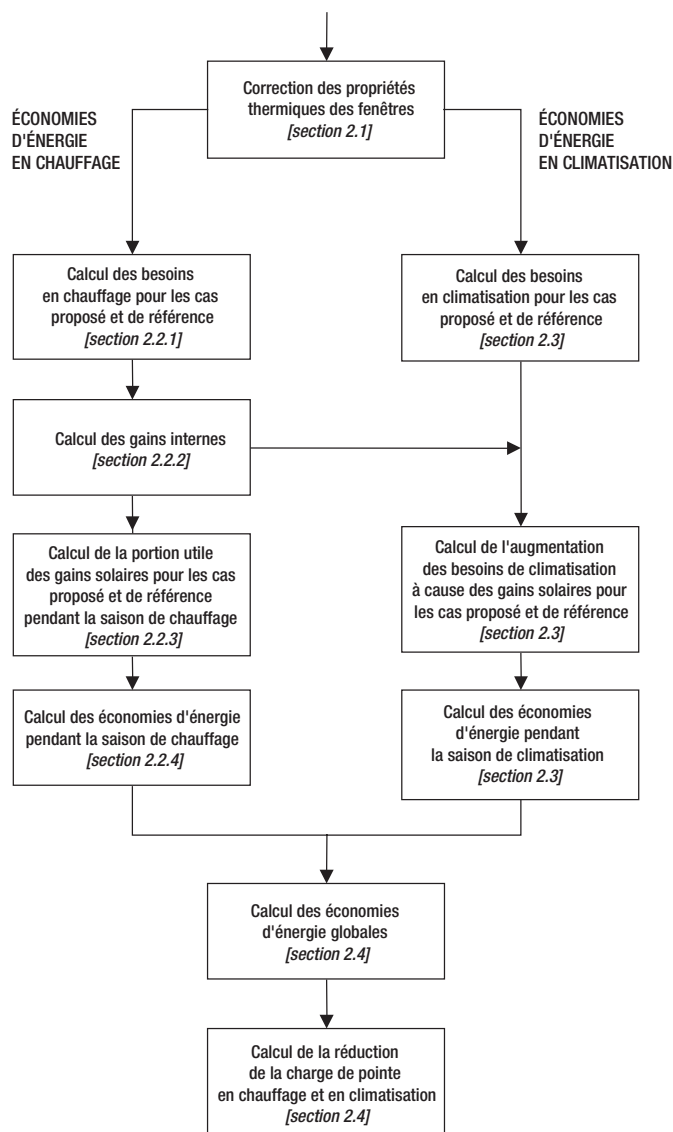




climatisation. Enfin, la *section 2.4* additionne les contributions pour donner la valeur de la quantité d'énergie renouvelable fournie annuellement. Une validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif est présentée dans la *section 2.5*.

Figure 7 :

*Schéma fonctionnel
du modèle énergétique
de chauffage
solaire passif.*



Le terme « chauffage solaire passif » comprend habituellement à la fois la collecte d'énergie solaire, par exemple à travers des fenêtres, et son stockage, par exemple dans des dalles de béton et des murs. RETScreen s'adresse exclusivement à l'aspect « fenêtre » du chauffage solaire passif. Pour la majorité des applications, ceci est sans conséquence. D'autres limitations du modèle comprennent : le modèle devrait être utilisé que pour les bâtiments résidentiels peu élevés ou les petits édifices commerciaux (superficie au sol inférieure à 600 m²) et pour des climats où le chauffage est prépondérant; la distribution des fenêtres est limitée à quatre façades

principales ayant un angle de 90° entre elles (le bâtiment peut être orienté selon n'importe quel azimut); et les effets d'ombrage sont calculés en utilisant des facteurs d'ombrage moyen, censés être représentatifs des valeurs moyennes saisonnières. Comme le facteur d'ombrage est un paramètre variant dans le temps qui change avec la position du soleil et l'heure de la journée, l'impact de l'ombre doit être considéré comme une approximation. Cependant, ces limitations sont acceptables à l'étape de la conception initiale afin de garantir un outil facile à utiliser pour préparer des études de préféabilité, surtout en considérant le fait que les données horaires détaillées pour un bâtiment ne sont de toute façon habituellement pas disponibles.

2.1 Correction des propriétés thermiques des fenêtres

Une caractéristique unique au modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif, est la possibilité de sélectionner des fenêtres spécifiques offertes sur le marché par différents fabricants. Le logiciel comprend la base de données de produits en ligne RETScreen qui contient plus de 1 000 fenêtres dont les caractéristiques de certification sont connues. Comme première étape dans le processus de modélisation du chauffage solaire passif, le logiciel ajuste les propriétés thermiques de la fenêtre à la taille de la fenêtre réelle (par opposition à la taille de la fenêtre testée ou certifiée) en utilisant la méthode décrite par Baker et Henry (1997).

Les dimensions des échantillons utilisés pour établir, selon les normes canadiennes, les valeurs U des fenêtres et les coefficients d'apport de rayonnement solaire (CARS¹) sont données dans le **Tableau 1** pour quelques types de fenêtres. Le CARS est un nombre sans dimension représentant le rapport entre l'énergie solaire qui pénètre effectivement dans le bâtiment (et s'y transformera en chaleur) et l'énergie solaire incidente dans le plan et sur la surface totale des fenêtres. Dans le modèle, les fenêtres d'une même orientation sont toutes considérées avoir le même CARS. S'il y a plus d'un type de fenêtre par côté du bâtiment, une moyenne des CARS des différents types de fenêtres, pondérée en fonction de leurs surfaces respectives, peut être entrée.

Il existe plusieurs sources d'information pour obtenir le CARS de différents types de fenêtres. Par exemple, des valeurs génériques sont listées dans le tableau 11 du chapitre 29 du *ASHRAE Handbook Fundamentals* (1997).

Type de fenêtre	Largeur (mm)	Hauteur (mm)
Fixe	1 220	1 220
À battants	600	1 220
Coulissante	1 550	920
Porte-patio	1 830	2 085

Tableau 1 : Dimensions normalisées de fenêtres certifiées.

1. Le CARS est parfois mentionné dans la littérature canadienne comme CGCS (coefficient de gain de chaleur solaire) et en anglais comme SHGC (Solar Heat Gain Coefficient).





Pour calculer la valeur U et le coefficient d'apport de rayonnement solaire $CARS$ d'une fenêtre ayant une autre taille que celle de l'échantillon de certification, RETScreen utilise les paramètres connus suivants qui sont issus de la base de données de produits en ligne RETScreen :

U_t	= valeur U totale de la fenêtre selon l'essai de certification	[W/(m ² -°C)]
U_{cv}	= valeur U pour la vitre en son centre selon l'essai de certification	[W/(m ² -°C)]
$CARS_t$	= coefficient d'apport de rayonnement solaire total pour la fenêtre selon l'essai de certification	[-]
$CARS_{cv}$	= coefficient d'apport de rayonnement solaire pour la vitre en son centre selon l'essai de certification	[-]
W	= largeur de l'échantillon certifié (incluant vitre et cadre)	[m]
H	= hauteur de l'échantillon certifié (incluant vitre et cadre)	[m]

Le calcul suppose que les dimensions du cadre (largeur du pourtour de la vitre) sont fixes, que le coefficient d'apport de rayonnement solaire du cadre est nul et que la valeur U du vitrage sur les bords peut être calculée, de manière approximative, à partir de la valeur U du centre de la vitre et de la valeur U totale de la fenêtre.

Pour une fenêtre rectangulaire, la fraction de cadre F_c , définie comme la portion de la surface totale de la fenêtre recouverte par le cadre, est donnée par l'équation géométrique suivante :

$$F_c = \frac{(WH) - (W - 2\overline{H}_c)(H - 2\overline{H}_c)}{(WH)} \quad (1)$$

où \overline{H}_c est la hauteur moyenne du cadre (hauteur du pourtour de la vitre). En considérant que le cadre ne contribue pas au gain solaire, la fraction de cadre peut aussi être considérée égale à :

$$F_c = 1 - \frac{CARS_t}{CARS_{cv}} \quad (2)$$

La résolution de l'équation (1) pour la hauteur moyenne du cadre \overline{H}_c donne²:

$$\overline{H}_c = \frac{(W + H) - \sqrt{(W + H)^2 - 4F_c(WH)}}{4} \quad (3)$$

2. Seulement la racine soustraite est considérée dans l'équation (3) puisque la valeur \overline{H}_c obtenue avec l'addition de cette racine donnerait une hauteur moyenne du cadre dépassant la surface totale de la fenêtre, donc irréaliste.



La valeur U estimée du cadre et des autres éléments du pourtour de la fenêtre U_c^* est déterminée en résolvant l'équation (4) :

$$U_t = \frac{U_{cv} A_v + U_c^* A_c}{A_t} \quad (4)$$

où A_t , A_v et A_c sont respectivement les surfaces totale, de vitrage et du cadre, calculées pour la fenêtre de largeur W et de hauteur H et pour la hauteur moyenne de cadre \overline{H}_c en utilisant les formules suivantes :

$$A_t = (WH) \quad (5)$$

$$A_v = (W - 2\overline{H}_c)(H - 2\overline{H}_c) \quad (6)$$

$$A_c = A_t - A_v \quad (7)$$

L'équation (4) permet d'obtenir :

$$U_c^* = \frac{U_t A_t - U_{cv} A_v}{A_c} \quad (8)$$

La valeur U caractéristique de la taille de la fenêtre considérée et le coefficient d'apport de rayonnement solaire, peuvent être déterminés par :

$$U_t^* = \frac{U_{cv} A_v^* + U_c^* A_c^*}{A_t^*} \quad (9)$$





$$CARS_t^* = \frac{CARS_{cv} A_v^*}{A_t^*} \quad (10)$$

où U_t^* est la valeur U approximative de la taille de la fenêtre considérée, $CARS_t^*$ est son coefficient d'apport de rayonnement solaire estimé et A_t^* , A_v^* et A_c^* sont les surfaces caractéristiques de la fenêtre considérée (c.-à-d. en utilisant les dimensions réelles de la fenêtre) et calculées à partir des équations (5) à (7).

Des calculs similaires sont réalisés pour une fenêtre coulissante dans le sens horizontal ou vertical, en utilisant différentes équations pour décrire la géométrie de la fenêtre.

Dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif, les fenêtres peuvent faire face à quatre orientations ayant un angle azimutal de 90° entre elles (le bâtiment peut cependant être orienté selon n'importe quel angle azimutal). Pour chaque orientation, les valeurs issues des équations (9) et (10) sont additionnées pour donner la valeur U globale et le coefficient d'apport de rayonnement solaire global pour toutes les fenêtres d'une même orientation :

$$U_n = \frac{\sum_{j=1}^k U_{t,j}^* A_j}{\sum_{j=1}^k A_j} \quad (11)$$

$$CARS_n = \frac{\sum_{j=1}^k CARS_{t,j}^* A_j}{\sum_{j=1}^k A_j} \quad (12)$$

où U_n et $CARS_n$ sont la valeur U globale et le coefficient d'apport de rayonnement solaire global pour toutes les fenêtres d'une même orientation n , $U_{t,j}^*$ et $CARS_{t,j}^*$ sont la valeur U totale et le coefficient d'apport de rayonnement solaire global pour la $j^{\text{ème}}$ fenêtre d'orientation n , A_j est la surface de la $j^{\text{ème}}$ fenêtre d'orientation n et k est le nombre de fenêtres qui ont l'orientation n .



2.2 Économies d'énergie en chauffage

Deux paramètres sont évalués chaque mois pour déterminer la demande de chauffage nette : la demande globale de chauffage et les gains solaires utiles. Un troisième paramètre, les gains internes, aussi évalué mensuellement, est considéré constant tout le long de l'année.

Comme noté précédemment, le modèle détermine la différence de la consommation énergétique entre le bâtiment solaire passif (« cas proposé ») et un édifice identique sans propriété solaire passive (« cas de référence »). La demande de chauffage mensuelle et les gains solaires utiles mensuels seront différents entre le cas proposé et le cas de référence car les propriétés des fenêtres et leurs orientations sont différentes. Par contre, les gains internes de chaleur seront les mêmes pour les deux bâtiments. Les sections suivantes expliquent comment déterminer ces trois paramètres.

2.2.1 Demande mensuelle de chauffage

La demande mensuelle de chauffage du bâtiment est considérée varier linéairement avec la température extérieure, être basée sur les coefficients de pertes de chaleur d'une maison typique (la valeur UA est en $W/^\circ C$) et avoir une température de consigne intérieure, $T_{consi,ch}$ de $21^\circ C$. La demande de chauffage du cas de référence pour le mois i , $HL_{réf,i}$, exprimée en Wh, est alors :

$$HL_{réf,i} = UA_{réf} (T_{consi,ch} - T_{moy,i}) N_{h,i} \quad (13)$$

où $T_{moy,i}$ est la température moyenne extérieure pour le mois i , $N_{h,i}$ est le nombre d'heures dans le mois i et $UA_{réf}$ est le coefficient de pertes de chaleur global du bâtiment de référence.

La valeur UA pour la maison de référence est le produit du coefficient caractéristique d'isolation par la surface au sol :

$$UA_{réf} = U^* A_{sol} \quad (14)$$

où U^* est le coefficient d'isolation thermique et A_{sol} est la surface totale au sol de l'édifice. La valeur U^* est déterminée à partir du **Tableau 2**, en fonction d'une description qualitative du niveau d'isolation entrée par l'utilisateur.



Niveau d'isolation	U_{mur} (W/(m ² ·°C))	U^* (W/(m ² ·°C))
Faible	0,46	3,0
Moyen	0,30	2,0
Élevé	0,22	1,0

Tableau 2 : Caractéristiques d'isolation du bâtiment du cas de référence.

Le bâtiment du cas proposé aura un coefficient de pertes de chaleur quelque peu différent car les dimensions et les valeurs U des fenêtres auront changées. Le coefficient de pertes de chaleur du bâtiment pour le cas proposé UA_{prop} , est tout simplement :

$$UA_{prop} = UA_{réf} - \left[\sum_{n=1}^4 (U_n - U_{mur}) (A_n) \right]_{réf} + \left[\sum_{n=1}^4 (U_n - U_{mur}) (A_n) \right]_{prop} \quad (15)$$

où U_{mur} est la valeur U du mur estimée selon son niveau d'isolation (voir **Tableau 2**), U_n est la valeur U globale pour toutes les fenêtres ayant l'orientation n (voir équation 11) et A_n est la surface totale de fenêtres pour l'orientation n .

Finalement, la demande mensuelle de chauffage pour le cas proposé $HL_{prop,i}$, est calculée à partir d'une équation similaire à l'équation (13):

$$HL_{prop,i} = UA_{prop} (T_{consi,ch} - T_{moy,i}) N_{h,i} \quad (16)$$

où le coefficient de pertes de chaleur global UA_{prop} est donné par l'équation (15).

2.2.2 Gains internes mensuels

Les gains internes sont identiques pour le cas de référence et pour le cas proposé. Le gain interne quotidien IG_q est supposé constant tout le long de l'année et sa valeur est entrée par l'utilisateur. Le gain interne IG_i pour le mois i est alors :

$$IG_i = IG_q N_{h,i} / 24 \quad (17)$$

où $N_{h,i}$ est le nombre d'heures dans le mois i .



2.2.3 Gains solaires utiles mensuels pendant la saison de chauffage

L'ensoleillement reçu par le bâtiment à travers les fenêtres contribue à la diminution de la demande de chauffage. Cependant, seulement une partie des gains solaires sera utile pour réduire la demande de chauffage. Cette section décrit le calcul des gains solaires et comment le *facteur d'utilisation* caractérisant la fraction de gains solaires réellement utiles, peut être estimé.

■ Gains solaires

L'augmentation des gains solaires obtenus dans la configuration du cas proposé est la somme de deux composantes. La première est attribuable à l'augmentation des gains solaires par la transmission plus importante à travers le vitrage du rayonnement dans le spectre visible. La deuxième est la nouvelle répartition des surfaces de vitrage qui change la quantité totale d'énergie captée par les fenêtres selon leurs différentes orientations. Les gains solaires pour le $i^{\text{ème}}$ mois dans le cas de référence, $S_{réf,i}$ et dans le cas proposé, $S_{prop,i}$ sont déterminés par :

$$S_{réf,i} = \sum_{n=1}^4 \left[S_{inc,n,i} (1 - D_{réf,n,i}) CARS_{réf,n} A_{réf,n} \right] 0,93 N_{h,i} \quad (18)$$

$$S_{prop,i} = \sum_{n=1}^4 \left[S_{inc,n,i} (1 - D_{prop,n,i}) CARS_{prop,n} A_{prop,n} \right] 0,93 N_{h,i} \quad (19)$$

où $S_{inc,n,i}$ est le rayonnement incident quotidien total sur une surface verticale ayant une orientation n pour le mois i . $D_{n,i}$ est un facteur saisonnier caractérisant l'ombrage des fenêtres d'orientation n pour le mois i , $CARS_n$ est le coefficient d'apport de rayonnement solaire global de toutes les fenêtres d'orientation n (voir équation 12), A_n est la surface totale de fenêtres d'orientation n et $n_{h,i}$ est le nombre d'heures dans le mois i . La valeur 0,93 est un facteur de correction pour tenir compte du fait que le rayonnement solaire n'est pas perpendiculaire au vitrage.

Le rayonnement solaire incident, $S_{inc,n,i}$, est calculé suivant les méthodes décrites par Duffie et Beckman (1991) et en utilisant un algorithme similaire à celui décrit dans le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire de l'eau. Le coefficient d'ombrage des fenêtres ($D_{n,i}$) est choisi parmi deux valeurs (toutes deux introduites par l'utilisateur) selon la saison (été ou hiver). Les saisons sont considérées comme deux périodes de six mois. Quel que soit l'hémisphère, les mois d'été sont ceux où le soleil est le plus haut et l'hiver, ceux où le soleil est le plus bas.



■ Facteur d'utilisation des gains solaires pendant la saison de chauffage

Le facteur d'utilisation, f_i , est calculé suivant les méthodes du programme HOT 2000 de Ressources naturelles Canada, initialement développées par Barakat et Sander (1982). Ce facteur, qui varie chaque mois, est déterminé à partir de l'équation suivante :

$$f_i = \frac{a + (b RGC_i)}{1 + (c RGC_i) + (d RGC_i^2)} \quad (20)$$

Les coefficients (a , b , c et d) dépendent de l'importance de la masse thermique du bâtiment et des variations tolérables de température à l'intérieur de celui-ci. Dans le programme, des variations de température de l'ordre de 5,5 °C sont considérées comme des valeurs maximales acceptables pour une maison solaire passive. En fonction du niveau de masse thermique du bâtiment, le **Tableau 3** donne les coefficients a , b , c et d . Le niveau de masse thermique du bâtiment est défini par l'utilisateur.

Inertie thermique	a	b	c	d
Faible	1,156	-0,3479	1,117	-0,4476
Moyenne	1,000	4,8380	4,533	3,6320
Élevée	1,000	0,2792	0,245	0,4230

Tableau 3 : Coefficients utilisés dans le calcul du facteur d'utilisation.

Le rapport des gains sur la charge (RGC) est déterminé par l'équation (21) :

$$RGC_i = \frac{S_i}{HL_i - IG_i} \quad (21)$$

où S_i est le gain solaire du mois i (équations 18 et 19), HL_i est la demande de chauffage du mois i (équations 13 et 16), et IG_i est le gain interne du mois i (équation 17).

Le facteur d'utilisation résultant de ces calculs indique quelle proportion des gains solaires admis dans le bâtiment sont réellement utiles pour diminuer la demande de chauffage. Comme les gains solaires sont différents entre le cas de référence et le cas proposé, deux facteurs d'utilisation distincts, $f_{réf,i}$ et $f_{prop,i}$, doivent être calculés.



2.2.4 Économies d'énergie annuelles en chauffage

Les économies d'énergie en chauffage pour chaque mois sont calculées par l'écart d'énergie nécessaire pour chauffer le bâtiment entre le cas de référence et le cas proposé :

$$\Delta q_{ch,i} = (HL_{réf,i} - IG_i - f_{réf,i} S_{réf,i})^+ - (HL_{prop,i} - IG_i - f_{prop,i} S_{prop,i})^+ \quad (22)$$

L'exposant + signifie que si l'une des valeurs entre parenthèses est négative, celle-ci sera fixée arbitrairement à zéro. En effet, si les gains solaires et internes sont plus grands que la demande, il n'y a aucun besoin en chauffage. Les variables qui apparaissent dans l'équation (22) sont issues des équations (13) et (16) à (20).

Les économies d'énergie lors de la saison de chauffage, Δq_{ch} , sont la somme des contributions mensuelles :

$$\Delta q_{ch} = \sum_{i=1}^{12} \left[(HL_{réf,i} - IG_i - f_{réf,i} S_{réf,i})^+ - (HL_{prop,i} - IG_i - f_{prop,i} S_{prop,i})^+ \right] \quad (23)$$

2.3 Économies d'énergie en climatisation

En améliorant les gains solaires, l'apport de chaleur additionnel peut contribuer à augmenter la demande en climatisation pendant les mois d'été. Pour déterminer les économies annuelles d'énergie réelles, cet effet indésirable doit être évalué. Pour les climats demandant en priorité du chauffage, les pertes de chaleur par conduction à travers les fenêtres en été sont minimales par rapport aux gains solaires et peuvent être négligées (Miller et coll., 1998). Ainsi, les besoins additionnels de climatisation sont calculés seulement en fonction de l'augmentation des gains solaires.

Bien que la notion de facteur d'utilisation ait été développée pour le chauffage, cette notion peut être étendue en définissant un facteur d'utilisation modifié $(1 - f'_i)$ représentant pour chaque mois la proportion inutile ou indésirable des gains solaires mensuels reçus pendant la saison de climatisation. Si les points de consigne des thermostats de chauffage et de climatisation sont réglés à la même température, le bâtiment sera toujours soit en mode chauffage soit en mode climatisation (en ne considérant aucune fluctuation de la température intérieure). Dans ce scénario, soit les gains solaires seraient utiles pour réduire la demande de chauffage, soit ils contribueraient à surchauffer le bâtiment et donc, à augmenter la demande de climatisation. Ainsi, la contribution à la demande de climatisation serait égale à un, moins le facteur d'utilisation.



Cependant, les points de consigne des thermostats de chauffage et de climatisation sont différents. Il y a une zone morte, c'est-à-dire une gamme de températures dans laquelle ni chauffage ni climatisation ne sont demandés. Le facteur d'utilisation modifié $(1 - f'_i)$ est alors calculé à partir du point de consigne de climatisation plutôt qu'à partir de celui de chauffage.

Le concept des facteurs d'utilisation en chauffage et en climatisation est illustré à la **Figure 8**. La courbe du dessous représente le facteur d'utilisation en chauffage f pour un climat typique de l'hémisphère Nord. Lors des mois d'hiver, le facteur d'utilisation en chauffage approche 100 %, signifiant ainsi que presque tous les gains solaires sont utiles et contribuent à réduire la demande de chauffage. Pendant l'été, cette valeur chute à 0 % puisque les besoins en chauffage sont éliminés.

Lors des mois d'hiver, le facteur d'utilisation en climatisation f' atteint les 100 % et indique que la contribution des gains solaires à la demande de climatisation $(1 - f'_i)$ est de 0 %. Comme le facteur d'utilisation en climatisation diminue en été, sa valeur complémentaire augmente jusqu'à approcher 100 %. Donc, presque tous les gains solaires durant l'été contribuent à la demande de climatisation.

L'espace entre les deux courbes représente la zone morte. Le modèle ignore la portion des gains solaires qui ne contribuent ni à réduire la demande de chauffage ni à augmenter la demande de climatisation puisqu'ils ne contribuent aucunement à générer des économies d'énergie.

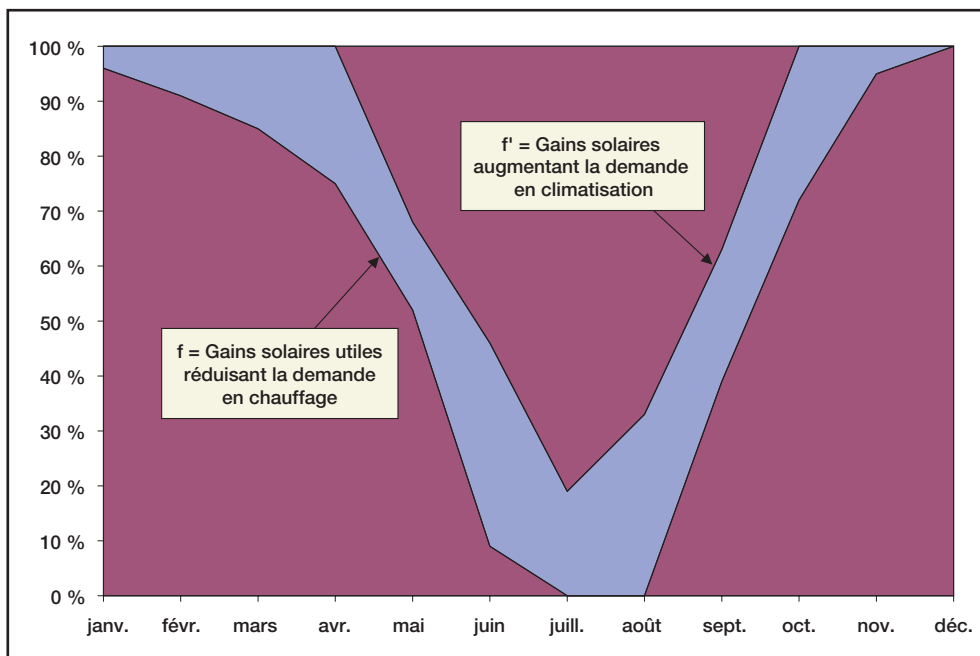


Figure 8 :

Exemple de facteurs d'utilisation en mode chauffage et en mode climatisation.



La procédure suivie pour calculer les économies d'énergie en climatisation est alors identique à celle décrite à la section 2.2.3. Les économies d'énergie pendant la saison de climatisation Δq_{clim} , sont exprimées par une équation similaire à l'équation (23), mais sans terme relatif à la demande de chauffage et avec f_i remplacé par $(1 - f'_i)$:

$$\Delta q_{clim} = \sum_{i=1}^{12} \left[(1 - f'_{réf,i}) S_{réf,i} - (1 - f'_{prop,i}) S_{prop,i} \right] \quad (24)$$

Le facteur d'utilisation modifié f'_i est calculé par l'équation (20). Toutefois, le rapport des gains sur la charge RGC apparaissant dans cette équation doit utiliser la demande de chauffage calculée avec la température de consigne de climatisation $T_{consi, clim}$ plutôt que la température de consigne de chauffage $T_{consi, ch}$. Les équations (13) et (16) sont alors remplacées par les équations (25) et (26) :

$$HL_{réf,i} = UA_{réf} (T_{consi, clim} - T_{moy,i}) N_{h,i} \quad (25)$$

$$HL_{prop,i} = UA_{prop} (T_{consi, clim} - T_{moy,i}) N_{h,i} \quad (26)$$

Dans le modèle, la température de consigne de climatisation $T_{consi, clim}$ est fixée à 25 °C. Comme précédemment et parce qu'il y a des différences selon les cas étudiés, des facteurs d'utilisation modifiés distincts sont nécessaires à la fois pour le cas proposé et pour celui de référence.

2.4 Économies annuelles d'énergie

Les économies annuelles d'énergie $\Delta q_{fournie}$, mentionnées dans le modèle comme **énergie renouvelable fournie**, sont obtenues en additionnant simplement les économies d'énergie de chauffage et de climatisation (équations 23 et 24) :

$$\Delta q_{fournie} = \Delta q_{ch} + \Delta q_{clim} \quad (27)$$



Finalement, le modèle calcule également la réduction de la charge (puissance) de pointe en chauffage ou en climatisation qui indique à l'utilisateur ses chances de diminuer la charge par rapport à un système classique de chauffage ou de climatisation. La réduction de la charge de pointe en chauffage ΔP_{ch} est calculée en utilisant l'équation suivante :

$$\Delta P_{ch} = (UA_{réf} - UA_{prop}) (T_{consi, ch} - T_{concept, ch}) \quad (28)$$

où $UA_{réf}$ et UA_{prop} sont calculés à partir des équations (14) et (15), $T_{consi, ch}$ est le point de consigne en chauffage (21 °C), et $T_{concept, ch}$ est la température de conception en chauffage (appelée *température extérieure de calcul en chauffage* dans le modèle). Le calcul de la diminution de la pointe de climatisation ΔP_{clim} est légèrement plus compliqué :

$$\Delta P_{clim} = (UA_{réf} - UA_{prop}) (T_{concept, clim} - T_{consi, clim}) + S_{max} \quad (29)$$

où $T_{concept, clim}$ est la température de conception en climatisation (appelée *température extérieure de calcul en climatisation* dans le modèle), $T_{consi, clim}$ est le point de consigne en climatisation (25 °C) et S_{max} est le maximum du gain solaire. Cette dernière valeur est calculée en supposant que la pointe de charge de climatisation a lieu un jour d'été ensoleillé (le rayonnement énergétique normal est alors égal à 1 100 W/m²); les angles solaires sont calculés pour estimer les valeurs sur des fenêtres orientées au nord, au sud, à l'est et à l'ouest (voir les équations complètes dans le manuel de McQuiston et coll., 2000).

2.5 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif. Ceux-ci incluent des experts en modélisation de systèmes de chauffage solaire passif, des ingénieurs experts en coûts, des spécialistes en modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière, et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Deux séries de tests ont été effectuées pour évaluer la précision du modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif. Tout d'abord, le modèle RETScreen a été comparé au logiciel HOT2-XP afin d'apprécier la précision du bilan énergétique calculé. HOT2-XP est la version conviviale du logiciel d'analyse énergétique résidentielle détaillée HOT2000 de Ressources naturelles Canada (RNCAN). La seconde série de tests avait pour but d'évaluer la caractérisation par RETScreen des performances énergétiques des fenêtres, par comparaison avec les résultats de la méthode dite « ER ». La méthode « ER » de caractérisation énergétique des fenêtres est une norme canadienne, développée sur une base de simulations énergétiques horaires.



2.5.1 Validation du modèle de chauffage solaire passif par comparaison avec un modèle détaillé

HOT2-XP et RETScreen ont été utilisés pour effectuer une simulation pour une maison canadienne standard. Les variables d'entrée dans les deux modèles ont été choisies de façon à être les plus proches possible de manière à ce que les résultats puissent être comparés avec précision. Cette maison de deux étages avait une charpente en bois (faible masse thermique et niveau d'isolation thermique moyen), ne comportait aucun système d'ombrage, avait une superficie de 200 m². Elle avait une forme rectangulaire, les plus courts côtés faisant face au nord et au sud. La façade principale était au sud avec une surface de vitrage égale à 15 % de la surface habitable et distribuée sur les façades avant et arrière uniquement. Les performances énergétiques des fenêtres étaient les suivantes : valeur U de 2,94 (W/(m²-°C)) et CARS de 0,60 (fenêtre avec double vitrage clair rempli d'air, un cadre de bois et utilisant un intercalaire métallique). La maison était équipée d'une chaudière au gaz naturel fonctionnant avec un rendement de 80 % et d'un climatiseur ayant un coefficient de performance COP de 3,0.

HOT2-XP a prédit que la maison du cas de référence consommerait 28 787 kWh pour assurer sur une base annuelle, le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire et la climatisation. Les performances du cas de référence ont été améliorées en ajoutant sur le double vitrage une couche à faible émissivité, en le remplissant d'argon et en utilisant un cadre en fibres de verre. Les performances thermiques des nouvelles fenêtres avaient une valeur U de 2,08 W/(m²-°C) et un CARS de 0,54. La surface de fenêtres a été maintenue identique. La simulation a été reprise et donnait une consommation annuelle d'énergie de 25 988 kWh, soit une réduction de 2 798 kWh par année.

Pour cette même maison, le modèle RETScreen de projets de chauffage solaire passif a montré que les fenêtres plus performantes permettaient d'économiser 2 302 kWh par année par rapport à la maison équipée de fenêtres conventionnelles. Ceci implique que le modèle RETScreen, tout au moins en comparaison avec HOT2-XP pour cet exemple, sous-estime les bénéfices de l'utilisation de fenêtres plus performantes d'environ 500 kWh ou 18 % : une différence acceptable au niveau d'une étude de pré-faisabilité.

2.5.2 Validation du modèle de chauffage solaire passif par comparaison avec une méthode de caractérisation énergétique

Le **Tableau 4** ci-après compare le résultat des simulations de la performance relative de fenêtres obtenu à partir de RETScreen et des fenêtres testées selon la méthode de caractérisation énergétique « ER ». Après avoir testé des fenêtres dans une gamme de combinaisons de valeurs U et de CARS, il apparaît que RETScreen suit d'assez près les résultats du système de caractérisation énergétique des fenêtres « ER » en ce qui concerne l'évaluation de la performance thermique des fenêtres. La corrélation pour les économies annuelles d'énergie est aussi bonne. À noter que la différence des valeurs de « ER » a été multipliée par le nombre d'heures de chauffage dans une année, soit 5 400 heures dans ce cas.



Propriétés des fenêtres				RETScreen		Méthode ER	
Fenêtre d'essai	Valeur U	CARS	Caractérisation énergétique	Rang relatif	Économies annuelles d'énergie	Rang relatif	Économies annuelles d'énergie
(N°)	(W/(m ² ·°C))	(-)	(ER)		(kWh/m ²)		(kWh/m ²)
1	3,63	0,63	-34,0	0 %	0,0	0 %	0,0
2	2,78	0,57	-20,0	30 %	92,6	29 %	82,0
3	2,78	0,46	-28,0	16 %	47,8	13 %	35,1
4	1,87	0,52	-3,0	64 %	196,0	63 %	181,5
5	1,70	0,42	-7,0	57 %	176,2	56 %	158,1
6	1,65	0,30	-14,0	42 %	127,8	40 %	117,1
7	1,76	0,26	-20,0	30 %	91,7	29 %	82,0
8	0,85	0,36	7,0	86 %	265,1	85 %	240,1
9	0,45	0,34	15,0	100 %	307,8	100 %	286,9

Tableau 4 : Comparaison entre RETScreen et la méthode de caractérisation énergétique ER.

2.6 Sommaire

Le modèle RETScreen pour projets de chauffage solaire passif calcule les changements au niveau de la demande de chauffage et des gains solaires, résultant de l'utilisation de fenêtres à haut rendement énergétique. Les variations de la demande de chauffage entre le cas de référence et la conception proposée sont calculées en évaluant le coefficient de pertes de chaleur relatif aux changements proposés pour la dimension et la valeur **U** des fenêtres. Les modifications du gain solaire sont évaluées en calculant les gains solaires pour chacun des cas (proposé et de référence) et en estimant la part du gain solaire réellement utile au chauffage. La même méthode peut être appliquée pour calculer l'augmentation d'énergie associée à la demande de climatisation pendant les mois d'été.

Le modèle a été validé en comparant ses prédictions à celles d'autres méthodes. En dépit des simplifications introduites, le modèle pour projets de chauffage solaire passif a prouvé être valable à l'étape de préfaisabilité. Ceci est particulièrement vrai en considérant que RETScreen ne requiert que 12 données d'entrée contre 8 760 données pour la plupart des modèles horaires.





RÉFÉRENCES

ASHRAE, *Handbook – Fundamentals*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1997.

ASHRAE, *Applications Handbook*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1991.

ASHRAE, *Applications Handbook*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, 30329, USA, 1995.

Baker, J.A. and Henry, R., *Determination of Size-Specific U-factors and Solar Heat Gain Coefficients from Rated Values at Established Sizes – A Simplified Approach*, ASHRAE Transactions 103, Part 1, 1997.

Barakat, S.A. and Sander, D.M., *Utilisation of Solar Gain Through Windows for Heating Houses*, BR Note No. 184, Division of Building Research, Conseil national de recherche du Canada, Ottawa, ON, Canada, 1982.

CSA, *Energy Performance Evaluation of Windows and Other Fenestration Systems*, Standard CAN/CSA A440.2, Association canadienne de normalisation, 178 Rexdale Boulevard, Toronto, ON, Canada, M9W 1R3, 1998.

Duffie, J. and Beckman, W., *Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd Edition*, John Wiley & Sons, 1991.

Enermodal Engineering Limited, *Performance of Windows Used in the Advanced Houses Program*, préparé pour Ressources naturelles Canada, 1993.

IEA, *Low Cost, High Performance Solar Air-Heating Systems Using Perforated Absorbers: A Report of Task 14, Air Systems Working Group*, Morse Associates, Inc., Washington, DC, USA, septembre 1999.

McQuiston, F.C., Parker, J.D. and Spitler, J.D., *Heating, Ventilation and Air-Conditioning: Analysis and Design*, John Wiley & Sons, 2000.

Miller, S., McGowan, A. and Carpenter, S., *Window Annual Energy Rating Systems*, ASHRAE Transactions, Annual Meeting, Toronto, ON, Canada, juin 1998.

RNCAN, **HOT2000**, disponible à Ressources naturelles Canada, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET–Ottawa, 580 Booth Street, Ottawa, ON, Canada, K1A 0E4, www.buildingsgroup.rncan.gc.ca/software/hot2000_f.html



ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie
de l'énergie de CANMET
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE POMPES À CHALEUR GÉOTHERMIQUE

Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources
naturelles Canada 2001 - 2006.



ISBN : 0-662-78830-3

Numéro de catalogue : M39-111/2005F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2006.



TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE - PROJETS DE POMPES À CHALEUR GÉOTHERMIQUE	5
1.1	Description des systèmes de pompes à chaleur géothermique (PCG)	9
1.1.1	Pompe à chaleur	10
1.1.2	Échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS)	12
1.1.3	Système de distribution de chaleur et de froid	19
1.2	Marché des systèmes de pompes à chaleur géothermique	19
1.2.1	Bâtiments résidentiels	21
1.2.2	Bâtiments commerciaux & institutionnels	21
2	MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE POMPES À CHALEUR GÉOTHERMIQUE	25
2.1	Méthode de calcul par intervalle de température et critères de conception	28
2.2	Données météorologiques	29
2.2.1	Génération d'intervalles de température	29
2.2.2	Évaluation de la température du sol	30
2.3	Calcul des charges du bâtiment – Méthode selon les caractéristiques architecturales	31
2.3.1	Bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels	31
2.3.2	Bâtiments résidentiels	43
2.4	Calcul des charges du bâtiment – Méthode selon le profil énergétique	48
2.5	Calcul de la charge du bâtiment pour chaque intervalle de température	51
2.6	Échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS) à boucle fermée	52
2.6.1	Dimensionnement des échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS)	52
2.6.2	Température de conception de l'eau entrante (T_{ent})	54
2.6.3	Facteur de charge partielle (F)	54
2.7	Échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS) à boucle ouverte (aquifère)	55
2.8	Système de pompe à chaleur	58
2.8.1	Coefficient de performance (COP) et capacité ($Q_{cl,ch}$)	58
2.8.2	Température de l'eau entrante ($T_{ent,i}$) pour un échangeur avec le sol à boucle fermée	60
2.8.3	Température de l'eau entrante (T_{ent}) pour un échangeur avec le sol à boucle ouverte (aquifère)	60
2.9	Évaluation de l'énergie utilisée	62
2.9.1	Temps de marche de la pompe à chaleur et énergie utilisée par les pompes auxiliaires	62
2.9.2	Besoins en chauffage et en climatisation supplémentaires	63



2.10 Validation	63
2.10.1 Validation de la génération d'intervalles de température	63
2.10.2 Validation du dimensionnement d'un ÉCS vertical à boucle fermée	66
2.11 Conclusion	71
RÉFÉRENCES	73



CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE POMPES À CHALEUR GÉOTHERMIQUE

Le manuel *Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen®* est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de pompes à chaleur géothermiques avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International www.retscreen.net.

1 CONTEXTE - PROJETS DE POMPES À CHALEUR GÉOTHERMIQUE¹

Maintenir une température confortable dans un bâtiment peut requérir une importante quantité d'énergie. Des systèmes indépendants de chauffage et de climatisation sont le plus souvent utilisés pour maintenir cette température en utilisant une source d'énergie qui est généralement l'électricité, un combustible fossile ou une forme de biomasse. En tenant compte du fait que 46 % de l'énergie solaire est absorbée par le sol (**Figure 1**), une autre option est d'utiliser cette forme d'énergie abondante pour chauffer et climatiser un bâtiment. Par rapport aux autres sources d'énergie pour le chauffage et la climatisation qui doivent être transportées sur de longues distances, l'énergie du sol présente l'avantage d'être disponible sur place et en grande quantité.

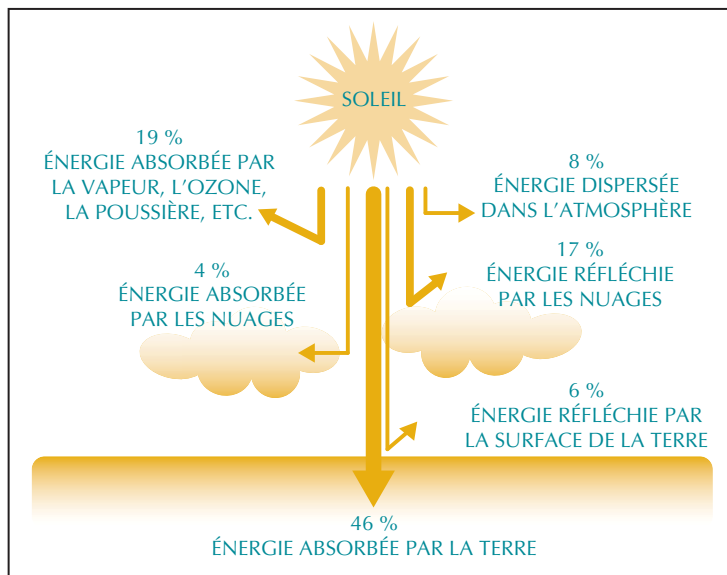


Figure 1 :

Ventilation de l'énergie solaire.

1. Une partie du texte et des figures dans cette section « Contexte » provient des deux références suivantes : Ressources naturelles Canada, *Les systèmes géothermiques résidentiels : Guide de l'acheteur*, Division de l'énergie renouvelable et électrique, Direction des ressources énergétiques de Ressources naturelles Canada, ISBN 0-662-86175-2, N° de catalogue : M92-236/2001F, Ottawa, ON, Canada, 2002, 41 pp.; et Ressources naturelles Canada, *Les systèmes géothermiques commerciaux : Guide de l'acheteur*, Division de l'énergie renouvelable et électrique, Direction des ressources énergétiques de Ressources naturelles Canada, ISBN 0-662-87736-5, N° de catalogue : M92-251/2002F, Ottawa, ON, Canada, 2002, 99 pp.

Parce que la terre transfère la chaleur graduellement et qu'elle possède une grande capacité de stockage thermique, la température d'un sol change lentement, c.-à-d. à l'ordre de mois ou même d'années, en fonction de la profondeur de la mesure. À cause de sa faible conductivité thermique, le sol peut transférer une partie de sa chaleur de la saison de climatisation à la saison de chauffage, tel que représenté dans la **Figure 2**; la chaleur absorbée par le sol durant l'été est effectivement utilisée en hiver. Ce cycle annuel et perpétuel d'échange entre les températures de l'air et du sol génère un potentiel d'échange thermique qui peut-être exploité pour chauffer ou climatiser un bâtiment.

Une autre caractéristique thermique de la terre est que seulement quelques mètres de sol en surface suffisent à isoler le sol de même que la nappe phréatique sous-jacente (c.-à-d. les eaux souterraines), en minimisant l'amplitude des variations de la température du sol par rapport aux variations des températures de l'air (voir **Figure 2** et **Figure 3**). Cet effet découlant de la résistivité thermique du sol, facilite aussi le transfert de chaleur ou de froid vers la saison de chauffage ou de climatisation, respectivement. La terre est effectivement plus chaude que l'air ambiant en hiver et plus fraîche que l'air ambiant en été.

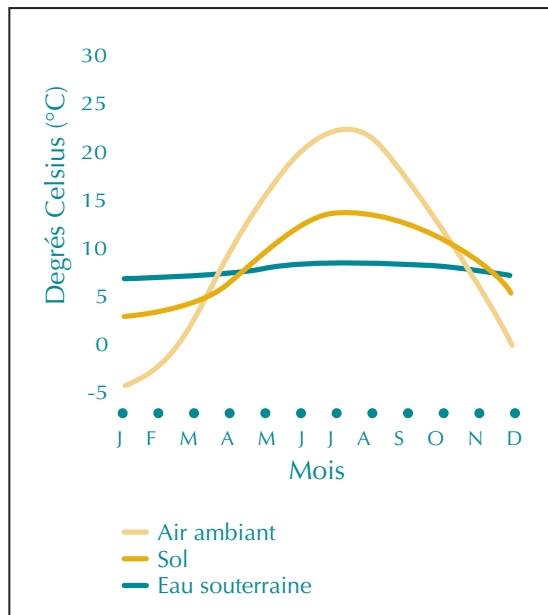


Figure 2 :
Température moyenne mensuelle au Canada.

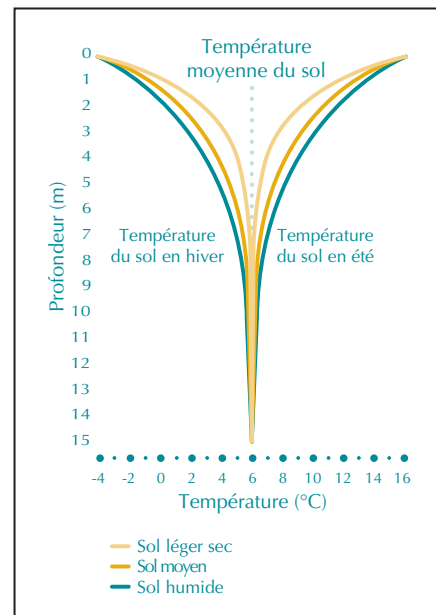


Figure 3 :
Variation de la température du sol.

La terre et la nappe phréatique qui existent sous la surface du sol constituent donc des sources gratuites d'énergie renouvelable qui peuvent facilement fournir suffisamment d'énergie pour chauffer et climatiser une maison typique de banlieue. Par exemple, une pompe à chaleur géothermique (PCG)² transforme l'énergie du sol en énergie utile pour chauffer ou climatiser des bâtiments. Elle fournit de la chaleur à basse température en l'extrayant du sol

2. Les PCG sont aussi dénommées pompes à chaleur géothermale ou systèmes d'énergie du sol.



ou d'une masse d'eau, et climatise par le processus inverse. Leurs principales applications sont le chauffage des espaces et leur climatisation, mais aussi la production d'eau chaude tel que pour les usages domestiques. Elles peuvent aussi être utilisées pour maintenir l'intégrité de fondations en situation de pergélisol, notamment en les maintenant gelées en été.

Une pompe à chaleur est utilisée pour concentrer ou modifier le niveau de température de cette chaleur gratuite provenant du sol, avant de la distribuer dans un bâtiment grâce à des conduits de ventilation conventionnels. Elle opère de manière similaire à un réfrigérateur ou un système de conditionnement d'air conventionnel dans la mesure où elle repose sur l'utilisation d'une source d'énergie externe, habituellement l'électricité, pour concentrer la chaleur et changer le niveau de température. Chaque kW d'électricité pour alimenter une PCG permet d'extraire plus de 3 kW d'énergie renouvelable du sol. Les puissances des pompes à chaleur varient généralement de 3,5 à 35 kW de capacité de climatisation (environ 1 à 10 tonnes de réfrigération), et une seule unité est souvent suffisante pour une maison ou un petit édifice commercial. Pour des bâtiments commerciaux, institutionnels et industriels, plusieurs pompes à chaleur pourront être utilisées.

Comme les systèmes PCG ne créent pas de produits de combustion et qu'ils extraient un surplus d'énergie gratuite du sol (**Figure 4**), ils peuvent réellement produire plus d'énergie qu'en consommant. Sur une saison, les PCG démontrent ainsi régulièrement des efficacités allant de 200 à 500 %. Les PCG sont aussi plus efficaces que les pompes à chaleur classiques qui échangent la chaleur avec l'air extérieur, à cause de la stabilité et du niveau des températures du sol. Ils sont aussi plus performants que les systèmes de chauffage et climatisation conventionnels, et présentent habituellement des coûts d'entretien moindres. Les systèmes PCG requièrent moins d'espace, particulièrement lorsqu'un circuit de distribution



Figure 4 :

*Système PCG - Ensevelissement
d'un échangeur de chaleur horizontal.*

Crédit photo :

Craig Miller Productions



à fluide caloporteur liquide remplace les traditionnels et volumineux conduits d'air. Ils présentent aussi moins de risques de vandalisme par rapport aux unités conventionnelles installées sur les toits. Finalement, une réduction des coûts associés aux appels de puissance peut souvent découler du fait que la puissance appelée par les systèmes PCG durant la saison de climatisation, est plus faible que celle associée aux systèmes de climatisation conventionnels.

Des économies d'énergie importantes peuvent donc être réalisées lorsque des systèmes PCG sont utilisés au lieu des systèmes conventionnels de chauffage/climatisation et des pompes à chaleur classiques utilisant l'air extérieur. Pratiquement, des réductions de 30 à 70 % de la consommation d'énergie en mode chauffage et de 20 à 50 % en mode climatisation peuvent être atteintes. Les réductions de la consommation d'énergie sont encore plus importantes lorsqu'on les compare avec les systèmes de chauffage à combustion ou les systèmes de chauffage électrique à résistance. Ce potentiel de réduction des consommations d'énergie a conduit à de très nombreuses applications des systèmes PCG.

Aujourd'hui, les systèmes PCG démontrent une des plus forte croissance en matière d'énergie renouvelable dans le monde, avec la majeure partie de cette croissance aux États-Unis et en Europe, mais aussi dans d'autres pays comme le Japon et la Turquie. À la fin de 2004, la capacité mondiale installée était estimée à 12 GW_{th} avec une consommation d'énergie équivalente à 20 TWh. Environ 1 million de systèmes PCG ont déjà été installés dans le monde et un taux de croissance de 10 % dans environ 30 pays, a été observé au cours des dix dernières années [Lund, 2004].

Aux États-Unis seulement, plus de 50 000 systèmes PCG sont vendus chaque année, en majorité pour des applications résidentielles. On y estime que plus d'un demi-million d'unités ont déjà été installées, avec 85 % de systèmes à boucle fermé (46 % à boucles verticales et 38 % à boucles horizontales) et 15 % de systèmes à boucle ouverte (aquifère) [Lund, 2004].

En 2005, le plus gros système PCG du monde servait à alimenter un groupe de bâtiment à Louisville (KY), États-Unis, pour satisfaire les besoins en chauffage et climatisation de 600 chambres, 100 appartements et 89 000 m² d'espace à bureau, représentant une superficie totale de 161 650 m² (**Figure 5**). Dans ce contexte, l'aquifère est utilisée pour fournir 15,8 MW de climatisation et 19,6 MW de chauffage, démontrant ainsi que les systèmes PCG ne sont pas limités aux applications à petite échelle. En opération depuis 15 ans sans problèmes, ce système a permis de réduire la consommation énergétique globale de 47 % et de générer des économies mensuelles de 30 000 \$ (CAD) en comparaison de la facture énergétique de bâtiments adjacents similaires [DOE, 1999].

Les sections suivantes décrivent les principales composantes d'un système PCG (pompe à chaleur, échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) et système de distribution) et présentent le marché des bâtiments résidentiel, commercial et institutionnel.





Figure 5 :

Le plus gros système PCG du monde desservant un groupe de bâtiments du Galt House East Hotel et du Waterfront Office à Louisville (KY), États-Unis.

Crédit photo :

Marion Pinckley (NREL PIX)

1.1 Description des systèmes de pompes à chaleur géothermique (PCG)

Un système de pompe à chaleur géothermique comprend trois principales composantes : une pompe à chaleur, un échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) et un système de distribution intérieure de chaleur et de froid (**Figure 6**). Ces trois principales composantes et les différentes configurations d'échangeurs de chaleur avec le sol, font l'objet d'une présentation plus détaillée dans les sections suivantes.

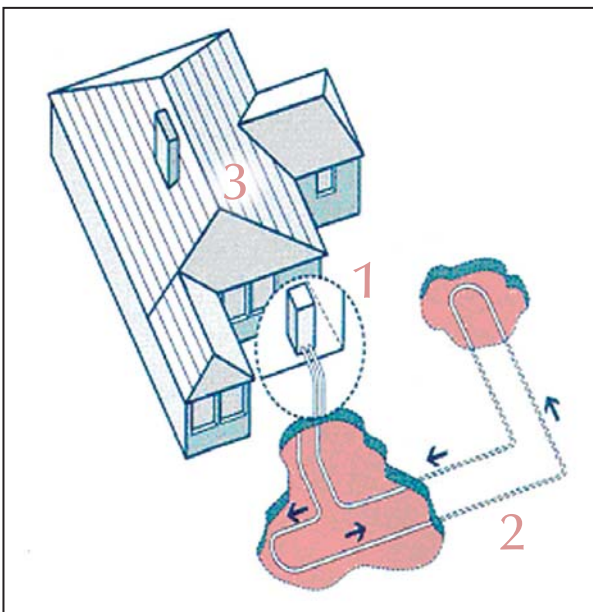


Figure 6 :

Les trois principales composantes d'un système PCG :

(1) pompe à chaleur,

(2) échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS), et

(3) système de distribution intérieure de chaleur et de froid.



1.1.1 Pompe à chaleur

Une pompe à chaleur transfère la chaleur entre le système de distribution de chaleur/froid et l'échangeur avec le sol. Elle constitue la base d'un système PCG.

Le type le plus courant de pompe à chaleur utilisé dans les systèmes PCG est une unité de type « eau-air » d'une puissance de climatisation variant de 3,5 à 35 kW. La classification « eau-air » indique que le fluide caloporteur qui transporte la chaleur de l'échangeur avec le sol (chauffage) ou vers celui-ci (climatisation) est de l'eau ou un mélange d'eau et de glycol et que le système de distribution de chaleur/froid utilise l'air comme fluide caloporteur. La pompe à chaleur peut-être de type à plage d'opération étendue ce qui permet d'opérer avec une température d'entrée plus faible en mode chauffage et une température d'entrée plus élevée en mode climatisation. Toutes les composantes de ce type de pompe à chaleur sont contenues dans une seule enceinte : le compresseur, l'échangeur de chaleur qui établit le lien d'échange avec le sol-fluide frigorigène, les contrôles ainsi que le système de distribution d'air qui comprend une armoire de traitement d'air, un ventilateur, un filtre, un échangeur fluide frigorigène-air et un système de purge d'eau de condensation pour la climatisation. Une unité de pompe à chaleur typique est illustrée dans la **Figure 7**.

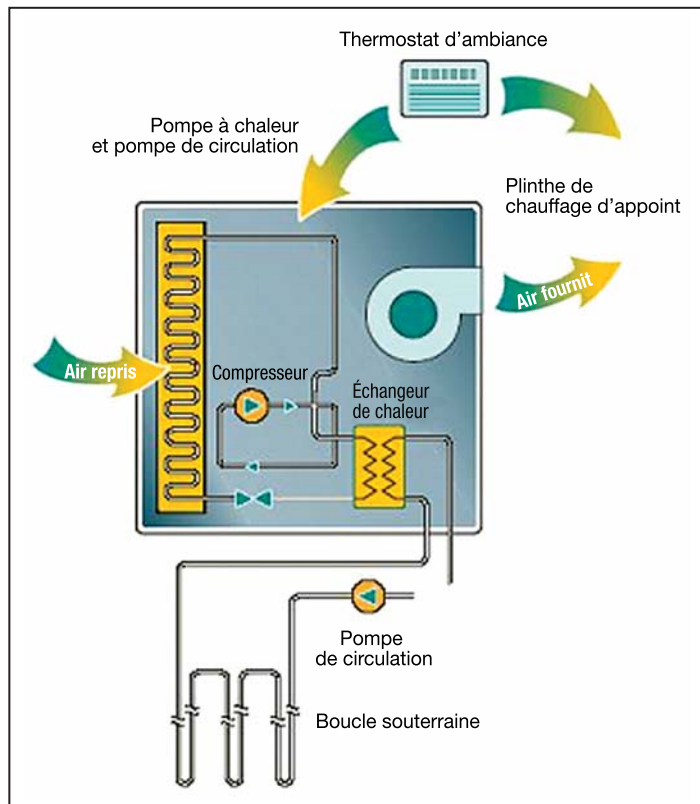


Figure 7 :
Unité de pompe à chaleur typique.



Pour les applications résidentielles et commerciales à petite échelle, une pompe à chaleur unique sera suffisante. Pour les systèmes commerciaux, institutionnels et industriels, plusieurs unités de pompes à chaleur sont installées en réseau distribué et habituellement connectés par une boucle à fluide caloporteur partagé.

Une pompe à chaleur fonctionne selon le même cycle frigorifique qu'un réfrigérateur. En effet, une pompe à chaleur met à profit la compression et l'expansion d'un fluide frigorigène pour transférer à l'intérieur la chaleur de l'échangeur avec le sol. Puisque la chaleur s'écoule seulement du chaud vers le froid selon la seconde loi de la thermodynamique, une pompe à chaleur permet de soutirer de la chaleur du sol (p. ex. à 5 °C) afin de chauffer un bâtiment (p. ex. à 21 °C). À certain moment de l'année, la température du sol est telle que la chaleur s'écoulerait naturellement dans la bonne direction. Dans ces conditions, la pompe à chaleur doit tout de même fonctionner pour s'assurer que le flux de chaleur est suffisant. Ce flux dépend de la différence de température entre la pompe à chaleur et l'échangeur avec le sol : en mode climatisation, plus la température du bâtiment est élevée, meilleur est le transfert de chaleur au sol.

En mode chauffage, une pompe à chaleur fonctionne comme suit : la chaleur de l'échangeur avec le sol est transférée à l'échangeur de chaleur eau-fluide frigorigène, aussi appelé l'évaporateur (**Figure 8**). Le fluide frigorigène dans cet échangeur est essentiellement dans un état liquide et il se trouve à une température inférieure à la température du fluide caloporteur dans l'échangeur avec le sol, si bien qu'il y a un transfert de chaleur vers le fluide frigorigène. Ce transfert entraîne l'évaporation du fluide frigorigène sous forme liquide, sa température restant relativement constante. Le fluide frigorigène sous forme gazeuse à faible température et pression est alors comprimé par un compresseur électrique ce qui augmente sa pression et par voie de conséquence, sa température.

Le gaz à haute pression et température à la sortie du compresseur est ensuite envoyé dans un second échangeur de chaleur appelé le condenseur. Dans le cas des pompes à chaleur de type « eau-air », un ventilateur souffle l'air à chauffer à travers cet échangeur dénommé serpentin à air. Dans le cas des pompes à chaleur de type « eau-eau », l'eau de chauffage du bâtiment passe directement à travers le condenseur. Puisque le fluide frigorigène est plus chaud que l'eau ou l'air, il leur transfère sa chaleur. En conséquence, la température du fluide frigorigène décroît et se condense sous forme liquide.

Le fluide frigorigène liquide à haute température passe alors dans une vanne d'expansion qui réduit sa pression et fait baisser sa température de manière importante. Le fluide frigorigène liquide à faible température retourne ensuite à l'évaporateur et le cycle recommence. De cette manière, la chaleur de l'eau ou du fluide caloporteur de l'échangeur avec le sol est transférée à l'air ou l'eau dans le bâtiment, d'où les appellations de pompe à chaleur « eau-air » et pompe à chaleur « eau-eau ».

Une différence importante entre une pompe à chaleur géothermique et un réfrigérateur est le fait que la pompe à chaleur géothermique est conçue pour opérer dans les deux sens. En mode climatisation, l'échangeur de chaleur eau-fluide frigorigène agit comme condenseur et l'échangeur de chaleur fluide frigorigène-air devient l'évaporateur. Ceci est réalisé grâce à un robinet inverseur dans la pompe à chaleur.



Un désurchauffeur tel qu'illustré dans la **Figure 8**, peut fournir l'eau chaude domestique quand le compresseur est en opération. Le désurchauffeur est un petit échangeur de chaleur positionné à la sortie du compresseur. Il permet le transfert de la chaleur en excédent du gaz comprimé vers l'eau qui est circulée en direction d'un réservoir d'eau chaude. Durant la saison de climatisation, quand l'air conditionné est fréquemment en opération, un désurchauffeur peut fournir tous les besoins en eau chaude d'une résidence. Certaines pompes à chaleur sont conçues pour fournir l'eau chaude en quantité suffisante de manière à satisfaire toute l'année les besoins en eau chaude domestique.

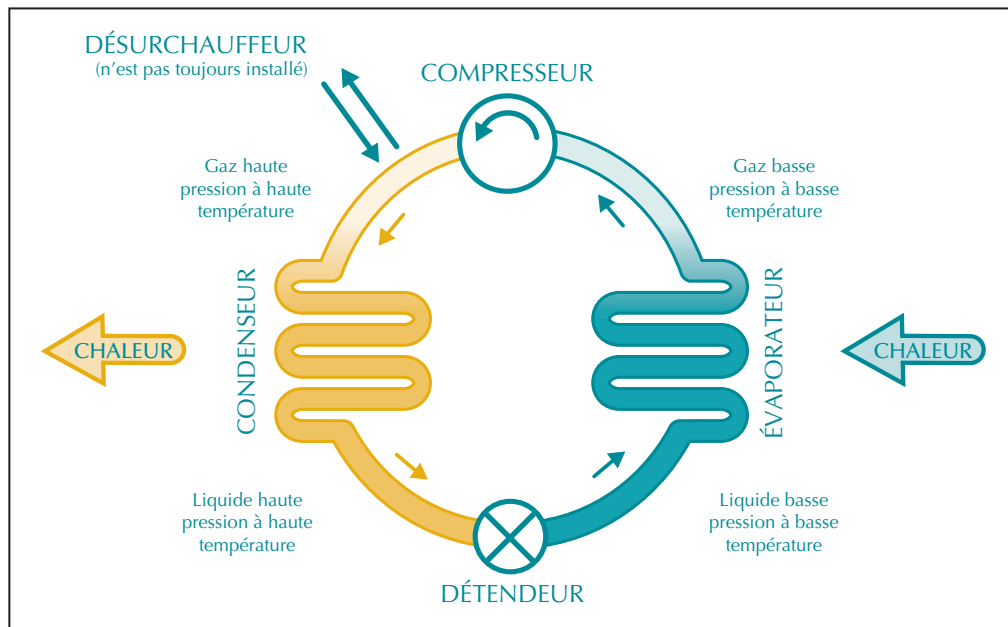


Figure 8 :
Cycle de réfrigération (mode chauffage) d'une unité de pompe à chaleur typique.

1.1.2 Échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS)

L'échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) constitue la pièce d'équipement où se déroule l'échange de chaleur entre la terre et le système PCG. Pour ce faire, les systèmes PCG existent en une large variété de systèmes qui utilisent le sol, l'aquifère ou l'eau en surface comme sources ou puits de chaleur. Un type commun d'échangeur avec le sol consiste à enterrer des tuyaux dans des tranchées horizontales ou des forages verticaux, ou à les noyer dans des lacs ou des étangs. Un mélange antigel, de l'eau ou un autre type de fluide caloporteur circule de la pompe à chaleur vers les tuyaux puis retourne vers la pompe en une boucle fermée. Les boucles ouvertes d'échangeur avec le sol pompent l'eau d'un puits ou de surface, puis la retournent au puits ou à l'eau de surface où la chaleur se transfère du ou vers le sol.

La classification suivante a été adoptée par l'*American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE)*³ pour différencier les différents types d'échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) :

3. <http://www.ASHRAE.org/>



- Pompes à chaleurs couplées au sol (PCCS) – utilisent un échangeur avec le sol (ÉCS) vertical ou horizontal comme source et puits de chaleur.
- Pompes à chaleur d'aquifère (PCA) – utilisent l'aquifère comme source et puits de chaleur.
- Pompes à chaleur de l'eau de surface (PCES) – utilisent l'eau de surface (lacs, étangs, etc.) comme source et puits de chaleur.
- Pompes à chaleur en terre gelée (PCTG) – contribuent à maintenir l'intégrité structurale du pergélisol autour de fondations par l'extraction de chaleur du matériau de remplissage.

Puisque tous les échangeurs avec le sol sont très difficiles d'accès après installation, les matériaux et l'exécution des travaux de construction doivent être de la plus haute qualité. Des tuyaux en polyéthylène haute densité et des raccords fusionnés à chaud sont généralement utilisés. De plus, seulement des installateurs chevronnés utilisant un équipement spécialisé devraient être impliqués dans la mise en place des échangeurs avec le sol et des puits souterrains (*Figure 9*).

Pompes à chaleurs couplées au sol (PCCS) :
Dans un système de PCCS, un fluide caloporteur circule en boucle fermée entre la pompe à chaleur et l'échangeur avec le sol constitué d'une série de tuyaux enterrés. Le fluide caloporteur est soit de l'eau ou un mélange antigél⁴, lorsque des températures de congélation sont probables. L'échangeur avec le sol peut être réalisé grâce à une série de forages verticaux ou selon un agencement horizontal de tuyaux ensevelis quelques mètres sous la surface du sol.



Figure 9 :

Foreuse pour échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) d'un système PCG.

Crédit photo :
Geothermix Inc.

4. Le mélange antigél utilise souvent du glycol dans une proportion qui varie selon les conditions climatiques locales, les caractéristiques de la conductivité thermique du sol et le débit du fluide dans l'ÉCS. Dans le modèle RETScreen pour projets de PCG, la proportion de glycol est considérée de manière conservatrice à 25 % du fluide caloporteur total. Le coût est relativement bas en comparaison du coût initial total d'un système PCG.



Un échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) vertical est particulièrement bien adapté aux grands immeubles où le substratum rocheux est proche de la surface, lorsqu'un bouleversement minimum de l'aménagement paysager est recherché ou lorsqu'il y a un espace restreint pour l'ÉCS (**Figure 10**). Parce que la température du sol y est stable toute l'année, les ÉCS verticaux sont plus efficaces que les ÉCS horizontaux qui peuvent faire face à des fluctuations saisonnières des températures du sol. Les ÉCS verticaux sont généralement plus chers à installer que ceux horizontaux, mais nécessitent relativement moins de tuyaux à cause de la stabilité des températures du sol.

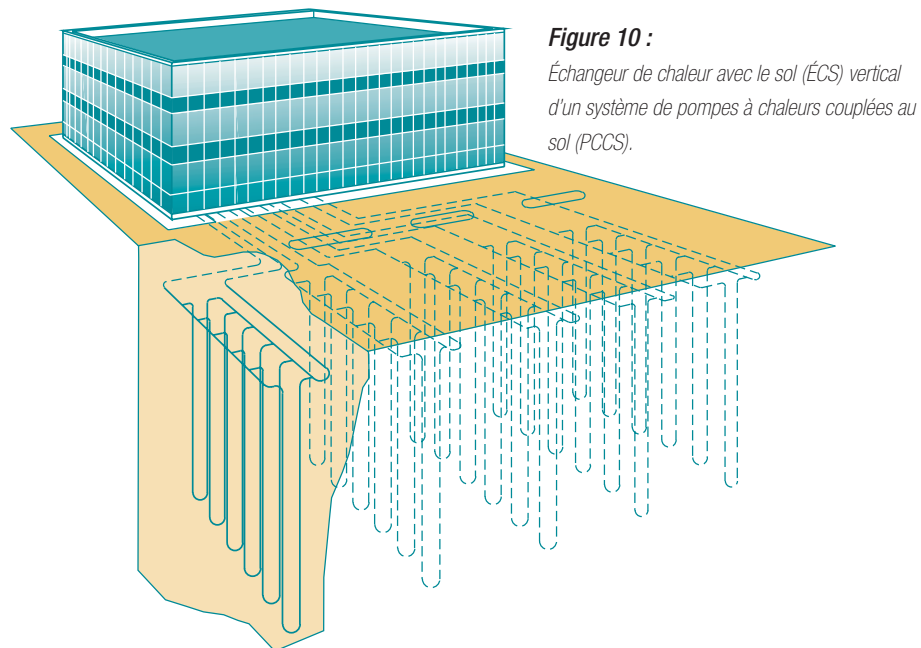


Figure 10 :
*Échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) vertical
d'un système de pompes à chaleurs couplées au
sol (PCCS).*

Des forages de 45 à 105 mètres de profondeur sont généralement percés en employant des installations de forage utilisées pour le forage de puits. Ces forages contiennent une ou deux boucles de tuyaux pliées à 180° au fond du forage. Après insertion du tuyau, le forage est remblayé et cimenté. Un coulis de ciment empêche l'eau de surface d'entrer dans le forage et l'aquifère, mais aussi l'eau en provenance d'un autre forage d'y pénétrer. Après remplissage et injection de ciment, les tuyaux verticaux sont connectés à des tuyaux collecteurs horizontaux. Les tuyaux collecteurs horizontaux transportent le fluide caloporteur de l'échangeur depuis et vers la pompe à chaleur. La **Figure 11** montre un échangeur vertical avec le sol.

Une configuration horizontale pour l'ÉCS représente le plus souvent la solution la moins coûteuse en comparaison d'une installation verticale, bien qu'elle nécessite une plus grande superficie de terrain (**Figure 12**). Pour cette raison, les ÉCS horizontaux sont plus utilisés dans le contexte de petits systèmes installés dans les bâtiments résidentiels ou les petits bâtiments commerciaux. Une installation horizontale est particulièrement intéressante lorsque les équipements d'excavation et de creusage de tranchées sont disponibles et les premiers mètres de sol peuvent être excavés facilement.



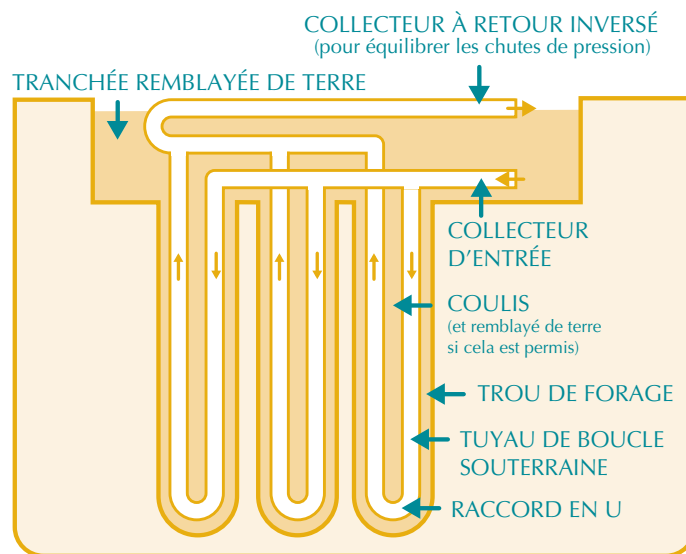


Figure 11 :
Échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS)
vertical avec le sol.

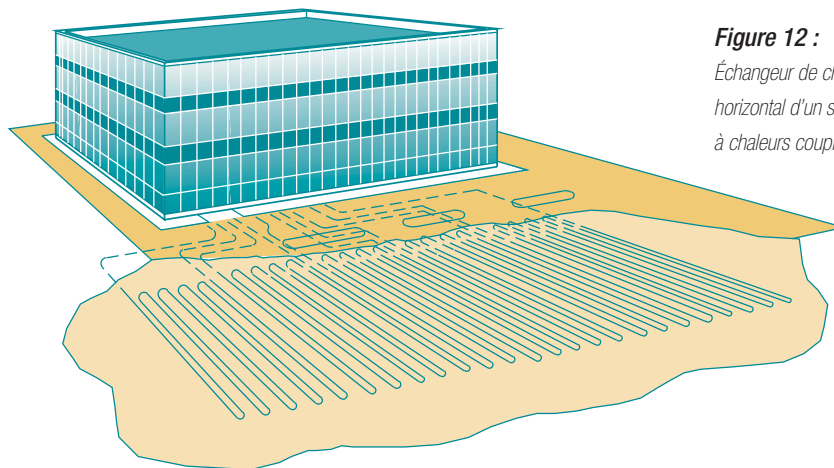
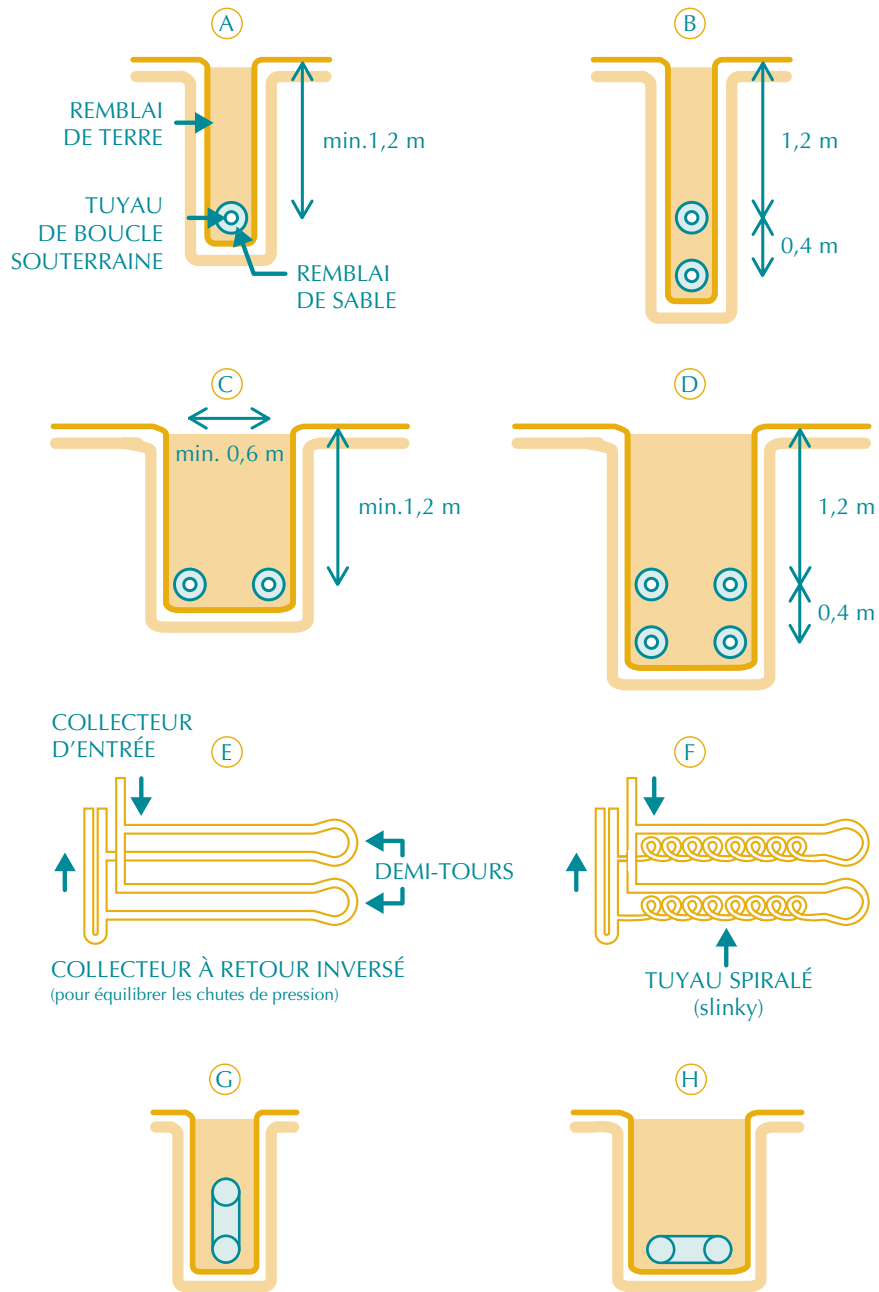


Figure 12 :
Échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS)
horizontal d'un système de pompes
à chaleurs couplées au sol (PCCS).

Un ÉCS horizontal est constitué d'une série de tuyaux installés au fond de tranchées, généralement à une profondeur de un à deux mètres sous la surface. Dans ce contexte, il faut environ 35 à 55 m de tuyau par kW de puissance de chauffage ou de climatisation. Diverses configurations d'ÉCS sont possibles tel qu'illustré dans la **Figure 13**. Lorsque l'aire du terrain disponible est limitée, un tuyau installé en couronne, aussi appelé spirale, permet d'installer plus de tuyau dans le même espace de tranchée. Bien que cela réduise l'espace nécessaire à l'installation, une longueur de tuyau plus importante doit être mise en place, entraînant ainsi des coûts d'installation plus élevés. Après déploiement des tuyaux dans les tranchées, celles-ci sont comblées.



- A. UN SEUL TUYAU
- B. DEUX TUYAUX SUPERPOSÉS (REMBLAI SABLEUX REQUIS SEULEMENT SI LES CAILLOUX MESURENT PLUS DE 5 CM DE DIAMÈTRE)
- C. DEUX TUYAUX EN PARALLÈLE
- D. QUATRE TUYAUX EN PARALLÈLE SUPERPOSÉS
- E. SCHÉMA DE DEUX TUYAUX EN PARALLÈLE ACCOMPAGNÉS DES DEMI-TOURS ET DU COLLECTEUR D'ENTRÉE
- F. TUYAU SPIRALÉ DISPOSÉ À L'HORIZONTALE DANS UNE GRANDE TRANCÉE OU À LA VERTICALE DANS UNE TRANCÉE ÉTROITE
- G. TUYAU SPIRALÉ DISPOSÉ À LA VERTICALE DANS UNE TRANCÉE ÉTROITE
- H. TUYAU SPIRALÉ DISPOSÉ À L'HORIZONTALE DANS UNE GRANDE TRANCÉE

Figure 13 :
Configurations diverses d'échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS) horizontaux.





Pompes à chaleur d'aquifère (PCA) : Les systèmes de pompes à chaleur d'aquifère qui utilisent un apport constant d'eau souterraine comme fluide caloporteur sont des systèmes à boucle ouverte, contrairement au PCCS (*Figure 14*). L'ÉCS d'une PCA est constitué de puits où l'eau souterraine de l'aquifère est directement pompée vers l'échangeur avec le sol-fluide frigorigène (dans ce cas précis : eau-fluide frigorigène) ou un échangeur intermédiaire. Cet échangeur intermédiaire transfère la chaleur ou le froid, de la boucle d'eau ouverte vers la boucle fermée dans le bâtiment et permet ainsi, d'isoler la pompe à chaleur de l'eau du puits pour protéger les échangeurs de chaleur de la corrosion, de l'encrassement et de l'abrasion. En sortie de l'échangeur intermédiaire, l'eau est injectée dans le même aquifère grâce à un second puits appelé puits d'injection.

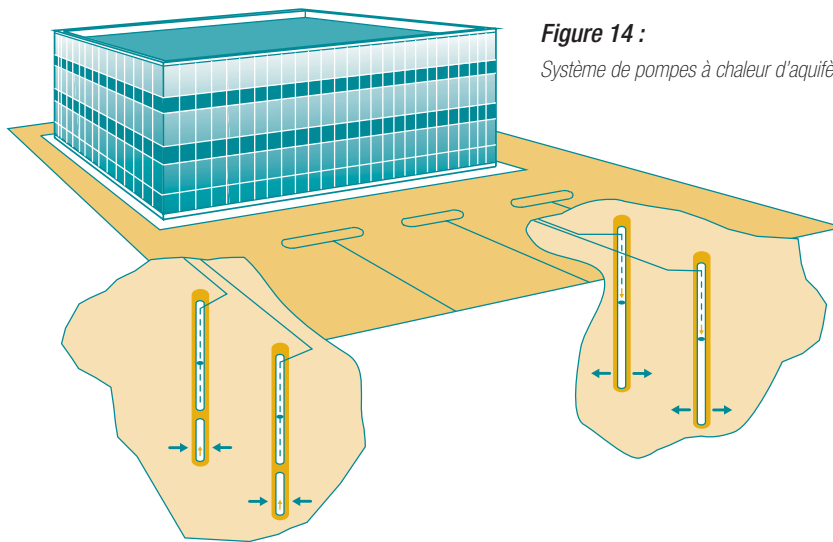


Figure 14 :

Système de pompes à chaleur d'aquifère (PCA).

La PCA a été le premier type PCG mis en marché et elle est maintenant utilisée depuis plusieurs décennies. Bien qu'elle constitue le système le plus simple d'installation, les réglementations relatives à l'environnement ainsi qu'une disponibilité limitée d'eau restreignent cependant leur utilisation dans plusieurs régions.

Les puits à colonne verticale sont un développement récent des PCA. Ils ont généralement un diamètre de 6 pouces et une longueur pouvant aller jusqu'à 450 m. Dans de tels systèmes, l'eau du fond du puits est pompée vers l'échangeur de chaleur du bâtiment, puis est réinjectée en haut du même puits. Le puits peut aussi alimenter le bâtiment en eau potable. Pour qu'un système de puits à colonne verticale fonctionne adéquatement, l'eau souterraine doit être disponible en grande quantité. Ces systèmes ne sont cependant pas utilisés lorsque la nappe phréatique est particulièrement profonde puisque la puissance de pompe requise rend alors le système très coûteux.

Pompes à chaleur de l'eau de surface (PCES) : Les pompes à chaleur d'eau de surface constituent une option techniquement et économiquement viable. Dans cette variante, une série de tuyaux installés en boucle (ou spirale) sont immergés au fond d'un lac ou d'un étang et font office d'échangeur de chaleur. Ce type d'installation requiert un minimum de tuyaux et d'excavation, mais l'étang ou le lac doit être assez vaste et profond. Le fluide caloporteur est pompé dans les tuyaux en boucle fermé, comme dans les PCCS, ce qui évite la majeure partie des impacts sur le milieu aquatique. De nombreux systèmes de ce type sont en opération actuellement.

Pompes à chaleur en terre gelée (PCTG) : Maintenir gelé les fondations de bâtiments dans le pergélisol constitue une application particulière des pompes à chaleur. Comme les fondations des bâtiments conduisent la chaleur vers le sol, cela entraînent la fonte du pergélisol et met ainsi en péril l'intégrité structurale des fondations. Dans ce contexte, les PCTG permettent d'extraire la chaleur en provenance des fondations pour s'assurer qu'elles restent gelées. Par la même occasion, les PCTG peuvent combler de 20 à 50 % des besoins en chauffage des bâtiments ainsi protégés, mais aussi éviter les coûts des mesures traditionnelles mise en place pour maintenir l'intégrité structurale de fondations en situation de pergélisol. Les fondations maintenues gelées grâce aux PCTG sont généralement beaucoup moins coûteuses que les fondations traditionnellement implantées en situation de pergélisol, à la fois du point de vue du coût en capital initial que sur une base de cycle de vie.

L'ÉCS des PCTG est habituellement enterré dans le matériau de remblayage sous la fondation et la pompe à chaleur garde ce matériau gelé tout en transférant la chaleur récupéré au bâtiment. Le fluide caloporteur circulant dans l'ÉCS en boucle fermée est généralement constitué d'un mélange d'eau et de glycol qui ne gèlera pas à la température la plus basse à laquelle pourrait faire face le matériau de remplissage.

L'utilisation de PCTG en situation de pergélisol impose de considérer plusieurs éléments de conception propres à ce type d'installation. Par exemple, le gain de chaleur en provenance des fondations vers le sol doit être évalué lors de la conception de l'ÉCS sous les fondations. En effet, la chaleur doit être extraite au même taux que le gain de chaleur en provenance des fondations pour maintenir une température de sol constante. Étant donné la faible température à l'ÉCS, l'utilisation de PCCS peut ne pas être adéquate. De plus, l'impact de l'opération d'une PCTG sur le long terme doit être évalué dans la perspective d'un réchauffement du sol consécutif à l'absorption d'une partie de l'énergie solaire incidente durant l'été. Finalement, les impacts environnementaux locaux qui découlent de la conservation d'un sol gelé au-delà de son cycle naturel de gel-dégel, doivent être considérés.

Étant donné les impacts très importants d'un bris de PCTG (affaissement des fondations), l'échangeur de chaleur doit être fabriqué avec du matériel de tuyau étanche, de première qualité et être installé par des experts. De plus, l'isolation entre le lit de gravier gelé et le mur de fondation doit être suffisante pour maintenir le lit en état de gel même si la pompe à chaleur est temporairement hors de fonctionnement.





1.1.3 *Système de distribution de chaleur et de froid*

Un système distribue la chaleur et le froid à partir de la pompe à chaleur vers le bâtiment. Généralement, il s'agit d'un système de distribution d'air de ventilation bien que des systèmes à boucle d'eau (chauffage hydronique) qui transfèrent la chaleur ou le froid par planchers ou plafonds, puissent aussi être utilisés. Le système de distribution de chaleur et de froid d'un système PCG est généralement identique à celui des systèmes conventionnels. Dans le cas des installations de grande capacité qui font appels à de nombreuses pompes à chaleur, des systèmes de distribution de chaleur et de froid indépendants sont utilisés. Les divers types de systèmes de ventilation qui peuvent être installés sont bien documentés [ASHRAE, 1992] et sont basés sur des conduits d'air, des diffuseurs, des systèmes d'apport d'air frais et autres composantes du système de contrôle.

1.2 **Marché des systèmes de pompes à chaleur géothermique**

Le développement des pompes à chaleur géothermique remonte à 1912 quand un premier brevet a été attribué en Suisse pour une installation avec boucle souterraine. Cependant, ce n'est que dans les années 70 que les systèmes PCG ont obtenus un certain succès commercial. Les premiers systèmes PCG commercialement disponibles étaient conçus pour le marché résidentiel et du type pompes à chaleur d'aquifère (PCA). Au milieu des années 80, les progrès techniques en matière d'efficacité énergétique et de plage d'opération des pompes à chaleur, combinés à l'utilisation de matériaux de meilleure qualité pour les boucles souterraines, ont permis d'utiliser des ECS à boucle fermée. À la même époque, les applications commerciales et institutionnelles des systèmes PCG sont devenues plus courantes.

Aujourd'hui, la technologie des systèmes PCG peut-être considérée comme techniquement mature et les barrières à son utilisation à plus grande échelle sont plutôt de nature non-technique. Même si l'on considère que des marchés dynamiques existent dans plusieurs pays industrialisés où les besoins en chaleur et en froid sont élevés, la contrainte principale qui limite leur pénétration sur les marchés est leur coût en capital initial élevé, qui est généralement :

- presque le double des systèmes conventionnels dans le secteur résidentiel;
- 20 à 40 % plus élevé que les conditionneurs d'air en toiture pour le chauffage/climatisation à zone unique et à volume constant; et
- jusqu'à 20 % de plus que les unités multizones ou centrales d'eau réfrigérée à double tuyau.

Néanmoins, les systèmes PCG présentent généralement de plus faibles coûts sur le cycle de vie en comparaison de ceux associés aux systèmes conventionnels à cause de leur haute efficacité et leurs faibles coûts d'entretien. Le modèle RETScreen pour les projets de pompes à chaleur géothermique a été développé pour permettre de comparer le coût sur le cycle de vie de ces systèmes avec celui des systèmes conventionnels.





Le marché des systèmes PCG est intéressant lorsque le climat, les prix de l'énergie et la nature des projets leurs sont favorables. Premièrement, un climat où chauffage et climatisation sont nécessaires est plus favorable qu'un climat où seulement l'un des deux est requis. En effet, alors que les systèmes PCG peuvent fournir chauffage et climatisation, deux systèmes conventionnels seront le plus souvent requis pour assurer les mêmes fonctions de chauffage et climatisation. Ceci accroît le coût en capital du système conventionnel et rend l'option d'un système PCG d'autant plus attractive. Comme il fonctionne toute l'année, un système PCG peut générer de plus grandes économies d'énergie qu'une unité d'air conditionnée, par exemple, utilisée seulement en été en combinaison avec une fournaise à l'huile utilisée seulement en hiver.

Deuxièmement, un climat caractérisé par de grandes variations de température favorisera les systèmes PCG au détriment des pompes à chaleur utilisant l'air extérieur, dont la puissance thermique et l'efficacité diminuent aux températures extrêmes. De plus, de telles variations de températures génèrent une demande d'énergie assez importante pour permettre aux systèmes PCG de réaliser des économies significatives.

Troisièmement, s'il existe déjà un système de chauffage et de climatisation en place, l'achat et l'installation d'un système PCG sont rarement justifiés par les seules économies d'énergies. Par conséquent, les systèmes PCG sont plus rentables dans le cas de nouvelles constructions parce que cela facilite le creusage de tranchées et le forage, lorsque le système de chauffage et de climatisation atteint sa fin de vie et doit être remplacé.

Si le chauffage constitue le besoin énergétique dominant, un faible coût d'électricité combiné à un coût élevé du gaz naturel ou de l'huile à chauffage permettra de faire des systèmes PCG une option plus attractive que les systèmes à combustion. Si la climatisation constitue le besoin énergétique dominant, un coût d'électricité élevé favorisera les systèmes PCG par rapport aux systèmes d'air conditionné conventionnels qui sont moins efficaces. Si les besoins en chauffage et en climatisation sont élevés, alors les systèmes PCG sont idéaux dans les cas où le prix de l'électricité est faible à l'année, mais où les appels de puissance sont pénalisés de manière importante durant la période estivale.

Lorsque les charges de chauffage et de climatisation diffèrent de manière importante, il peut être financièrement avantageux de diminuer le coût de l'échangeur avec le sol en dimensionnant celui-ci en fonction de la charge la plus faible. De cette manière, le coût initial du système sera diminué, mais une capacité additionnelle en chauffage (système conventionnel) ou en rejet de chaleur (tour de refroidissement) devra être planifiée. La meilleure option peut être définie grâce à une analyse de sensibilité à l'étape de la préfaisabilité en utilisant le modèle RETScreen pour les projets de pompes à chaleur géothermique ainsi qu'avec des simulations détaillées, à l'étape de conception dans le développement du projet.

Le modèle RETScreen® International pour projets de pompes à chaleur géothermique

Le modèle RETScreen® International pour projets de pompes à chaleur géothermique peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production énergétique, la viabilité financière et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour le chauffage et/ou le refroidissement de bâtiments résidentiel, commercial, institutionnel et industriel. Le modèle peut être utilisé pour évaluer autant des projets de rénovation ou de construction neuve utilisant des systèmes à boucles fermées (horizontale ou verticale) ou d'eau souterraine.





Les systèmes PCG peuvent aussi produire de l'eau chaude pour usage domestique grâce à un désurchauffeur. Cette option augmente l'efficacité et les économies d'énergie. Les autres possibilités des systèmes PCG incluent le chauffage des tuyaux de distribution d'eau pour éviter le gel, le préchauffage de l'eau, le chauffage des conduits d'égouts et des étangs de décantation, ainsi que la production de froid pour les patinoires.

En tenant compte des éléments qui viennent d'être mentionnés, le marché des systèmes PCG dans les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel sont présentés plus en détails dans les sections suivantes.

1.2.1 Bâtiments résidentiels

Bien que les systèmes PCG soient mis en place dans tous les types de bâtiment résidentiels, ceux haut de gamme tendent à être la cible dans ce marché. Ici, le coût initial élevé des systèmes PCG ne constitue pas une fraction importante du coût des résidences et les propriétaires voient généralement les systèmes PCG comme un investissement à long terme bonifié par les bénéfices environnementaux ainsi que par l'amélioration du confort et de la qualité de l'air associés aux systèmes PCG.

Les entreprises d'électricité publiques subventionnent fréquemment le marché résidentiel des systèmes de PCG. Ces entreprises reconnaissent les avantages environnementaux qui bénéficient à la société en général. Elles reconnaissent par le fait même que le coût initial des systèmes PCG ne doit pas être supporté seulement par le propriétaire de l'installation. Dans tous les cas, de telles subventions constituent un élément important dans la décision d'un propriétaire d'installer un système PCG. En effet, pour une résidence typique de 2 200 pi² (205 m²) aux États-Unis qui nécessite une capacité installée en chauffage de 11 kW (dépendamment du climat), un système PCG coûtera 30 000 \$ CAD pour une boucle horizontale fermée de 230 m ou environ 34 000 \$ CAD pour une boucle verticale fermée de 165 m.

1.2.2 Bâtiments commerciaux & institutionnels

Les possibilités d'installer des systèmes PCG dans le contexte des bâtiments commerciaux peuvent souvent être limitées par la demande de temps de retour simple rapide, généralement de moins de cinq ans, et par la faible disponibilité de terrains pour de larges ÉCS. Néanmoins, il en existe de très nombreuses installations (*Figure 15*).



Figure 15 :

Système PCG installé dans un bâtiment commercial.

Crédit photo :

Geothermal Heat Pump Consortium (NREL PIX)





Les systèmes PCG présentent plusieurs avantages qui les rendent particulièrement intéressantes pour les bâtiments commerciaux. Par exemple, les systèmes PCG peuvent rendre disponible de l'espace commercial car ils sont plus petit que les systèmes de chauffage et de climatisation conventionnels. De plus, leur système de distribution de chaleur basé sur une boucle à fluide caloporteur liquide occupe aussi moins d'espace que les systèmes de distribution de chaleur à air. La mise en place de plusieurs pompes à chaleur distribuées dans de grands bâtiments permet aussi un contrôle simplifié des paramètres de confort de l'environnement intérieur. Un avantage souvent négligé est le fait que l'élimination des unités en toiture, des tours de refroidissement et des cheminées réduit les opportunités de vandalisme de ces équipements. L'efficacité accrue des systèmes PCG vis-à-vis des systèmes d'air conditionné conventionnels permet souvent de réduire les appels de puissance durant la période estivale qui sont fréquemment pénalisés par les entreprises d'électricité dans le contexte du secteur commercial.

Dans la plupart des cas, les systèmes PCG dans les grands bâtiments sont implantés en utilisant de multiples pompes à chaleur qui transfèrent la chaleur de et vers une boucle d'échange commune. Cette configuration est optimale. Premièrement, les grands bâtiments ont souvent à satisfaire simultanément des charges de chauffage et climatisation : par exemple, le centre du bâtiment peut-être climatisé alors que sa périphérie requiert un chauffage. La boucle d'échange commune peut alors être utilisée pour transférer la chaleur des charges de climatisation vers les charges de chauffages, diminuant ainsi la demande sur l'ÉCS tout en améliorant l'efficacité globale. Deuxièmement, le contrôle des paramètres de confort de l'environnement intérieur s'en trouve simplifié et le confort amélioré puisque chaque pompe à chaleur est contrôlé localement et n'a qu'un impact circonscrit plutôt que sur le bâtiment tout entier. Troisièmement, la boucle d'échange commune basée sur un fluide caloporteur liquide est plus compacte que les conduits de distribution d'air communément utilisés avec les systèmes conventionnels; ainsi de l'espace peut être disponible pour des usages plus productifs.

Des marchés spécialisés sont en cours de développement dans le secteur des immeubles commerciaux. Particulièrement dans le domaine des bâtiments ayant simultanément des charges de chauffage et de climatisation, telles que des congélateurs ou des machines à glace en même temps que des espaces chauffés, où la boucle commune à fluide caloporteur liquide peut faciliter le transfert de la chaleur des charges de climatisation aux charges de chauffage. Des opportunités intéressantes se profilent notamment dans le cas des supermarchés et des stations d'essence offrant aussi les services de dépanneur.





Les systèmes PCG sont aussi particulièrement bien adaptés au contexte des bâtiments institutionnels (**Figure 16**). Dans la plupart des cas, les propriétaires et gestionnaires de ces bâtiments acceptent des temps de retour simples plus long que ceux acceptés dans le secteur commercial. De plus, ils sont souvent plus ouverts aux nouveaux concepts et technologies telle que les systèmes PCG. Comme dans le cas des bâtiments commerciaux, plusieurs bâtiments institutionnels ont des besoins simultanés en chaleur et en climatisation qui peuvent être satisfait efficacement grâce à la boucle du système PCG dans le bâtiment.



Figure 16 :

Système PCG dans un bâtiment institutionnel

(Philadelphia Enterprise Centre, États-Unis – 28 systèmes PCG pour le chauffage et la climatisation).

Crédit photo :

Geothermal Heat Pump Consortium (NREL PIX)





2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE POMPES À CHALEUR GÉOTHERMIQUE

Le modèle RETScreen pour projets de pompes à chaleur géothermique (PCG) peut être utilisé pour évaluer les projets de pompes à chaleur géothermique pour les installations de grande envergure de type commercial, institutionnel ou industriel, mais aussi pour les petites applications résidentielles. Les systèmes considérés sont les suivants :

- Pompes à chaleurs couplées au sol (PCCS) – incluant un échangeur avec le sol (ÉCS) horizontal.
- Pompes à chaleurs couplées au sol (PCCS) – incluant un échangeur avec le sol (ÉCS) vertical.
- Pompes à chaleur d'aquifère (PCA) – à boucle ouverte ou à colonne verticale.

Le modèle RETScreen pour projets PCG contient six feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Évaluation des besoins en chauffage et climatisation (Besoins thermiques)*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier* et *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*. La feuille de calcul *Besoins thermiques* devrait être remplie en parallèle avec la feuille de calcul *Modèle énergétique* pour estimer les charges de chauffage et de climatisation d'un projet de pompes à chaleur géothermique.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : *Modèle énergétique*, *Besoins thermiques*, *Analyse des coûts* et *Sommaire financier*. Les feuilles de calcul *Analyse des GES* et *Sensibilité* sont des analyses optionnelles. La feuille de calcul *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle des émissions de gaz à effet de serre engendrées par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies de haut en bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Les divers algorithmes utilisés dans le modèle RETScreen pour le calcul de la production énergétique (ou les économies) d'un projet PCG sont présentés dans cette section. Un organigramme de ces algorithmes est présenté dans la **Figure 17**. En premier lieu, le modèle détermine l'équation de la charge du bâtiment afin de décrire les variations des charges en fonction de la température extérieure. Le modèle calcule alors la charge pour chaque intervalle de température. En utilisant l'équation de la charge du bâtiment, des températures d'équilibre sont calculées pour déterminer si du chauffage ou de la climatisation, est nécessaire pour chacun des intervalles de température. À partir des données météorologiques et de la charge du bâtiment, la capacité de la pompe à chaleur est estimée. Cela permet alors de dimensionner la boucle fermée ou le débit d'eau souterraine. Avec cette information, l'efficacité réelle de la pompe à chaleur et sa capacité peuvent être calculées pour chaque intervalle de température. Les résultats finaux fournis par le modèle sont la consommation annuelle d'énergie électrique du système de pompe à chaleur, les énergies de chauffage et de refroidissement, l'efficacité du système, ainsi que les besoins potentiels en chauffage d'appoint.



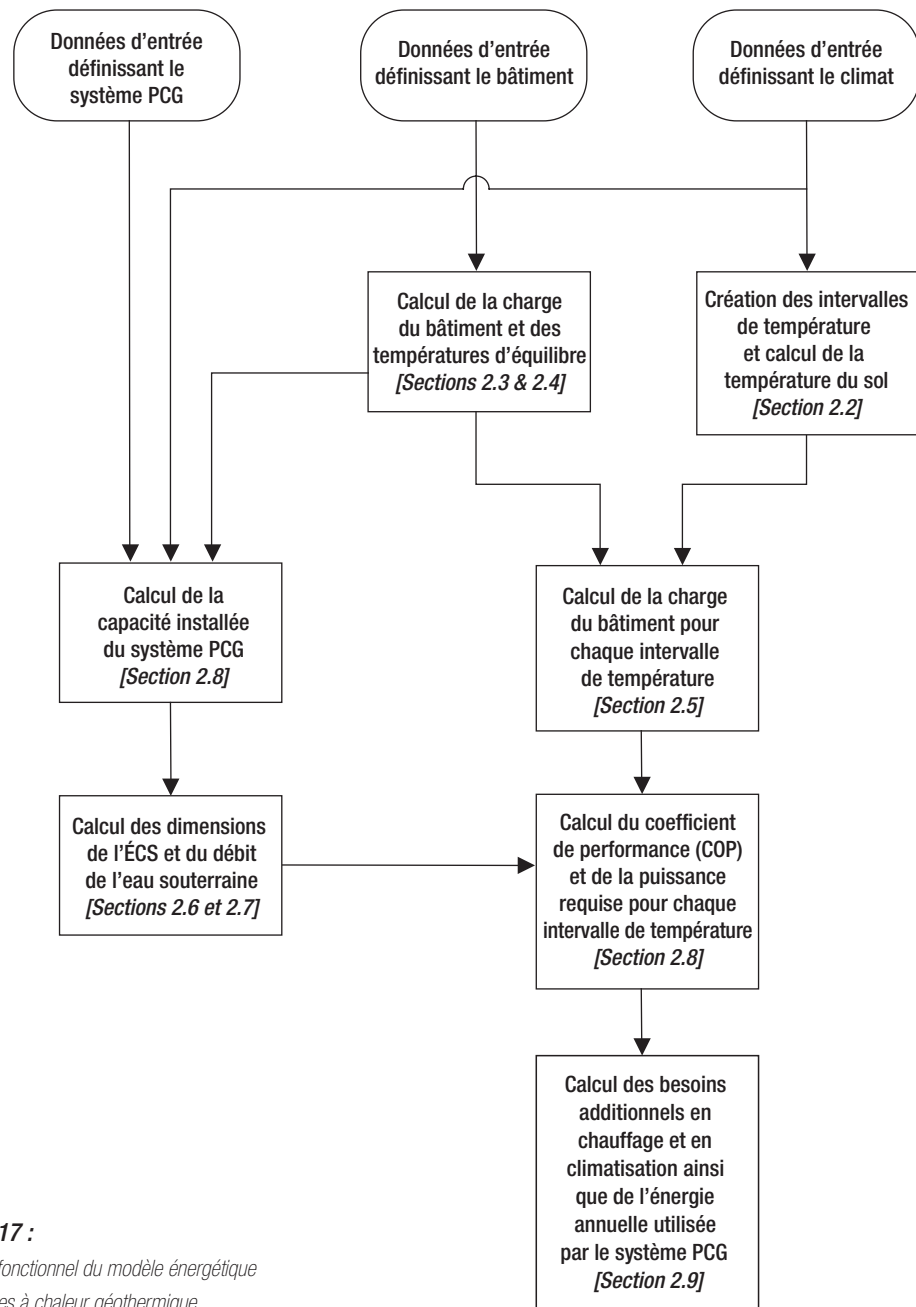


Figure 17 :
Schéma fonctionnel du modèle énergétique de pompes à chaleur géothermique.

La *Section 2.1* décrit la méthode utilisée pour caractériser un système PCG. La création de données météorologiques pour la méthode de caractérisation d'un système PCG est documentée à la *Section 2.2*. La *Section 2.3* présente la méthodologie utilisée pour évaluer la charge du bâtiment à partir des caractéristiques architecturales du bâtiment tandis que la



Section 2.4 décrit la procédure développée pour déterminer la charge du bâtiment lorsque le profil énergétique est disponible. La *Section 2.5* combine la méthode de caractérisation d'un système PCG et les charges calculées du bâtiment. La *Section 2.6* discute de la modélisation des systèmes à boucle fermée horizontale et verticale, alors que la *Section 2.7* présente la méthodologie utilisée pour les systèmes ouverts utilisant les eaux souterraines. La *Section 2.8* décrit les équations relatives aux pompes à chaleur géothermique alors que la *Section 2.9* montre comment est évaluée l'énergie utilisée par le système. Enfin, la *Section 2.10* présente une validation du modèle RETScreen pour projets PCG en comparant les résultats obtenus à partir de RETScreen avec les résultats d'essais réels, ainsi que ceux fournis par d'autres logiciels.

Il existe certaines limites à la méthodologie choisie pour effectuer les calculs dans le modèle pour projets de PCG. Dans certains cas, le modèle ne peut représenter des phénomènes tels qu'une demande simultanée en chauffage et en climatisation, une situation qui peut se produire parfois à l'intérieur de bâtiments commerciaux. Aussi, il ne peut pas représenter les profils énergétiques de bâtiments complexes. Par contre, les applications résidentielles se prêtent bien au jeu d'une approche simplifiée étant donné la nature homogène de ces bâtiments et leurs profils d'occupations moins complexes. Les autres limites du modèle incluent :

- Les débalancements thermiques à long terme ne sont pas inclus dans les calculs du système d'échangeur avec le sol (ÉCS).
- La configuration des pompes à chaleurs couplées au sol (PCCS) avec ÉCS horizontal considérée dans le modèle est constituée d'un réseau de deux tuyaux superposés disposés à l'horizontale, à une profondeur de 1,2 et 1,8 m, respectivement.
- La configuration des pompes à chaleurs couplées au sol (PCCS) avec ÉCS vertical considérée dans le modèle est constituée d'une série de puits verticaux creusés dans le sol contenant chacun un tuyau fermé ayant un diamètre de 31,8 mm enfilé jusqu'au fond du forage.
- La méthode choisie pour estimer les charges de pointe et les besoins énergétiques en chauffage et en climatisation du bâtiment, repose sur une version simplifiée de la méthode de calcul modifiée par intervalles de température (ASHRAE, 1985). La température de référence intérieure est considérée constante à 23 °C et qu'elle demeure la même pour le chauffage et la climatisation.

En dépit de ces limites, le modèle RETScreen pour projets PCG peut être utilisé pour réaliser l'analyse préliminaire d'un système de pompes à chaleur géothermique, et il est suffisamment précis pour compléter les analyses de préfaisabilité et de faisabilité d'un projet.





2.1 Méthode de calcul par intervalle de température et critères de conception

Le comportement d'un système PCG couplé à un bâtiment est relativement complexe; il est en fonction du temps et de la température. Pour la conception détaillée d'un système, la représentation de ces dépendances requiert normalement un modèle dynamique qui utilise des pas de temps relativement courts, ce qui n'est pas forcément nécessaire lors de la phase préliminaire de faisabilité d'un projet. Par conséquent, une approche simplifiée a été implantée, laquelle utilise la température extérieure comme variable critique.

Une telle méthode, appelée méthode de calcul par intervalle, a été largement utilisée depuis plusieurs années pour estimer le profil énergétique des bâtiments (*ASHRAE Handbook, Fundamentals*, 1981, 1985). Par cette méthode de distribution des températures, toutes les heures d'une année sont compilées à l'intérieur d'un nombre fini d'intervalles de température. Chaque intervalle représente le milieu ou la moyenne, de la plage des températures au sein de cet intervalle. Par exemple, le **Tableau 1** présente un exemple qui utilise des intervalles de température de 2 °C.

Intervalles	Nombre d'heures d'occurrence au cours d'une année
-20	15
-18	35
-16	75
-14	132
[...]	[...]
24	185
26	79
28	24
30	12
Total	8 760

Tableau 1 :

Exemple d'intervalles de température de 2 °C.

À partir du **Tableau 1**, il peut être déterminé qu'il y a 15 heures au cours de l'année durant lesquelles la température a été inférieure à -19 °C et supérieure ou égale à -21 °C. La méthode par intervalle permet également de considérer une dépendance en fonction du temps. Ceci est réalisé en séparant les intervalles de température en fonction du temps. Par exemple, les intervalles peuvent être compilés en fonction des heures de la journée, du jour ou de la nuit.





La méthode par intervalle permet de bien représenter le lien de dépendance d'un système PCG couplé à un bâtiment en fonction de la température ou d'autres paramètres dépendants, et d'estimer l'énergie annuelle utilisée par le système. Une autre version de cette méthode, appelée la *méthode modifiée de calcul par intervalle*, est présentée dans le *ASHRAE Handbook Fundamentals* (1985). Cette méthode permet de réaliser des calculs en utilisant une charge estimée variable plutôt que les valeurs de charges de pointe pour spécifier la charge du bâtiment en fonction de la température. Les algorithmes de calcul utilisés dans le modèle RETScreen pour projets de pompes à chaleur géothermique sont largement inspirés de cette version modifiée de la méthode de calcul par intervalle.

L'utilisation de la méthode modifiée de calcul par intervalle permet l'évaluation de la demande en énergie d'un bâtiment, mais l'efficacité des pompes à chaleur et des boucles souterraines doivent être analysées plus spécifiquement. Heureusement, la méthode par intervalle peut être utilisée pour les systèmes PCG. La méthode choisie pour le faire a été largement adaptée du guide d'installation pour les systèmes de pompes à chaleur géothermique préparé par l'*International Ground-Source Heat Pump Association* (1988).

Il devrait être noté que certaines sections du modèle PCG concernent essentiellement le dimensionnement, par exemple, au moment de déterminer la demande en énergie de chauffage ou de climatisation (*Sections 2.3 et 2.4*), ou la longueur de l'échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) ou le débit d'eau souterraine d'un système à boucle ouverte (*Section 2.7*). Dans ces cas, les calculs sont effectués pour des conditions extrêmes appelées *critères de conception*. Par exemple, la température de calcul en chauffage représente la température minimale qui a été mesurée à une fréquence d'au moins 1 % au cours de l'année, pour le lieu spécifique du projet. De la même manière, la température de conception en climatisation représente la température maximale qui a été mesurée à une fréquence d'au moins 1 % au cours de l'année.

Les autres sections du modèle PCG portent sur l'évaluation du profil énergétique saisonnier et l'énergie fournie par le chauffage d'appoint (*voir Section 2.5*). Ceci requiert l'évaluation de l'efficacité du système sur une année, c'est-à-dire pour tous les intervalles de température.

2.2 Données météorologiques

En principe, les systèmes PCG sont conçus pour rendre compatibles les charges de chauffage et de climatisation d'un bâtiment avec les capacités en chauffage et en climatisation qui pourraient être extraites du sol. Puisque ces charges et ces capacités sont en relation directe avec les variations de température de l'air et du sol, ces données sont nécessaires pour évaluer un projet de PCG. Cette section présente comment le modèle pour projets PCG gère ce besoin en information.

2.2.1 Génération d'intervalles de température

L'un des fondements du modèle PCG repose sur la disponibilité d'intervalles de température pour les heures du jour et de la nuit, au lieu du projet choisi. En plus de cela, les intervalles de données pour les mois les plus chauds et les plus froids (correspondant aux critères de conception en chauffage et en climatisation) sont requis pour le calcul des boucles souterraines. Un besoin aussi important en données de base pourrait rendre le modèle inutilisable. En effet, l'inclusion des données au sein même du modèle se traduirait par des fichiers de taille excessive et ce, même si un nombre modéré d'emplacement à travers le monde était considéré.



Afin de contourner ce problème, un générateur de données horaires a été ajouté au modèle RETScreen pour projets de PCG. Ce générateur est basé sur des corrélations empiriques entre les données météorologiques horaires mesurées et les températures et latitudes de conception, tel que défini par l'ASHRAE (1997). Une vérification des intervalles de température, générés grâce au modèle RETScreen pour projets de PCG, se trouve à la Section 2.10.1. Il est à noter que l'utilisation d'un générateur de données ne nuit en rien à l'applicabilité de la méthode. En effet, si des intervalles de données appropriés sont disponibles, ils pourraient être utilisés tel quel dans le modèle PCG, sans aucune modification aux autres algorithmes.

2.2.2 Évaluation de la température du sol

La méthode utilisée pour le dimensionnement de l'échangeur de chaleur avec le sol (ÉCS) décrite à la Section 2.6.1 nécessite la connaissance de la température minimale et maximale du sol à la profondeur de l'échangeur de chaleur avec le sol. La température du sol est également utilisée dans le modèle pour évaluer les pertes de chaleur du sous-sol des bâtiments résidentiels, tel que présenté à la Section 2.3.2.

Selon IGSHPA (1988), la température non perturbée du sol, T_s , exprimée en °F, peut être évaluée à l'aide de l'équation suivante :

$$T_s(X_s, t) = \overline{T}_{surf} - A_{surf} \exp\left(-X_s \sqrt{\frac{\pi}{365\alpha}}\right) \cos\left(\frac{2\pi}{365}\left[t - t_o - \frac{X_s}{2} \sqrt{\frac{365}{\pi\alpha}}\right]\right) \quad (1)$$

où X_s est la profondeur du sol en pieds, t est le jour de l'année, \overline{T}_{surf} est la température moyenne annuelle de la surface du sol, A_{surf} est l'amplitude de la température annuelle de surface ($T_{max} - T_{min}$), α est la diffusivité⁵ thermique du sol et t_o est une constante de phase exprimée en jours. À partir de l'équation (1), la température minimale et maximale du sol à n'importe quelle profondeur peut être obtenue à partir des équations suivantes :

$$T_{s,min} = \overline{T}_{surf} - A_{surf} \exp\left(-X_s \sqrt{\frac{\pi}{365\alpha}}\right) \quad (2)$$

$$T_{s,max} = \overline{T}_{surf} + A_{surf} \exp\left(-X_s \sqrt{\frac{\pi}{365\alpha}}\right) \quad (3)$$

5. $\alpha = k/\rho C_p$ où k est la conductivité thermique en $BTU/hr lb °F$, ρ est la densité en lb/pi^3 et C_p est la chaleur spécifique en $BTU/lb °F$.



Pour les échangeurs de chaleur horizontaux multiples ou pour les puits verticaux peu profonds, X_s peut être défini comme la profondeur moyenne dans les équations (1) à (3). Pour les puits verticaux, ceci est d'autant plus évident que la température du sol ne varie que très peu au cours de l'année (Kavanaugh et Rafferty, 1997); la température du sol peut être considérée comme égale à la température moyenne annuelle de la surface du sol $\overline{T_{surf}}$.

2.3 Calcul des charges du bâtiment – Méthode selon les caractéristiques architecturales

Il existe deux options au sein du modèle RETScreen pour projets de PCG pour calculer la charge d'un bâtiment dans lequel un système PCG sera installé : ou bien l'utilisateur saisit les caractéristiques physiques du bâtiment (*méthode selon les caractéristiques architecturales*) ou bien l'utilisateur entre les charges de conception et le profil énergétique typique du bâtiment (*méthode selon le profil énergétique*). Cette section décrit la *méthode selon les caractéristiques architecturales* pour des bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels (Section 2.3.1) et les bâtiments résidentiels (Section 2.3.2). La *méthode selon le profil énergétique* est décrite à la Section 2.4.

2.3.1 Bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels

Avec l'utilisation d'une approche simplifiée, il est difficile d'évaluer le comportement interne de bâtiments complexes, tels que les demandes énergétiques des zones individuelles à cause de la grande quantité de données que l'utilisateur devrait compiler et entrer dans le modèle RETScreen pour projets de PCG. Par conséquent, une approche globale du bâtiment a été adoptée. Cette approche globale permet de définir ce qui est appelé des « charges par bloc ».

La charge d'un bloc fait référence à la demande de pointe se produisant dans un bâtiment à un moment précis aux conditions de températures de calcul. Par exemple, si un bâtiment contient plusieurs zones (avec des thermostats indépendants), la somme des charges en climatisation de chaque zone peut dépasser la charge en climatisation du bloc puisque ces charges peuvent ne pas survenir simultanément (à cause des différences d'occupations, de l'exposition, des gains solaires ou d'autres facteurs). Pour un bâtiment résidentiel, les charges en chauffage et en climatisation du bloc sont généralement obtenues en faisant la somme des charges de toutes les pièces sous les mêmes conditions de conception. La **Figure 18a** illustre l'approche de la « charge par bloc » tandis que la **Figure 18b** montre comment un bâtiment est généralement séparé en zones avec différents profils de charge thermique. En utilisant l'approche par bloc, l'ensemble du bâtiment peut être considéré comme étant une seule zone ayant une seule température intérieure.

Les relations entre la température extérieure et les diverses charges en chauffage et climatisation du bâtiment doivent être établies, tel que décrit dans la *méthode modifiée par intervalle* présentée par ASHRAE (1985). Les éléments suivants de la charge sont traités dans le modèle RETScreen pour projets PCG :



- Pertes de transmission (conductives et convectives);
- Gains solaires (sensibles);
- Charges en air frais (latentes et sensibles);
- Gains internes (latentes et sensibles); et
- Charges d'occupations (latentes et sensibles)⁶.

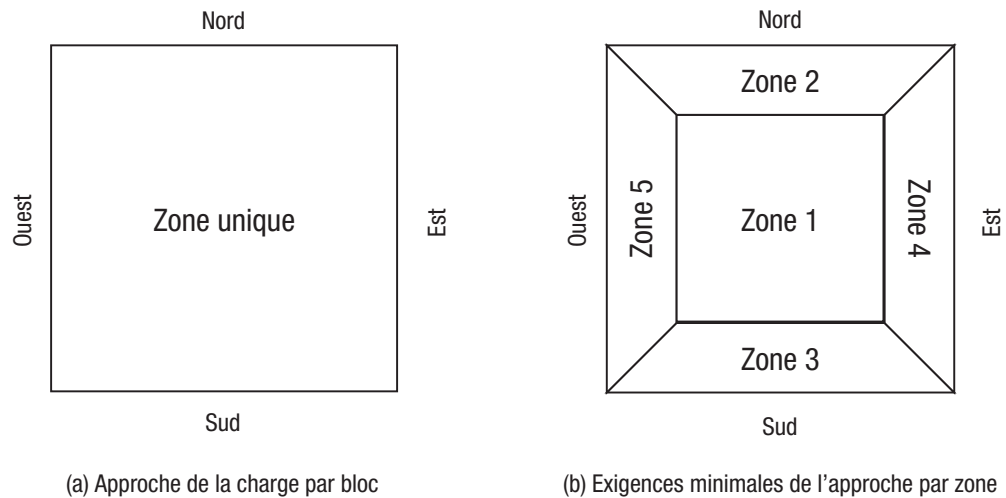


Figure 18 :

Charge par bloc vs l'approche par zone de bâtiment.

Chaque élément de la charge est exprimé sous la forme d'une équation polynomiale de degré zéro, du premier degré ou du deuxième degré, tel qu'indiqué dans les équations génériques (4), (5) et (6) :

$$q_j = c_{0,j} \tag{4}$$

$$q_j = c_{0,j} + c_{1,j}T_e \tag{5}$$

$$q_j = c_{0,j} + c_{1,j}T_e + c_{2,j}T_e^2 \tag{6}$$

6. Les charges de climatisation de l'air conditionnée sont constituées de deux éléments appelés charges sensibles et charges latentes. Les charges sensibles font référence à la capacité requise pour maintenir la température de l'air intérieur, tandis que les charges latentes font référence à la capacité requise pour maintenir le taux d'humidité ou la teneur en eau, de l'air intérieur. Un système d'air conditionné peut être conçu avec 60 à 80 % de sa capacité prévue pour les charges sensibles en chauffage, tandis que de 20 à 40 % de la capacité est nécessaire pour les charges latentes de déshumidification. La plupart de la charge latente provient du conditionnement d'air frais et des occupants du bâtiment.



où q_j est la charge du bâtiment provenant de la source j (p. ex. : les pertes de transmission, les gains solaires, les charges en air frais, les gains internes et les charges d'occupation), T_e est la température extérieure et $c_{0,j}$, $c_{1,j}$ et $c_{2,j}$ sont les coefficients du polynôme dérivé des caractéristiques physiques du bâtiment en relation avec la source j . La *méthode modifiée par intervalle* de l'ASHRAE (1985) n'inclut pas les polynômes du deuxième ordre. Ce terme a été ajouté dans le modèle RETScreen pour projets PCG afin de tenir compte des charges latentes en air frais, tel que discuté ci-après. L'équation des charges globales du bâtiment en fonction de la température extérieure peut être obtenue en faisant la somme des n éléments de charge :

$$q_{tot} = \sum_{j=1}^n c_{0,j} + \sum_{j=1}^n c_{1,j} T_e + \sum_{j=1}^n c_{2,j} T_e^2 \quad (7)$$

Cette équation peut être réécrite sous une forme plus courte comme :

$$q_{tot} = c_0 + c_1 T_e + c_2 T_e^2 \quad (8)$$

où chaque coefficient c_i est la somme des $c_{i,j}$ individuels. En considérant ces équations génériques, le calcul des six éléments de charge d'un bâtiment commercial (institutionnel) et industriel est décrit ci-après. À partir de ces données, l'on écrira l'équation de charge du bâtiment et des températures d'équilibre. Pour faciliter l'identification des six éléments de charge spécifiques aux bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, ils seront notés CI_1 à CI_6 .

■ CI_1 – Pertes de transmission (conductives et convectives)

Les pertes de transmission incluent toutes les pertes conductives et convectives de chaleur à travers l'enveloppe thermique du bâtiment. Dans l'approche simplifiée utilisée pour le modèle de projets de PCG, les gains solaires au travers des surfaces opaques ne sont pas considérés. Par conséquent, les pertes de transmission q_{trans} sont simplement :

$$q_{trans} = \sum_i (UA)_i (T_e - T_{in}) \quad (9)$$

où $(UA)_i$ est le coefficient global de transfert thermique pour la composante externe i (p. ex. : les murs extérieurs, les plafonds, les fenêtres) et T_{in} est la température intérieure de l'air. Cette équation peut être écrite différemment afin d'obtenir le format désiré de l'équation (5), avec :

$$c_0 = -\sum_i (UA)_i T_{in} \quad (10)$$

$$c_1 = \sum_i (UA)_i \quad (11)$$



Dans le modèle RETScreen pour projets de PCG, l'utilisateur entre uniquement la surface des planchers et le nombre d'étages. Le modèle considère que l'empreinte au sol du bâtiment est de forme carrée. Ainsi, le périmètre du bâtiment est $4\sqrt{S/Z}$ où S est la surface totale du plancher et Z est le nombre d'étages. La hauteur des murs du bâtiment, H , est établie à 3 m. En utilisant ces hypothèses, (UA) pour les murs extérieurs est simplement :

$$(UA) = U_{mur} 4ZH \sqrt{S/Z} \quad (12)$$

où U_{mur} est le coefficient de transfert de chaleur (aussi appelé « coefficient K ») pour les murs extérieurs, lequel dépend du type d'isolation utilisé (les coefficient K représentent l'inverse des résistances thermiques des murs).

Pour les plafonds, la superficie considérée est égale à la surface totale des planchers divisée par le nombre d'étages; ce qui mène à l'équation suivante pour (UA) :

$$(UA) = U_{plaf} (S/Z) \quad (13)$$

où U_{plaf} est la valeur moyenne du coefficient K pour les plafonds. Enfin, le coefficient des pertes par les fenêtres est obtenu de la manière suivante :

$$(UA) = U_{fen} f_{fen} S \quad (14)$$

où U_{fen} est la valeur moyenne du coefficient K des fenêtres; f_{fen} est le rapport entre la superficie des fenêtres et la superficie totale des planchers, telle qu'entrée par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Besoins thermiques* en effectuant une sélection qualitative dans la liste déroulante.

■ Cl_2 – Gains solaires (sensibles)

Le calcul des gains solaires par les fenêtres représente un défi particulier dans le cadre d'une procédure simplifiée comme celle de la *méthode par intervalle*. Pour obtenir une relation similaire à l'équation (5), la *méthode par intervalle* suppose qu'il y a une relation linéaire entre la température extérieure et les gains solaires d'un bâtiment tel qu'illustré à la **Figure 19**.

Dans ce contexte, les gains solaires par les fenêtres peuvent être obtenus grâce à l'expression suivante :

$$q_{sol} = S_c [q_{sol,hiver} + M(T_e - T_{ch})] \quad (15)$$

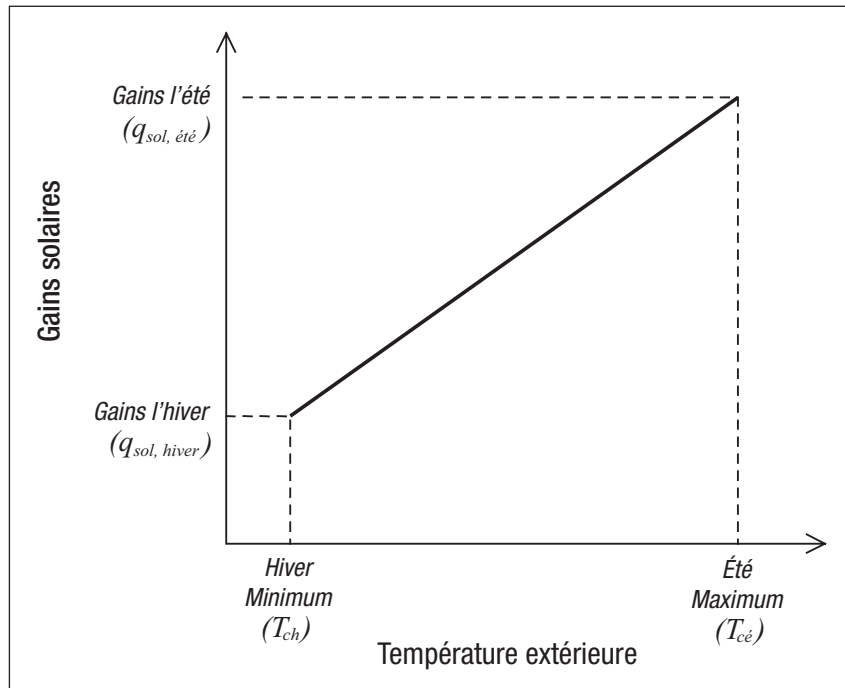


Figure 19 :

Gains solaires en fonction de la température extérieure.

Cette équation peut être réorganisée afin d'obtenir le format désiré de l'équation (5), c'est-à-dire $q_{sol} = c_0 + c_1 T_e$ avec :

$$c_0 = S_c (q_{sol, hiver} - M T_{ch}) \quad (16)$$

$$c_1 = S_c M \quad (17)$$

Dans l'équation précédente, S_c représente la superficie des planchers ou l'air est conditionné dans le bâtiment et M est le coefficient d'interpolation des gains solaires calculé comme suit :

$$M = \frac{(q_{sol, été} - q_{sol, hiver})}{(T_{cé} - T_{ch})} \quad (18)$$

où $q_{sol, hiver}$ et $q_{sol, été}$ sont les contributions solaires moyennes durant l'hiver et l'été au site du bâtiment. T_{ch} et $T_{cé}$ sont les températures de calcul pour les journées typiques de l'hiver (chauffage) et de l'été (climatisation). Les températures de calcul pour les journées typiques sont obtenues à partir des températures extérieures de

calcul en chauffage et en climatisation $T_{c,chaud}$ et $T_{c,clim}$ entrées par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Besoins thermiques* du modèle pour projets PCG avec :

$$T_{c\acute{e}} = T_{c,clim} - DR / 2 \quad (19)$$

$$T_{ch} = T_{c,chaud} + DR / 2 \quad (20)$$

où DR est la plage de température moyenne journalière (écart moyen des températures quotidiennes en été), aussi spécifiée par l'utilisateur. Le calcul des gains solaires moyens en hiver et en été est basé sur la méthode du facteur de charge de climatisation (*Cooling Load Factor* (CLF)) de l'ASHRAE (voir ASHRAE, 1985, chap. 26). Pour les besoins de modélisation du logiciel RETScreen, les gains solaires sont calculés avec l'équation suivante :

$$q_{sol, saison} = \frac{\sum_{dir} (MSHGF_{dir, saison} AG_{dir} SC_{dir} CLF_{tot, dir} FPS_{saison})}{nh_{saison} S_c} \quad (21)$$

où dir est la direction (Nord, Est, Sud, Ouest supposée dans le modèle pour projets de PCG), $saison$ est le mois le plus chaud ou le plus froid (p. ex. : janvier ou juillet dans l'hémisphère Nord) et $MSHGF_{dir, saison}$ est le gain solaire maximal selon la direction dir et le mois $saison$ à la latitude du projet. AG_{dir} est la superficie de fenêtre dans la direction dir , SC_{dir} et le coefficient d'ombrage dans la direction dir , $CLF_{tot, dir}$ est la somme sur 24 heures des charges de climatisation pour l'orientation dir , FPS_{saison} est la fraction de l'ensoleillement possible pour la $saison$, nh_{saison} est le nombre d'heures d'opération pour l'équipement d'air conditionné pour la $saison$ et S_c est comme précédemment, la superficie des planchers où l'air est conditionné dans le bâtiment.

Selon l'ASHRAE (1985), les valeurs typiques suivantes peuvent être utilisées : $SC_{dir} = 0,81$, $FPS_{saison} = 0,64$ en été et 0,45 en hiver, $nh_{saison} = 12$ en été et 24 en hiver. Enfin, les superficies des fenêtres dans chaque direction sont considérées égales (et sont par conséquent égales au quart de la superficie totale des fenêtres AG pour chacune des quatre orientations). Il est alors possible de factoriser tous les paramètres constants de l'équation (21), tel que :

$$q_{sol, saison} = \frac{AG SC_{dir} FPS_{saison}}{4 nh_{saison} S_c} \sum_{dir} (MSHGF_{dir, saison} CLF_{tot, dir}) \quad (22)$$

Les valeurs pour les facteurs de gains solaires maximaux $MSHGF_{dir, saison}$ sont présentées dans ASHRAE (1985; chapitre 26, tableau 11); elles dépendent de la direction, du mois et de la latitude. Les facteurs de charge en climatisation $CLF_{tot, dir}$ ne dépendent que de la direction et sont présentés au Tableau 13 de cette même référence (le modèle RETScreen pour projets PCG considère une masse thermique « moyenne »). Par conséquent, la somme de l'équation (22) dépend uniquement du mois et de la latitude. Afin d'accélérer les calculs dans le modèle pour projets de PCG, le terme de sommation a été tracé sur un graphique en fonction de la latitude pour l'été et l'hiver en utilisant un lissage des courbes. Le graphique et les équations de lissage sont présentés dans la *Figure 20*.

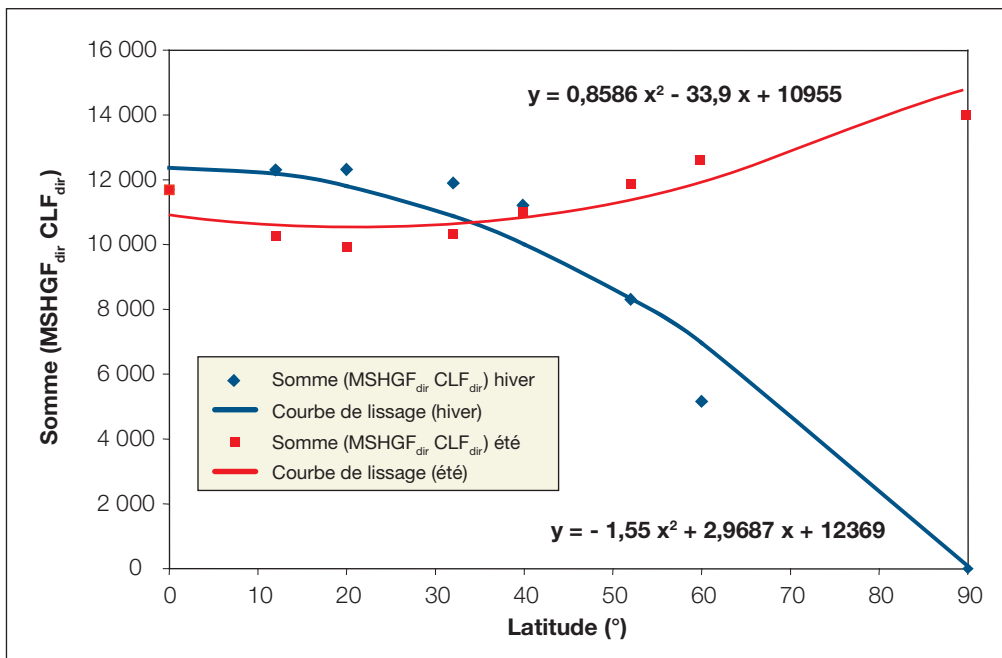


Figure 20 :

Lissage des courbes du terme de sommation de l'équation (22).

■ Cl_3 – Gains internes (sensibles)

La prise en compte des gains internes sensibles se fait très simplement. Chacun des gains internes est considéré indépendant de la température extérieure. Par conséquent, l'équation pour les gains internes sensibles $q_{int, sens}$ s'écrit selon l'équation (4) (polynôme d'ordre zéro) comme $q_{int, sens} = c_0$ avec :

$$c_0 = K_{éc} + K_{éq} + K_{o, sens} \quad (23)$$

où $K_{éc}$, $K_{éq}$ et $K_{o, sens}$ sont respectivement les gains associés à l'éclairage, aux équipements et aux occupants. Les valeurs retenues pour ces constantes sont tirées de ASHRAE (1985) et de PMSK (1991) et sont indiquées dans le **Tableau 2**.

Niveau de gain	Éclairage (W/m ²)	Équipements (W/m ²)
Léger	5	5
Modéré	15	10
Important	25	20
Occupants	74,6 W/personne	

Tableau 2 : Valeurs retenues pour les gains internes (Adapté de ASHRAE, 1985).

Dans le modèle PCG, le nombre d'occupants d'un bâtiment commercial (institutionnel) est lié à la superficie de plancher entrée par l'utilisateur. Le modèle assume 5 personnes par 100 m² pour les bâtiments commerciaux et institutionnels, ainsi que 1 personne par 100 m² de superficie de plancher pour les bâtiments industriels.

■ Cl_4 – Charges en air frais (sensibles)

La charge associée à l'air extérieur entrant dans le bâtiment est évaluée comme étant proportionnelle au nombre d'occupants dans le bâtiment. La charge est divisée entre les composantes sensibles et latentes. Les considérations relatives à la composante latente sont expliquées plus loin.

L'équation générale pour calculer la charge sensible $q_{c,sens}$ découlant de l'entrée d'air frais est :

$$q_{c,sens} = \rho C_p \dot{V}(T_{in} - T_e) \quad (24)$$

où ρ est la densité de l'air, C_p est la chaleur spécifique et \dot{V} est le débit d'entrée de l'air. Cette équation peut s'écrire selon le modèle générique de l'équation (5) :

$$q_{c,sens} = c_0 + c_1 T_e \quad (25)$$

avec :

$$c_0 = \rho C_p \dot{V} T_{in} \quad (26)$$

$$c_1 = \rho C_p \dot{V} \quad (27)$$

Le modèle assume que la densité de l'air et la chaleur spécifique sont constantes ($\rho = 1,2 \text{ kg/m}^3$, $C_p = 1,005 \text{ (kJ/kg)/}^\circ\text{C}$). La quantité totale d'air frais qui entre dans le bâtiment de toutes provenances est évaluée à 20 L/s/personne. Il est également considéré qu'il y a un échange de chaleur à hauteur de 50 % entre l'air entrant et l'air extrait du bâtiment. Par conséquent, le débit net d'air par personne est réduit à 10 L/s pour les calculs de balance thermique.



■ Cl_5 – Charges en air frais (latentes)

La charge latente en air frais considérée ($q_{c,lat}$) dans le modèle PCG influence seulement les besoins en air climatisé. En effet, le modèle ne prend pas en compte les besoins en humidification durant la saison de chauffage. La méthode traditionnelle pour calculer une charge latente d'air frais extérieur est d'utiliser les températures de bulbe humide de l'air extérieur et de l'air intérieur pour en déduire leur teneur en eau. À partir de la teneur en eau et de l'enthalpie de la vapeur d'eau saturée, la charge latente $q_{c,lat}$ peut être calculée avec :

$$q_{c,lat} = \rho \dot{V} (W_e h_{v,e} - W_{in} h_{v,in}) \quad (28)$$

où W est la teneur en eau de l'air exprimée en kg d'eau par kg d'air sec, $h_v \approx 2501 + 1,805 T_{air}$ est l'enthalpie de la vapeur d'eau saturée exprimée en kJ/kg, et T_{air} est la température en °C. Les indices « e » et « in » indique respectivement l'air extérieur et l'air intérieur. Bien que cette formulation soit exacte, elle nécessite la connaissance en tout temps de la température de bulbe humide ou du taux d'humidité relative, de l'air extérieur. Cette information n'est pas disponible dans le modèle pour projets PCG puisque seulement les températures au thermomètre sec sont utilisées.

Par conséquent, une méthode simplifiée a été adoptée pour permettre une évaluation aisée de la charge latente de l'air frais. Dans le modèle pour projets de PCG, il est demandé à l'utilisateur de définir qualitativement le taux d'humidité à l'emplacement du projet. À partir de cette information qualitative, le modèle génère une charge latente de l'air frais proportionnelle à la charge sensible et corrélée linéairement avec la température extérieure, tel qu'indiqué dans la **Figure 21**. La fraction maximale de la charge latente, f_{max} , par rapport à la charge sensible est définie en fonction d'une évaluation qualitative émise par l'utilisateur qui dépend des équivalences présentées dans le **Tableau 3**. La fraction minimale, f_{min} , et la plage de température de la journée de conception, DT , ont été respectivement évaluées de manière empirique à 0,1 et 30 °C. La large plage de température de 30 °C utilisée garantit qu'aucune charge latente négative ne se produira dans les intervalles de température du bâtiment, et ce même si la fonction présentée à la **Figure 21** peut produire des charge négatives à des températures extérieures suffisamment basses.

Niveau d'humidité	Fraction maximale de la charge latente vs la charge sensible
Bas	0,5
Moyen	1,5
Élevé	2,5

Tableau 3 : Fraction latente vs sensible.



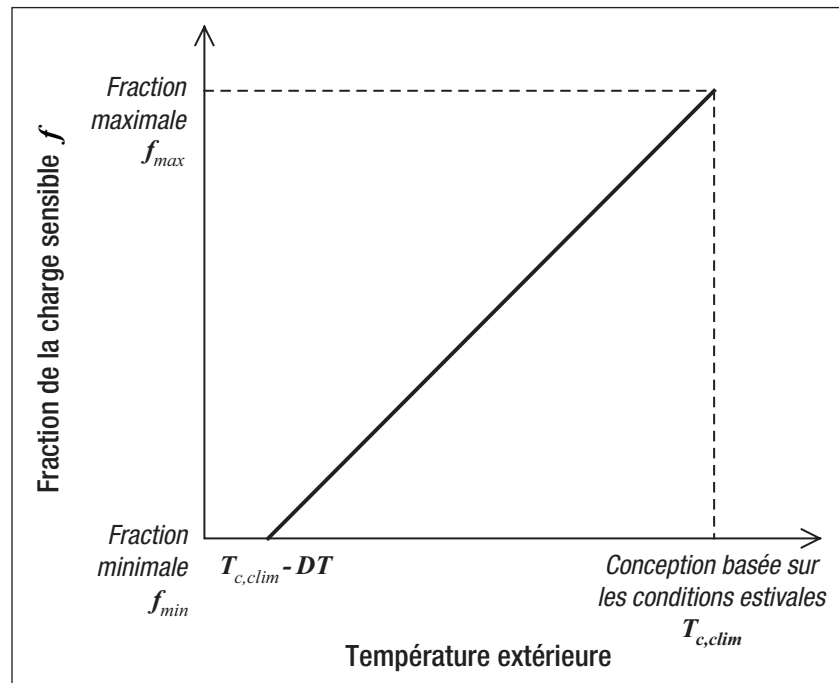


Figure 21 :

Relation entre les charges latentes et sensibles de l'air frais en fonction de la température extérieure.

Les valeurs choisies pour ces fractions proviennent du calcul des fractions de charge latente par rapport à la charge sensible pour des débits d'air de référence considérés sur différents sites en utilisant le tableau 1 du chapitre 24 de ASHRAE (1985), et les différentes températures de calcul au thermomètre sec ainsi que les températures moyennes de bulbe humide correspondantes.

La formulation mathématique de f , la fraction de la charge latente par rapport à la charge sensible, est :

$$f = aT_e + b \quad \text{pour} \quad T_e > 10 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (29a)$$

$$f = 0 \quad \text{pour} \quad T_e < 10 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (29b)$$

où les coefficients a et b sont calculés à partir des fractions maximales de la charge latente à la charge sensible f_{max} et des températures extérieures de calcul en climatisation $T_{c,clim}$ en utilisant les expressions suivantes :

$$a = \frac{f_{max} - f_{min}}{DT} \quad (30a)$$

$$b = f_{min} - \left(\frac{T_{c,clim} - DT}{DT} \right) (f_{max} - f_{min}) \quad (30b)$$



La charge latente réelle est obtenue en multipliant les équations (29a) et (29b) par l'équation des charges sensibles (24), pour donner l'équation polynômiale du deuxième ordre (similaire en forme à l'équation 6) suivante :

$$q_{c,lat} = c_0 + c_1 T_e + c_2 T_e^2 \quad (31)$$

avec :

$$c_0 = b \rho C_p \dot{V} T_{in} \quad (32)$$

$$c_1 = a \rho C_p \dot{V} T_{in} - b \rho C_p \dot{V} \quad (33)$$

$$c_2 = -a \rho C_p \dot{V} \quad (34)$$

Expressions dans lesquelles toutes les variables ont été définies précédemment.

■ CI_6 – Gains internes (latents)

Dans le contexte du calcul des gains internes sensibles, les gains internes latents sont considérés constants. Seuls les gains internes latents provenant des occupants sont pris en compte par le modèle. Par conséquent, l'expression des gains internes latents $q_{int,lat}$ prend alors la forme de l'équation 4 (polynôme de degré zéro) puisque $q_{int,lat} = c_0$, avec :

$$c_0 = K_{p,lat} \quad (35)$$

où $K_{p,lat}$ est une constante décrivant les gains latents découlant de la présence de personnes dans le bâtiment. Une valeur de 74,6 W/personne a été retenue pour cette constante (ASHRAE, 1985). La méthode d'évaluation du nombre de personnes occupant le bâtiment a été décrit précédemment pour les gains internes (sensibles) à l'élément CI_3 .

Équation de la charge d'un bâtiment commercial (institutionnel) et industriel et des températures d'équilibre

La combinaison de tous les coefficients c_0 , c_1 et c_2 calculés à partir des éléments de charge CI_1 à CI_6 , permet d'écrire l'équation de la charge finale du bâtiment en fonction de la température extérieure de l'air (équation 7). Cette équation peut alors être utilisée pour évaluer le profil énergétique du bâtiment pour chaque intervalle de température. La même équation peut également être utilisée aux températures extérieures de calcul en chauffage et en climatisation pour estimer les charges de conception du bâtiment.



Puisque le modèle pour projets PCG considère deux ensembles d'intervalles, un pour les heures du jour et l'autre pour les heures de la nuit, deux ensembles correspondant de coefficients c_0 , c_1 et c_2 sont requis. De plus, puisqu'il y a une distinction entre l'été et l'hiver selon les éléments de charges latentes et solaires, deux ensembles supplémentaires de coefficient sont nécessaires. Le comportement type de la charge du bâtiment est représenté dans la **Figure 22**.

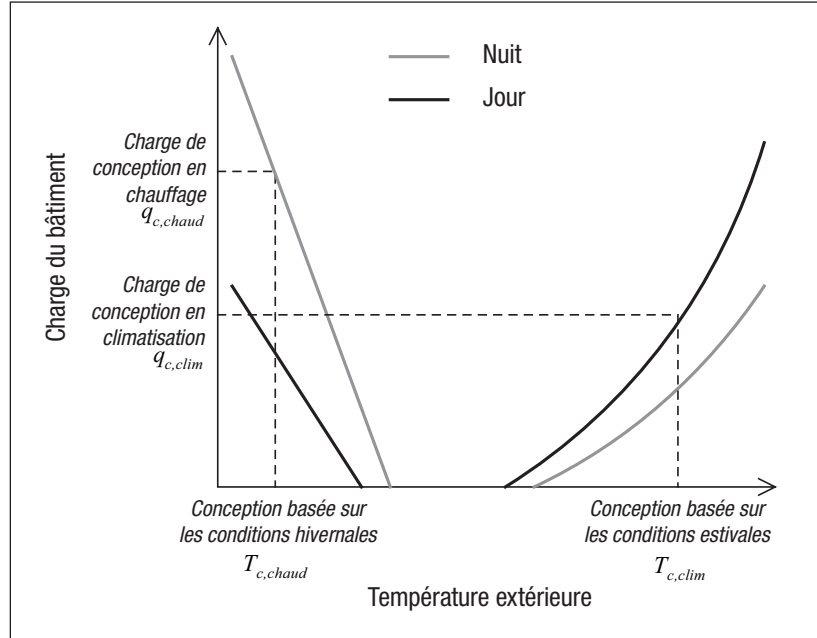


Figure 22 :
Charge du bâtiment
vs la température
extérieure.

Pour que le modèle puisse choisir entre les coefficients de charge en chauffage ou en climatisation, les températures d'équilibre du bâtiment doivent être évaluées pour les conditions de chauffage et de climatisation. Les températures d'équilibre représentent la température au-dessus et au-dessous de laquelle le bâtiment ne requiert aucun chauffage ou aucune climatisation respectivement. Ces températures d'équilibres se trouvent dans la **Figure 22**, à l'endroit où les courbes croisent l'abscisse. La température d'équilibre $T_{\text{éq}}$ peut être déterminée en calculant les racines (l'une des deux racines est choisie en fonction de son caractère réaliste par rapport aux données de température) de l'équation (7) :

$$T_{\text{éq}} = \frac{-c_1 \pm \sqrt{c_1^2 - 4c_2c_0}}{2c_2} \quad (36)$$

Dans le cas où il n'y a pas de terme quadratique, l'équation se simplifie à la forme suivante :

$$T_{\text{éq}} = \frac{-c_0}{c_1} \quad (37)$$



2.3.2 Bâtiments résidentiels

L'approche retenue pour les bâtiments résidentiels est similaire à celle présentée dans la *Section 2.3.1* pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels. L'hypothèse d'un modèle avec une seule zone présentée à la *Figure 18a* est également utilisée dans ce cas. Cette hypothèse s'applique bien aux bâtiments du secteur résidentiel, surtout pour les habitations équipées d'un système de chauffage central.

Par conséquent, les simplifications associées au modèle pour les applications résidentielles devraient permettre d'obtenir des estimations plus précises des charges du bâtiment et du profil énergétique, lorsqu'une analyse à partir des caractéristiques architecturales est effectuée. Ceci est dû en partie à une meilleure représentativité de l'hypothèse d'une zone unique, mais également aux plus grandes homogénéités architecturales du marché des bâtiments résidentiels et dans l'utilisation de ces bâtiments par leurs occupants.

Bien que la plupart des pertes et gains de chaleur, présentés à la *Section 2.3.1* existent dans les bâtiments résidentiels, un certain nombre d'adaptations ciblées doivent être réalisées pour ce type de bâtiment. Les plus importantes étant la définition explicite des charges en provenance du sous-sol et un calcul différent quant aux charges relatives au renouvellement de l'air. Les pertes de chaleur du sous-sol ne sont pas considérées dans les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels puisqu'elles sont tenues pour négligeables par rapport à la demande globale en énergie du bâtiment. Ceci n'est pas le cas des bâtiments résidentiels ou des petits bâtiments commerciaux pour lesquels, les pertes de chaleur par le sous-sol peuvent représenter une proportion importante de la demande énergétique totale.

Tel que décrit à la *Section 2.3.1* pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, toutes les charges en chauffage et climatisation s'expriment comme une relation explicite entre la charge et la température extérieure (équations 4 à 6). Cependant, l'existence de composantes du bâtiment au-dessous du niveau du sol nécessite l'intégration à l'analyse d'une équation supplémentaire, soit :

$$q_k = d_{0,k} + d_{1,k}T_s \quad (38)$$

où q_k est la charge associée à la composante k du bâtiment au-dessous du niveau du sol, T_s est la température du sol aux alentours des composantes du bâtiment au-dessous du niveau du sol, et $d_{0,k}$ et $d_{1,k}$ sont des coefficients polynômiaux dérivés des caractéristiques physiques du bâtiment pour chaque composante k du bâtiment au-dessous du niveau du sol.

L'équation de la charge globale du bâtiment, qui tient compte de la température extérieure et de la température du sol, peut être obtenue en faisant la somme des n composantes au-dessus du niveau du sol et des m composantes au-dessous du niveau du sol :

$$q_{tot} = \sum_{j=1}^n c_{0,j} + \sum_{j=1}^n c_{1,j}T_e + \sum_{j=1}^n c_{2,j}T_e^2 + \sum_{k=1}^m d_{0,k} + \sum_{k=1}^m d_{1,k}T_s \quad (39)$$



où, dans sa forme simplifiée :

$$q_{tot} = c_0 + c_1 T_e + c_2 T_e^2 + d_0 + d_1 T_s \quad (40)$$

où chaque c_i ou d_i est la somme de tous les $c_{i,j}$ ou $d_{i,k}$ individuels. À la lumière de ces équations génériques, les différences entre le calcul des six éléments pour les bâtiments résidentiels et ceux des bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels sont détaillées ci-après, suivi des équations de charge qui en découlent et des températures d'équilibre. Afin de faciliter l'identification des six éléments de charge pour les bâtiments résidentiels, ils sont notés RES_1 à RES_6 .

■ **RES_1 - Pertes de transmission (conductives et convectives)**

Le traitement des pertes de transmission pour les bâtiments résidentiels diffère de celui accordé aux bâtiments commerciaux de par seulement l'addition des pertes au niveau du sous-sol. Toutes les pertes au-dessus du niveau du sol s'expriment selon des équations similaires à l'équation (9), avec comme conséquence des coefficients c_0 et c_1 qui s'expriment selon le format des équations (10) et (11).

Pertes au-dessus du niveau du sol : La plupart des hypothèses faites pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels demeurent valides, avec la différence que la hauteur de murs est maintenant de 2,5 m au lieu de 3 m. Un terme additionnel est aussi ajouté aux pertes de chaleur au-dessus du sol afin de tenir compte de la partie des fondations qui est exposée à l'air extérieur. Dans le cas de sous-sol de pleine hauteur, le modèle considère une hauteur $H_{f,e} = 0,7$ m pour le mur des fondations qui est exposé à l'air extérieur. L'équation (12) devient alors :

$$(UA) = U_{f,mur} 4ZH_{f,e} \sqrt{S/Z} \quad (41)$$

où $U_{f,mur}$ est le coefficient de transfert de chaleur des murs de fondation. Pour une dalle à même le sol et en première approximation, le modèle pose l'hypothèse que la moitié de la surface de la dalle (« aire de pourtour ») est exposée à l'air extérieur, le reste étant exposé à la température du sol, auquel cas :

$$(UA) = U_{f,plan} \frac{1}{2} \frac{S}{Z} \quad (42)$$

où $U_{f,plan}$ est le coefficient de transfert de chaleur du plancher de sous-sol.

Pertes au-dessous du niveau du sol : L'approche pour l'évaluation des pertes de chaleur des fondations au-dessous du niveau du sol s'est largement inspirée de celle utilisée dans le logiciel d'analyse et de conception HOT2000™ (1991). Les pertes pour un sous-sol pleine hauteur situé au-dessous du niveau du sol sont constituées de quatre composantes :



1. partie supérieure du mur au-dessous du niveau du sol, représentant environ 1/3 de la hauteur sous le niveau du sol;
2. partie inférieure du mur au-dessous du niveau du sol, représentant environ 2/3 de la hauteur sous le niveau du sol;
3. l'aire de pourtour, approximée comme étant la moitié de la surface de plancher; et
4. l'aire centrale de plancher, approximée comme étant la moitié de la surface de plancher.

Pour une dalle à même le sol, seule la quatrième composante est considérée. Les pertes de transmission sont exprimées d'une manière similaire à l'équation (9), sauf que la température extérieure doit être remplacée par la température du sol :

$$q_{trans,s} = \sum_i (UA)_i (T_{in} - T_s) \quad (43)$$

Puisque la méthode par intervalle ne fournit qu'une distribution de la température, une corrélation linéaire entre la température extérieure et la température du sol est utilisée pour obtenir la température du sol pour chaque intervalle :

$$T_s = T_{s,max} + \frac{(T_{s,min} - T_{s,max})}{(T_{c,chaud} - T_{c,clim})} (T_{int} - T_{c,clim}) \quad (44)$$

où T_{int} est la température caractéristique de l'intervalle. Les coefficients résultants, d_0 et d_1 pour chaque élément au-dessous du niveau du sol sont pour les murs situés sous le niveau du sol (fondation complète) :

$$d_0 = -4U_{f,mur} \sqrt{\frac{S}{Z}} H_{f,s} T_{in} \quad (45)$$

$$d_1 = 4U_{f,mur} \sqrt{\frac{S}{Z}} H_{f,s} \quad (46)$$

et pour les éléments de plancher situés au-dessous du niveau du sol (fondation pleine hauteur) :

$$d_0 = -U_{f,plan} \frac{S}{Z} T_{in} \quad (47)$$

$$d_1 = U_{f,plan} \frac{S}{Z} \quad (48)$$



Pour une dalle à même le sol, seules les deux dernières équations, divisées par 2, s'appliquent. Le traitement des plafonds et des fenêtres est similaire à celui effectué pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels (CI_1), sauf que les fenêtres sont considérées occuper 20 % de la surface de plancher.

■ **RES₂ – Gains solaires (sensibles)**

L'évaluation des gains solaires pour un bâtiment résidentiel est identique à celle réalisée pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels (CI_2) à l'exception de la superficie des fenêtres, qui est définie pour les composantes RES₁, comme étant distribuée de manière égale selon les quatre directions des murs du bâtiment.

■ **RES₃ – Gains internes (sensibles)**

Le traitement des gains internes est similaire à celui des bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels (CI_3), où $q_{int,sens} = c_0$, mais avec :

$$c_0 = K_{int} + K_{p,sens} \tag{49}$$

où K_{int} représente les gains en provenance de tous les équipements, les lumières et les appareils électroménagers, et $K_{p,sens}$ représente les gains internes découlant de la présence des occupants. Les constantes de l'équation précédente sont supposées être 14 W/m² pour les gains internes et 74,6 W/personne pour les occupants (ASHRAE, 1985). Contrairement à ce qui est supposé pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, le nombre d'occupant n'est pas en relation avec la surface de plancher. Le modèle considère que les bâtiments résidentiels sont occupés en permanence par 2 adultes et 2 enfants; le gain moyen en chauffage par enfant étant la moitié de celui d'un adulte.

■ **RES₄ – Charge en air frais (sensible)**

La charge causée par l'entrée d'air extérieur est estimée exactement de la même manière que pour la charge des bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels (CI_4). Cependant, la quantité d'air frais entrant dans un bâtiment résidentiel n'est pas liée au nombre d'occupants, mais plutôt au niveau d'isolation défini qualitativement par l'utilisateur : plus le niveau d'isolation est élevé et plus la quantité d'air entrant dans le bâtiment est faible. Le **Tableau 4** montre le nombre de changement d'air par heure (CAH) en fonction du niveau d'isolation (Hydro-Québec, 1994).

Niveau d'isolation	CAH
Faible	0,5
Moyen	0,25
Élevé	0,1

Tableau 4 :
Niveau d'infiltration utilisé dans le modèle résidentiel.



Le volume de la résidence est calculé comme $HS + H_{ss} S/Z$ avec H , la hauteur estimée des murs (évaluée à 2,5 m), H_{ss} la hauteur du sous-sol (évalué à 2,2 m lorsqu'il y en a un), S la surface de plancher (excluant le sous-sol) et Z est le nombre d'étage.

■ RES_5 – Charge en air frais (latente)

Le calcul de la charge latente en air frais pour les bâtiments résidentiels est similaire à celui pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels (CI_3). Seul le calcul du débit d'air entrant est différent mais se calcule conformément à RES_4 .

■ RES_6 – Gains internes (latents)

Comme pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, seuls les gains internes latents issus des occupants sont considérés. La procédure de calcul est identique à celle pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, mais en évaluant le nombre d'occupants selon la méthode décrite pour RES_3 .

Équation de la charge d'un bâtiment résidentiel et températures d'équilibre

La combinaison de tous les coefficients c_0 , c_1 , c_2 , d_0 et d_1 calculés à partir des éléments de charge RES_1 à RES_6 , permet d'écrire une relation exprimant la charge finale du bâtiment en fonction de la température extérieure de l'air (équation 39). Cette relation peut être utilisée pour déterminer le profil énergétique du bâtiment selon les intervalles de température. La même équation peut également être utilisée aux températures de conception d'été et d'hiver pour estimer les charges de conception du bâtiment. Le modèle résidentiel fournit quatre ensembles de coefficients qui représentent les conditions durant les heures du jour et de la nuit, ainsi que les conditions en chauffage et en climatisation. La **Figure 22**, présentée pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, s'applique également au modèle résidentiel.

Les températures d'équilibre, T_{eq} , pour les bâtiments résidentiels sont obtenus en calculant les racines (l'une des deux racines est choisie en fonction de son caractère réaliste par rapport aux données de température) de l'équation (39) :

$$T_{eq} = \frac{-c_1 \pm \sqrt{c_1^2 - 4c_2(c_0 + d_0 + d_1 T_s)}}{2c_2} \quad (50)$$

Dans les cas où il n'y a pas de termes quadratiques, l'équation se simplifie selon la forme suivante :

$$T_{eq} = \frac{-c_0 + d_0 - d_1 T_s}{c_1} \quad (51)$$



2.4 Calcul des charges du bâtiment – Méthode selon le profil énergétique

La *méthode par description architecturale* pour le calcul de la charge d'un bâtiment expliquée à la *Section 2.3*, permet d'analyser le cas des nouveaux bâtiments. Cependant, cette approche n'est pas la plus appropriée dans tous les cas, en particulier pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels qui sont généralement plus complexes. Une méthode alternative requiert l'entrée par l'utilisateur des données énergétiques connues pour le bâtiment, plus particulièrement la demande annuelle en énergie et les charges de conception. À partir de ces informations, une relation similaire à celle de l'équation (5) peut être dérivée. Cette méthode, appelée la *méthode selon le profil énergétique*, est décrite dans la présente section.

La **Figure 23** illustre l'information de base disponible pour déterminer les coefficients de l'équation (5). Pour se faire, l'équation (5) est appliquée en premier lieu à la charge de conception en chauffage $q_{c,chaud}$ et à la température de conception en chauffage $T_{c,chaud}$ spécifiée par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Besoins thermiques* du modèle RETScreen pour projets de pompes à chaleur géothermique :

$$q_{c,chaud} = c_0 + c_1 T_{c,chaud} \quad (52)$$

Ensuite, l'intégration de la courbe de la **Figure 23a** en utilisant les données de la courbe de distribution de la température de la **Figure 23b**, donne la charge annuelle en chauffage $q_{tot,chaud}$ qui est entrée par l'utilisateur. Dans sa forme discrète :

$$q_{tot,chaud} = \sum_{i=1}^p (c_0 + c_1 T_{e,i}) h(T_{e,i}) \quad (53)$$

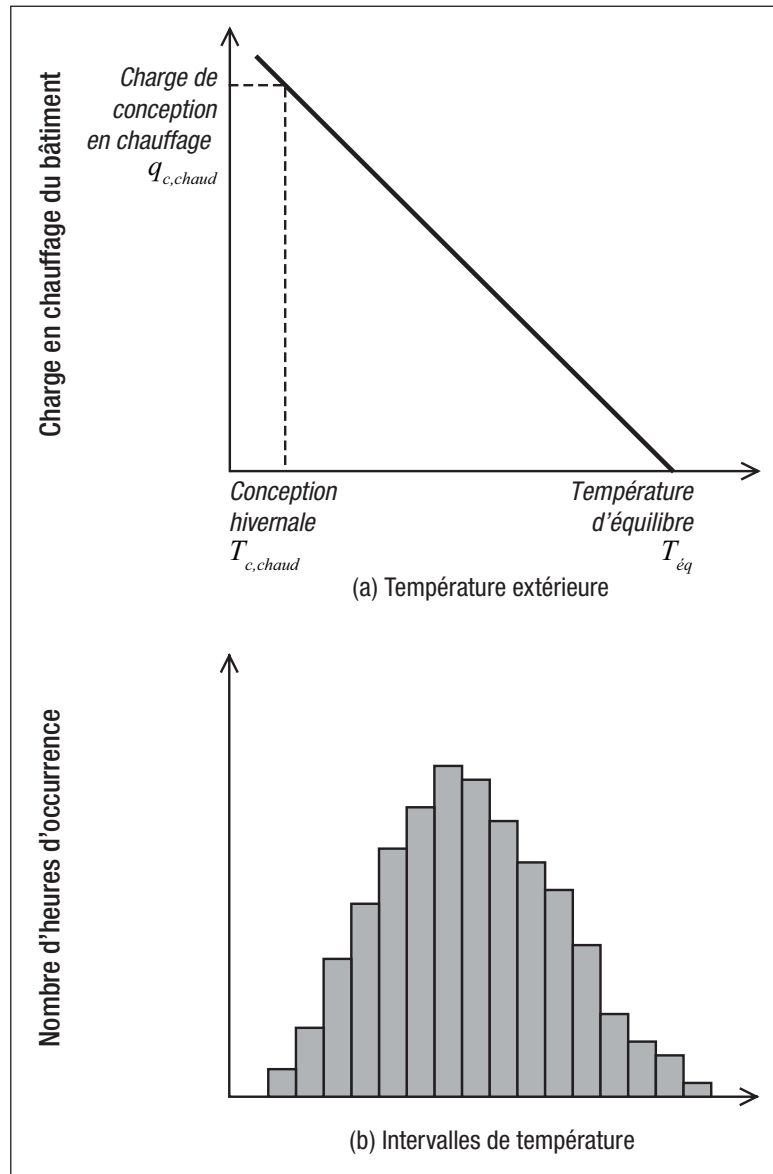
où $T_{e,i}$ est la température moyenne pour chaque intervalle p du modèle ($1 \leq i \leq p$) et $h(T_{e,i})$, le nombre d'heures d'occurrence de la température extérieure $T_{e,i}$ durant la saison de chauffage, tel qu'indiqué à la **Figure 23b**. Les équations (52) et (53) constituent un ensemble de deux équations qui contiennent deux inconnues, c_0 et c_1 . La résolution de cet ensemble d'équation fournit les expressions explicites des coefficients :

$$c_0 = \left[\frac{q_{c,chaud} \sum_{i=1}^p T_{e,i} h(T_{e,i}) - q_{tot,chaud} T_{c,chaud}}{\sum_{i=1}^p T_{e,i} h(T_{e,i}) - T_{c,chaud} \sum_{i=1}^p h(T_{e,i})} \right] \quad (54)$$

$$c_1 = \left[\frac{q_{tot,chaud} - q_{c,chaud} \sum_{i=1}^p h(T_{e,i})}{\sum_{i=1}^p T_{e,i} h(T_{e,i}) - T_{c,chaud} \sum_{i=1}^p h(T_{e,i})} \right] \quad (55)$$

**Figure 23 :**

Information disponible pour la méthode selon le profil énergétique.



Pour obtenir les coefficients présentés aux équations (54) et (55), seuls les intervalles de températures correspondants aux charges en chauffage (voir **Figure 23a**) doivent être considérés. Ces intervalles correspondent aux températures situées sous la température d'équilibre. L'utilisation de l'équation (37) avec les coefficients des équations (54) et (55), permet de déterminer les intervalles à utiliser dans les calculs. Ceci à pour conséquence de modifier les coefficients c_0 et c_1 , et conduit à un processus de solution par itération.

La séquence d'équations (52) à (55) est alors réappliquée pour obtenir un ensemble différent de coefficients c_0 et c_1 spécifiques à la saison de climatisation avec une saisie par l'utilisateur de la charge en climatisation $q_{c,clim}$, de la température de conception estivale $T_{c,clim}$ et de la charge annuelle en climatisation $q_{tot,clim}$.



L'utilisation de deux ensembles indépendants de coefficients (un pour le chauffage, l'autre pour la climatisation) peut générer des conflits entre les équations de charge pour le chauffage et la climatisation. Tel qu'indiqué sur la **Figure 24a**, les températures d'équilibre pourraient se retrouver dans la même zone de température extérieure si les données entrées sont incohérentes ou si le modèle linéaire utilisé pour la charge du bâtiment ne représente pas précisément le comportement du bâtiment. Puisqu'il n'est pas possible avec l'information disponible de résoudre un tel conflit, le modèle pour projets PCG considère que les deux équations sont égales à zéro lorsque les températures sont dans la zone problématique, en conformité avec la courbe de charge présentée à la **Figure 24b**. Il est à noter qu'utiliser plusieurs sources d'énergie pour le chauffage et la climatisation tend à rendre plus difficile la convergence du processus itératif, étant donné la possibilité de conflits entre les données saisies par l'utilisateur⁷.

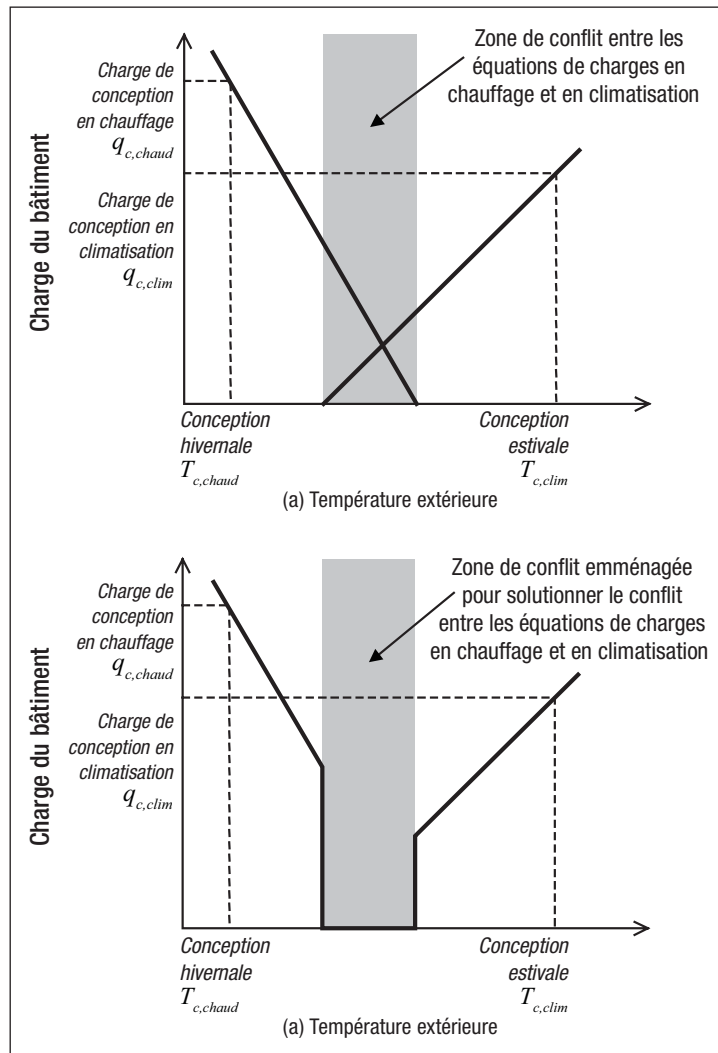


Figure 24 :

(a) Conflit des températures d'équilibre déterminées par les courbes de charges en chauffage et en climatisation

(b) Courbes de charges modifiées pour résoudre le conflit des températures d'équilibre.

7. Plus spécifiquement, une charge relativement grande associée à une demande relativement faible peut conduire à un chevauchement des températures d'équilibre. Dans ce cas, l'utilisateur peut noter une différence entre les demandes spécifiées et celles calculées par le modèle pour projets de PCG. Ceci est causé par le processus de calcul itératif nécessaire à l'évaluation des coefficients.



2.5 Calcul de la charge du bâtiment pour chaque intervalle de température

Les étapes décrites dans les sections précédentes, respectivement les *Sections 2.3* et *2.4*, pour la *méthode selon les caractéristiques architecturales* et la *méthode selon le profil énergétique* conduisent au calcul de la charge du bâtiment pour chaque intervalle de température généré (voir *Section 2.2.1*). Ceci est réalisé en utilisant l'équation (7) pour les bâtiments commerciaux (institutionnels) et industriels, et l'équation (39) pour les bâtiments résidentiels, ainsi qu'en prenant en considération les températures d'équilibre.

À titre d'exemple de tels calculs, le **Tableau 5** montre l'utilisation de la méthode pour un intervalle diurne de 2 °C. La demande totale en énergie pour le chauffage et la climatisation est simplement calculée en combinant la demande calculée avec les heures d'occurrence des intervalles de température et les températures d'équilibre ainsi qu'en utilisant les algorithmes présentés dans les sections précédentes.

Intervalles (°C)	Janvier (h)	Juillet (h)	Reste de l'année (h)	Demande en climatisation (oui/non)	Demande en chauffage (oui/non)	Charge du bâtiment (- pour la climatisation) (kW)
-12	0	0	0	non	oui	4,59
-10	2	0	0	non	oui	4,39
-8	9	0	3	non	oui	4,18
-6	27	0	12	non	oui	3,98
-4	56	0	68	non	oui	3,77
-2	101	0	128	non	oui	3,57
0	54	0	188	non	oui	3,36
2	62	0	223	non	oui	3,16
4	17	0	275	non	oui	2,95
6	5	0	235	non	oui	2,75
8	0	0	189	non	oui	2,54
10	0	0	218	non	oui	2,34
12	0	0	162	oui	oui	0,00
14	0	0	191	oui	oui	0,00
16	0	0	167	oui	oui	0,00
18	0	0	193	oui	non	-1,62
20	0	10	208	oui	non	-1,82
22	0	28	260	oui	non	-2,02
24	0	57	236	oui	non	-2,22
26	0	89	195	oui	non	-2,42
28	0	67	121	oui	non	-2,62
30	0	57	58	oui	non	-2,82
32	0	23	21	oui	non	-3,02
34	0	0	0	oui	non	-3,22

Tableau 5 : Exemple de calcul de la charge d'un bâtiment pour des intervalles de température de 2 °C (occupation du bâtiment de 8h00 à 17h00, représentant 4 015 heures d'utilisation par année).



2.6 Échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS) à boucle fermée

Cette section introduit la procédure d'évaluation des dimensions et de l'efficacité des échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS) à boucle fermée. Puisque cette évaluation nécessite aussi le calcul d'éléments propres au système de la pompe à chaleur, la procédure de dimensionnement introduite ici est complétée dans une autre section de ce chapitre, où les systèmes de pompes à chaleur sont présentés (Section 2.8).

2.6.1 Dimensionnement des échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS)

Le dimensionnement des échangeurs de chaleur avec le sol est essentiellement déterminé par la longueur de l'échangeur de chaleur. La méthode utilisée par le modèle pour projets PCG est largement inspirée de IGSHPA (1998). La longueur requise pour l'ÉCS L_{ch} basée sur les besoins en chauffage, est calculée grâce à l'équation suivante :

$$L_{ch} = q_{c,chaud} \left[\frac{\frac{(COP_{ch} - 1)(R_t + R_s F_{ch})}{COP_{ch}}}{T_{s,min} - T_{ent,min}} \right] \quad (56)$$

où COP_{ch} est le coefficient de performance (COP^8) en chauffage du système de pompe à chaleur, R_t la résistance thermique du tuyau, R_s la résistance thermique du sol, F_{ch} le facteur de charge partielle en chauffage de l'échangeur de chaleur avec le sol (voir Section 2.6.3), $T_{s,min}$ la température minimale du sol non perturbé (voir équation 2) et $T_{ent,min}$ la température minimale de l'eau entrante dans la pompe à chaleur (voir Section 2.6.2). Une équation similaire peut être utilisée pour calculer la longueur requise de l'ÉCS L_{cl} , basée sur les besoins en climatisation :

$$L_{cl} = q_{c,clim} \left[\frac{\frac{(COP_{cl} + 1)(R_t + R_s F_{cl})}{COP_{cl}}}{T_{ent,max} - T_{s,max}} \right] \quad (57)$$

où COP_{cl} est le coefficient de performance (COP) en climatisation du système de pompe à chaleur, F_{cl} le facteur de charge partielle en climatisation de l'échangeur de chaleur avec le sol (voir Section 2.6.3), $T_{s,max}$ la température maximale du sol non perturbé (voir équation 3) et $T_{ent,max}$ la température maximale de l'eau entrante dans la pompe à chaleur (voir Section 2.6.2).

8. L'efficacité des systèmes de chauffage est mesurée comme le coefficient de performance (COP) qui représente l'énergie produite par le système divisée par l'énergie fournie. Par exemple, si le gaz naturel peut produire 100 unités de chaleur (s'il est brûlé complètement) mais que 7 de ces unités sont perdues (par la cheminée), le COP résultant est : $(100 - 7)/100 = 0,93$.



Ces deux équations représentent une version simplifiée de celles développées par Ingersoll et présentées par Kavanaugh et Rafferty (1997). Les équations (56) et (57) ne prennent pas en considération les déséquilibres thermiques à long terme qui pourraient modifier le champ de température du sol après plusieurs années d'opération. Ces déséquilibres thermiques sont généralement attribuables à des différences significatives entre la quantité annuelle de chaleur extraite du sol et la chaleur réinjectée dans le sol au cours de la saison de climatisation. Cependant, cette simplification peut être considérée acceptable à l'étape préliminaire de l'analyse de faisabilité.

Il existe une large gamme de possibilité de configurations pour les systèmes verticaux et horizontaux (voir **Figure 12**). Afin de diminuer les besoins en données initiales, le modèle RETScreen pour projets PCG est basé sur un type de système horizontal et un type de système vertical. Le système horizontal est constitué d'un réseau à deux tuyaux superposés disposés à l'horizontale (31,8 mm de diamètre nominal à une profondeur de 1,2 et 1,8 m tel que montré à la **Figure 25a**). Le système vertical est constitué d'un tuyau fermé en U (31,8 mm de diamètre nominal) enfilé jusqu'au fond du trou vertical (voir **Figure 25b**).

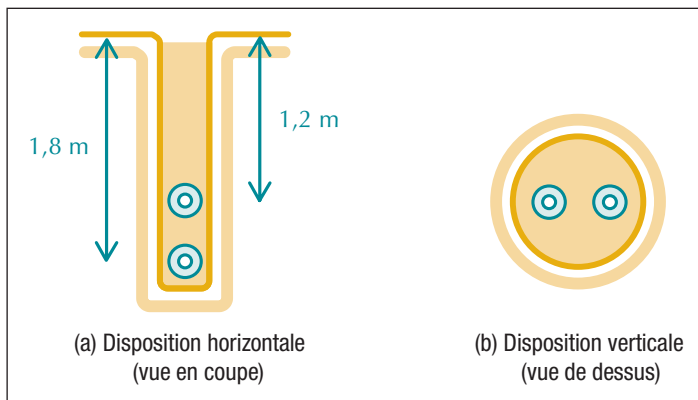


Figure 25 :

Configuration des ECS
du modèle RETScreen pour
projets de PCG.

Les équations (56) et (57) nécessitent la détermination de la résistance thermique du tuyau, R_t , et de la résistance thermique du sol, R_s . Celles-ci sont déterminées en fonction de considérations géométriques et physiques, tel que démontré par l'IGSHPA (1988). Pour les ECS horizontaux, la méthode tient compte des effets de surface qui ont une influence notable sur les valeurs de résistance horizontale du sol. Les valeurs de résistance du sol sont compilées en fonction de la distance radiale pour différents types de sol (p. ex : sol léger ou lourd, humide ou sec, roche, etc.). Les résistances thermiques du pergélisol sont extrapolées de celles d'un sol ordinaire, en fonction des propriétés de conductivité du sol.

Tel qu'indiqué par les équations (56) et (57), il existe deux longueurs possible d'échangeur de chaleur qui peuvent être utilisées pour concevoir un système en boucle fermée. Le choix entre les longueurs pour le chauffage ou la climatisation est laissé à l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* du modèle RETScreen pour projets de PCG. Cette décision de conception a un effet sur les coûts et sur l'efficacité du système de PCG. La sélection d'une longueur insuffisante d'ÉCS pour le chauffage nécessite l'ajout d'un système d'appoint de chauffage. La sélection d'une longueur insuffisante d'ÉCS pour la climatisation nécessite l'ajout d'un système supplémentaire de rejet de chaleur. Le modèle pour projets PCG prend en considération ces deux possibilités lorsque vient le temps de modéliser l'ÉCS. Par exemple, si le critère

de conception en mode de climatisation était sélectionné par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Besoins thermiques*, le modèle RETScreen pour projets PCG estimera la capacité maximale en chauffage qui sera disponible basée sur la longueur de climatisation retenue.

2.6.2 Température de conception de l'eau entrante (T_{ent})

La conception d'un ÉCS est en plusieurs points similaire à celle d'un échangeur de chaleur conventionnel. Pour un échangeur de chaleur conventionnel, les températures de l'eau entrante et sortante sont généralement fournies pour dimensionner l'échangeur de chaleur. Ceci s'applique également pour un ÉCS : la taille finale d'un ÉCS est en grande partie déterminée par les besoins de l'utilisateur en ce qui concerne les températures minimales ou maximales permises à la sortie de l'ÉCS tout au long de l'année.

Cependant, les valeurs maximales et minimales de la température de l'eau sortante de l'ÉCS sont limitées à l'intérieure d'une plage de valeurs acceptables. Des contraintes découlant essentiellement de l'opération des pompes à chaleur tendent à simplifier cette décision de conception.

Par exemple, les pompes à chaleur à plage d'opération étendue ont une température minimale recommandée de l'eau entrante de 20 °F (-6,7 °C) ($T_{ent,min}$) et une température maximale recommandée de l'eau entrante de 110 °F (92,2 °C). Certains systèmes peuvent aller en-dessous ou au-dessus de ces températures, mais ils sont rares. À partir d'une revue de la littérature (ASHRAE, 1955; Kavanaugh et Rafferty, 1997; IGSHPA, 1988), les températures de conception de l'eau entrante utilisées dans le modèle pour projets PCG sont les suivantes :

- Température de conception minimale de l'eau entrante :

$$T_{ent,min} = T_{s,min} - 15 \text{ } ^\circ F$$

- Température de conception maximale de l'eau entrante :

$$T_{ent,max} = \min(T_{s,max} + 20 \text{ } ^\circ F, 110 \text{ } ^\circ F)$$

Puisque le modèle a également été conçu pour être utilisé dans un contexte de pergélisol, la valeur de 20 °F pour la température minimale de l'eau entrante n'a pas été considérée comme une limite.

2.6.3 Facteur de charge partielle (F)

Afin de déterminer la longueur de l'ÉCS avec les équations (56) et (57), il est nécessaire d'évaluer le facteur de charge partielle. Le facteur de charge partielle de l'ÉCS, F , représente le rapport du nombre équivalent d'heure de fonctionnement à pleine charge durant le mois de référence au nombre total d'heures au cours de ce mois (Kavanaugh et Rafferty, 1997). Il peut être évalué de la manière suivante :

$$F = \frac{\bar{q}}{q_{max}} \tag{58}$$



où \bar{q} et q_{max} sont respectivement la charge moyenne et la charge de pointe pour le mois. Le facteur de charge partielle F est évalué pour les mois de référence en chauffage et en climatisation, qui sont normalement les mois de juillet et de janvier dans l'hémisphère Nord, menant aux valeurs F_{cl} et F_{ch} utilisées dans les équations (56) et (57).

La charge est évaluée en utilisant les équations présentées dans les Sections 2.3 et 2.4 pour chaque intervalle de température. Les intervalles de température sont disponibles pour les mois de conception en chauffage et en climatisation, tel qu'expliqué à la Section 2.2.1.

2.7 Échangeurs de chaleur avec le sol (ÉCS) à boucle ouverte (aquifère)

Le modèle RETScreen pour projets PCG est également conçu pour analyser les systèmes conventionnels à eaux souterraines (voir **Figure 26**) et pourrait être utilisé pour évaluer les systèmes incorporant les puits à colonne verticale. Les systèmes incorporant des puits à colonne verticale utilisent un échangeur de chaleur intermédiaire entre l'ÉCS et la pompe à chaleur afin d'isoler les eaux souterraines de la boucle de fluide du bâtiment. Ceci est indispensable lorsque le fluide de la boucle du bâtiment n'est pas de l'eau. Il est recommandé également dans plusieurs autres cas afin de prévenir l'écaillage et la corrosion de l'échangeur de la pompe à chaleur qui pourrait découler d'une mise en contact direct avec les eaux souterraines.

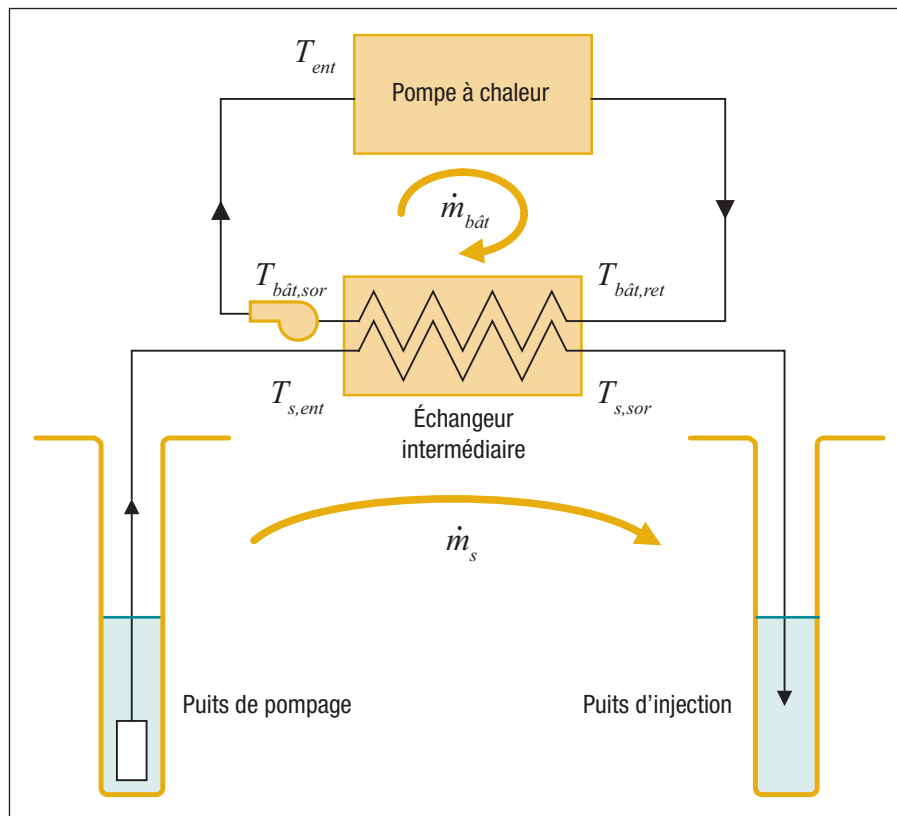


Figure 26 :

Système indirect de pompe à chaleur utilisant une boucle ouverte (eaux souterraines)



Le débit d'eau souterraine constitue le critère de dimensionnement pour un système à eaux souterraines. Ainsi, la taille du système n'est pas mesurée en unité de longueur (p. ex. : le nombre de mètres de tuyaux pour un ÉCS à boucle fermée), mais plutôt en unité de débit mesuré en litre d'eaux souterraines par seconde. Le débit d'eaux souterraines est déterminé par le plus grand des débits requis pour la climatisation ou le chauffage. La détermination des débits requis est basée sur l'application de l'équation fondamentale de capacité thermique :

$$\dot{m}_{ch} = \frac{Q_{c,chaud}}{\rho C_p (T_{s,ent} - T_{s,sor})} \frac{(COP_{ch} - 1)}{COP_{ch}} \quad (59)$$

$$\dot{m}_{cl} = \frac{Q_{c,clim}}{\rho C_p (T_{s,sor} - T_{s,ent})} \frac{(COP_{cl} + 1)}{COP_{cl}} \quad (60)$$

où \dot{m}_{ch} et \dot{m}_{cl} sont les débits en chauffage et en climatisation et $Q_{c,chaud}$ et $Q_{c,clim}$ les capacités de la pompe à chaleur aux conditions de conception en chauffage et climatisation (voir Section 2.8.1). Dans les équations (60) et (61), COP_{ch} et COP_{cl} sont les coefficients de performance de la pompe à chaleur aux conditions de conception en chauffage et en climatisation (voir Section 2.8.1), ρ la densité de l'eau, C_p la chaleur spécifique de l'eau et $T_{s,ent}$ et $T_{s,sor}$, les températures de l'eau souterraine entrante et sortante de l'échangeur de chaleur intermédiaire localisé entre le sol et la pompe à chaleur, tel que montré à la Figure 26. En première évaluation, la température de l'eau souterraine $T_{s,ent}$ est considérée égale à la température annuelle moyenne de la surface du sol \bar{T}_{surf} (voir Section 2.2.2).

Pour résoudre les équations (59) et (60), la température de l'eau souterraine sortant de l'échangeur de chaleur intermédiaire ($T_{s,sor}$) doit être évaluée. Ceci peut être réalisé par les deux méthodes de conception suivante, faisant référence à la Figure 26 :

- choisir une température « d'approche » ΔT_a entre la température de retour de l'eau du bâtiment ($T_{bât,ret}$) et la température de l'eau souterraine à la sortie de l'échangeur de chaleur ($T_{s,sor}$). Cette *méthode de conception basée sur la température d'approche* est expliquée en détail dans la section suivante;

ou

- choisir une valeur de la température de conception de l'eau entrante en chauffage et en climatisation (T_{ent}). Puisque cette température issue de la *méthode de conception basée sur le choix de la température de l'eau entrante* nécessite le calcul de composantes qui font parties intégrales du système de pompe à chaleur, la méthode est expliquée dans la Section 2.8.3 en supposant en première approximation que la température de sortie de l'eau du bâtiment ($T_{bât,sor}$) est proche de T_{ent} (voir équation 78).



Méthode de conception basée sur la température d'approche : Le chapitre 6 de ASHRAE (1995) donne des valeurs typiques pour la température d'approche ainsi que les températures de conception de l'eau entrante :

$$T_{bât,sor} \approx T_{ent} = 23,9 \text{ } ^\circ\text{C} \quad [\text{climatisation}] \quad (61)$$

$$T_{bât,sor} \approx T_{ent} = \min(7,2 \text{ } ^\circ\text{C}, \overline{T_{surf}} - 2,8 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad [\text{chauffage}] \quad (62)$$

$$\Delta T_a = 2,8 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (63)$$

où $\overline{T_{surf}}$ est la température annuelle moyenne de la surface du sol.

Pour les conditions de chauffage, la température de l'eau sortante de l'échangeur de chaleur intermédiaire ($T_{s,sor}$) peut être obtenue à partir de :

$$T_{s,sor} = T_{bât,ret} + \Delta T_a \quad (64)$$

$$(T_{bât,ret} - T_{bât,sor}) = \frac{Q_{c,chaud}}{\rho_{bât} C_{p,bât} \dot{m}_{bât}} \frac{(COP_{ch} - 1)}{COP_{ch}} \quad (65)$$

où $\dot{m}_{bât}$ est le débit dans la pompe à chaleur du bâtiment et $\rho_{bât}$ et $C_{p,bât}$ sont les densités et la chaleur spécifique du fluide dans la boucle du bâtiment. La substitution des équations (65) et (64) permet d'obtenir :

$$T_{s,sor} = T_{bât,sor} + \frac{Q_{c,chaud}}{\rho_{bât} C_{p,bât} \dot{m}_{bât}} \frac{(COP_{ch} - 1)}{COP_{ch}} + \Delta T_a \quad (66)$$

Le débit typique du fluide dans la boucle de la pompe à chaleur du bâtiment ($\dot{m}_{bât}$) recommandé par les fabricants de pompe à chaleur est de 3 usgpm/tonne de capacité de climatisation installée (ASHRAE 1995).

De la même manière pour les conditions de climatisation, la température de l'eau souterraine sortante de l'échangeur de chaleur intermédiaire ($T_{s,sor}$) est obtenue avec :

$$T_{s,sor} = T_{bât,sor} + \frac{Q_{c,clim}}{\rho_{bât} C_{p,bât} \dot{m}_{bât}} \frac{(COP_{cl} - 1)}{COP_{cl}} - \Delta T_a \quad (67)$$

En solutionnant les équations (66) et (67), la température de l'eau souterraine sortante de l'échangeur de chaleur intermédiaire ($T_{s,sor}$) qui est nécessaire pour résoudre les équations (59) et (60) peut être trouvée, ce qui permet alors de dimensionner l'ÉCS (p. ex. : le système à boucle ouverte) grâce à l'évaluation du débit de puits nécessaire (\dot{m}) en chauffage et en climatisation.



2.8 Système de pompe à chaleur

Cette section présente les éléments de modélisation associés au système de pompe à chaleur. Le calcul de ces éléments est nécessaire pour finaliser le dimensionnement de l'ÉCS des systèmes à boucle ouverte ou fermée, tel que présentés aux *Sections 2.6 et 2.7*. Le coefficient de performance (*COP*) de la pompe à chaleur et leur capacité ($Q_{cl/ch}$) sont évalués en premier lieu, suivi par la détermination de la température d'entrée de la pompe à chaleur pour les deux types de boucle.

2.8.1 Coefficient de performance (*COP*) et capacité ($Q_{cl/ch}$)

Le coefficient de performance (*COP*) d'un système de pompe à chaleur dépend de la température d'entrée de l'eau. La modélisation utilisée dans le modèle RETScreen pour projets PCG, basée sur une corrélation du *COP* de la pompe à chaleur à la température d'entrée de l'eau, est inspirée d'une approche préconisée par Tarnawski (1990).

La charge de l'ÉCS et la capacité utile de la pompe à chaleur sont liées à travers les équations suivantes :

Pour la climatisation :

$$Q_{cl} = Q_{chal,cl} \frac{COP_{cl}}{COP_{cl} + 1} \quad (68)$$

Pour le chauffage :

$$Q_{ch} = Q_{chal,ch} \frac{COP_{ch}}{COP_{ch} - 1} \quad (69)$$

où Q_{cl} est la capacité de la pompe à chaleur à l'évaporateur, $Q_{chal,cl}$ la chaleur rejetée à l'ÉCS du côté condenseur de la pompe à chaleur en mode climatisation, Q_{ch} la capacité de la pompe à chaleur au condenseur et $Q_{chal,ch}$ la chaleur extraite de l'ÉCS du côté évaporateur de la pompe à chaleur en mode chauffage.

La méthode utilisée pour modéliser le *COP* et la capacité en fonction de la température du fluide entrant utilise une corrélation quadratique polynômiale :

$$COP_{opération} = COP_{référence} (k_0 + k_1 T_{ent} + k_2 T_{ent}^2) \quad (70)$$

$$Q_{cl/ch} = \chi (\lambda_0 + \lambda_1 T_{ent} + \lambda_2 T_{ent}^2) \quad (71)$$

où $COP_{opération}$ est le *COP* réel de la pompe à chaleur, $COP_{référence}$ est le *COP* nominal de la pompe à chaleur (p. ex. : mesuré dans des conditions normalisées, 0 °C pour le chauffage et 25 °C pour la climatisation), $Q_{cl/ch}$ est la capacité de la pompe à chaleur pour



la climatisation ou le chauffage, k_i et λ_i sont les coefficients de corrélation présentés dans le **Tableau 6**. Enfin χ est un *facteur de capacité multiplicatif* calculé de manière à ce que le système réponde soit à la charge du bâtiment en chauffage ou en climatisation.

Coefficients de corrélation		Climatisation	Chauffage
COP	k_0	1,53105836E+00	1,00000000E+00
	k_1	-2,29609500E-02	1,55970900E-02
	k_2	6,87440000E-05	-1,59310000E-04
Capacité	λ_0	1,41186164E+00	6,67872140E-01
	λ_1	-2,56202000E-03	2,79889800E-02
	λ_2	-7,24820000E-05	-1,06360000E-04

Tableau 6 : Coefficients de la corrélation quadratique polynômiale utilisés dans les équations (70) et (71).

Lorsque la charge de climatisation est utilisée comme critère de conception, la capacité de la pompe à chaleur est déterminée sur la base de la capacité requise pour satisfaire la charge de climatisation. Si la capacité de chauffage associée n'est pas suffisante, le modèle suggère une puissance de chauffage d'appoint pour satisfaire les besoins en chauffage. Dans le modèle, ce système d'appoint est supposé posséder les mêmes efficacités et sources d'énergie que le système de chauffage, de ventilation et de climatisation (CVAC) de référence défini dans le modèle RETScreen pour projets de PCG. Dans ce cas, le *facteur de capacité multiplicatif* χ s'écrit :

$$\chi = \frac{q_{c,clim}}{\lambda_0 + \lambda_1 T_{ent,max} + \lambda_2 T_{ent,max}^2} \quad (72)$$

où $q_{c,clim}$ est la charge de conception en climatisation et $T_{ent,max}$ la température de conception maximale de l'eau entrante telle que définie dans la *Section 2.6.2*.

Lorsque la charge de chauffage est utilisée comme critère de conception, le *facteur de capacité multiplicatif* χ prend la valeur la plus grande dans les équations (72) et (73) :

$$\chi = \frac{q_{c,chaud}}{\lambda_0 + \lambda_1 T_{ent,min} + \lambda_2 T_{ent,min}^2} \quad (73)$$

où $T_{ent,min}$ est la température de calcul minimale de l'eau entrante telle que définie dans la *Section 2.6.2*. La valeur maximale du *facteur de capacité multiplicatif* χ découlant des équations (72) et (73) est choisie puisque le modèle pour projets PCG est basé sur la prémisse que les besoins en climatisation doivent impérativement être satisfaits par les pompes à chaleur installées.



2.8.2 Température de l'eau entrante ($T_{ent,i}$) pour un échangeur avec le sol à boucle fermée

Afin d'évaluer le coefficient de performance (COP) et la capacité associée ($Q_{cl/ch}$) pour chaque intervalle de température (voir Section 2.2.1), une méthode d'interpolation linéaire a été développée sur la base de la procédure présentée par l'IGSHPA (1988). Cette méthode d'interpolation linéaire est résumée dans la Figure 27. Pour un intervalle de température donné $T_{int,i}$, la température de l'eau entrante dans la pompe à chaleur $T_{ent,i}$ s'exprime simplement comme suit :

$$T_{ent,i} = T_{min} + \left(\frac{T_{ent,max} - T_{ent,min}}{T_{c,clim} - T_{c,chaud}} \right) (T_{int,i} - T_{c,chaud}) \quad (74)$$

où T_{min} est le point où la courbe (Figure 27) coupe l'ordonnée et les autres variables de l'équation (74) ont été précédemment définies.

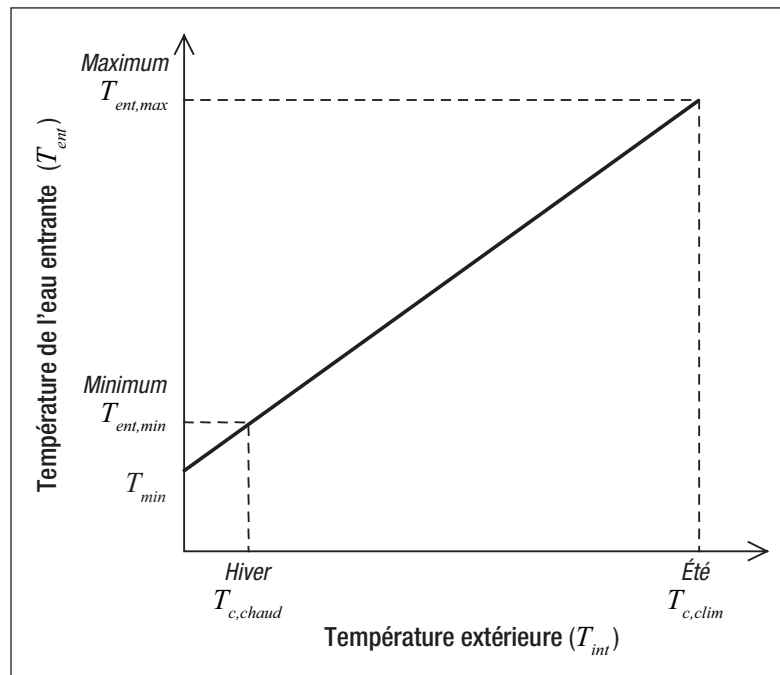


Figure 27 :
Détermination de la température de l'eau entrante en fonction de la température extérieure.

2.8.3 Température de l'eau entrante (T_{ent}) pour un échangeur avec le sol à boucle ouverte (aquifère)⁹

Pour les systèmes d'aquifère, la température de l'eau entrante dans la pompe à chaleur est fonction de la température d'aquifère et de la charge du bâtiment. Elle s'exprime en combinant l'équation (66) et l'équation suivante de la capacité de l'échangeur intermédiaire côté sol de la boucle :

9. Le calcul réalisé dans cette section complète la méthode de conception basée sur le choix de la température de l'eau entrante introduite dans la Section 2.7 pour dimensionner les systèmes à boucle ouverte.



$$Q_{s,ei} = \rho C_p \dot{m}_s (T_{s,ent} - T_{s,sor}) \quad (75)$$

où $Q_{s,ei}$ est la capacité de l'échangeur intermédiaire, ρ la densité de l'eau, C_p la chaleur spécifique de l'eau, \dot{m}_s le débit d'eau de l'échangeur coté boucle avec le sol, tandis que les autres variables ont été définies précédemment (voir **Figure 26**).

En solutionnant cette équation pour trouver $T_{bât,sor}$ en fonction de $T_{s,ent}$, la relation recherchée pour la température de l'eau entrante (T_{ent}) est obtenue :

Dans le cas du chauffage :

$$T_{bât,sor} = T_{s,ent} - \left(\frac{Q_{ei,ch}}{\rho C_p \dot{m}_s} \right) - \left[\left(\frac{q_{c,chaud}}{\rho C_p \dot{m}_{bât}} \right) \left(\frac{COP_{ch} - 1}{COP_{ch}} \right) \right] - \Delta T_a \quad (76)$$

Dans le cas de la climatisation :

$$T_{bât,sor} = T_{s,ent} - \left(\frac{Q_{ei,cl}}{\rho C_p \dot{m}_s} \right) - \left[\left(\frac{q_{s,clim}}{\rho C_p \dot{m}_{bât}} \right) \left(\frac{COP_{cl} + 1}{COP_{cl}} \right) \right] + \Delta T_a \quad (77)$$

Un terme supplémentaire peut-être ajouté aux équations (76) et (77) pour tenir compte de l'accroissement de température découlant des pertes de la pompe de l'eau d'aquifère. Ce terme s'écrit :

$$\Delta T_{po} = T_{ent} - T_{bât,sor} = \frac{q_{po}}{\rho C_p \dot{m}_s} \quad (78)$$

La puissance de la pompe q_{po} est calculée à partir du travail requis pour pomper l'eau d'une hauteur Δh , c'est-à-dire de la nappe au sol, en y ajoutant une hauteur Cst pour tenir compte des autres pertes dans la boucle souterraine :

$$q_{po} = \frac{\rho g \dot{m}_s (\Delta h + Cst)}{\eta_{po}} \quad (79)$$

où η_{po} est l'efficacité de la pompe et g l'accélération causée par la pesanteur (9,81 m/s²). La valeur de Cst est de 50 pieds d'eau (15,24 m).





2.9 Évaluation de l'énergie utilisée

Cette section présente le calcul de l'énergie utilisée par les pompes auxiliaires qui servent à satisfaire les besoins en chauffage et en climatisation non desservis par le système de PCG.

2.9.1 Temps de marche de la pompe à chaleur et énergie utilisée par les pompes auxiliaires

Le temps de marche théorique *TempsMarche* de la pompe à chaleur est calculé simplement pour chaque intervalle de température comme suit :

$$TempsMarche = \frac{q_{tot}}{Q} \quad (80)$$

où q_{tot} est la charge globale du bâtiment (voir Sections 2.3 et 2.4) et Q la capacité de la pompe à chaleur (voir Section 2.8.1). Le facteur de charge partielle F de la pompe à chaleur se calcule comme suit :

$$F = \frac{TempsMarche}{1 - c_d (1 - TempsMarche)} \quad (81)$$

où c_d est un facteur empirique (établi à 0,15) permettant de tenir compte des pertes associées aux états transitoires de démarrage et d'arrêt (ARI, 1993). Ce facteur est généralement connu sous le nom de facteur de dégradation. Plus petites sont les valeurs de *TempsMarche*, plus grandes sont les pénalités associées au facteur de dégradation.

L'énergie électrique utilisée par la pompe à chaleur et les pompes auxiliaires doit être calculée pour chaque intervalle de température. La puissance électrique appelée par la pompe à chaleur est calculée par :

$$PC_{é,appelée} = \frac{Puissance}{COP} \quad (82)$$

La puissance de pompage pour la boucle intermédiaire du bâtiment est de 17 W par kW de puissance de climatisation installée (Kavanaugh & Rafferty, 1997). La puissance de pompage de l'eau souterraine est calculée en divisant l'équation (79) par l'efficacité du moteur électrique.





2.9.2 Besoins en chauffage et en climatisation supplémentaires

Les besoins en chauffage et en climatisation (puits de chaleur) supplémentaires sont évalués pour chaque intervalle de température en calculant la différence entre la charge du bâtiment et la capacité de la pompe à chaleur. L'énergie électrique Q_e utilisée par la pompe à chaleur et les pompes auxiliaires s'écrit :

$$Q_e = \text{Int}(h) \left[(HP_{e,\text{appelée}} F) + AUX_e \right] \quad (83)$$

où $\text{Int}(h)$ est le nombre d'heures dans l'intervalle et F , le facteur de charge partielle de la pompe à chaleur introduit précédemment à la *Section 2.6.3* et dans l'équation (81). AUX_e est la somme de toutes les consommations d'énergie des équipements auxiliaires.

Aux fins de conception, la charge auxiliaire en chauffage est évaluée en soustrayant la capacité du système de pompe à chaleur, à la température d'entrée minimale, de la charge de conception en chauffage du bâtiment. Le puits de chaleur supplémentaire est dimensionné en soustrayant la capacité du système de pompe à chaleur à la température d'entrée maximale, de la charge de calcul en climatisation du bâtiment.

2.10 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, test et validation du modèle RETScreen pour projets de PCG. Ceux-ci incluent des experts en modélisation de pompes à chaleur géothermique, des ingénieurs experts en coût, des spécialistes en modélisation de gaz à effet de serre, des professionnels en analyse financière, et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente deux exemples ayant servi à la validation du modèle. Le premier exemple valide les résultats du générateur d'intervalles de température inclut dans le modèle pour projets PCG vis-à-vis des données mesurées. Le deuxième exemple montre une validation du dimensionnement d'un ÉCS vertical à boucle fermée par rapport aux résultats de sept autres modèles et d'un ensemble de données réelles recueillies sur des cas de PCG installés.

2.10.1 Validation de la génération d'intervalles de température

Trois types de comparaison ont été réalisés pour vérifier la validité du générateur de données météorologiques inclus dans le modèle RETScreen pour projets PCG (voir *Section 2.2.1*). Le premier type de comparaison, montrée dans les **Figures 28 à 30**, compare les intervalles de température générés par le modèle avec les intervalles de température obtenus par Environnement Canada. Le résultat de cette comparaison montre une bonne corrélation entre chaque ensemble de données pour les trois villes canadiennes évaluées : Charlottetown (PE), Montréal (QC) et Toronto (ON).



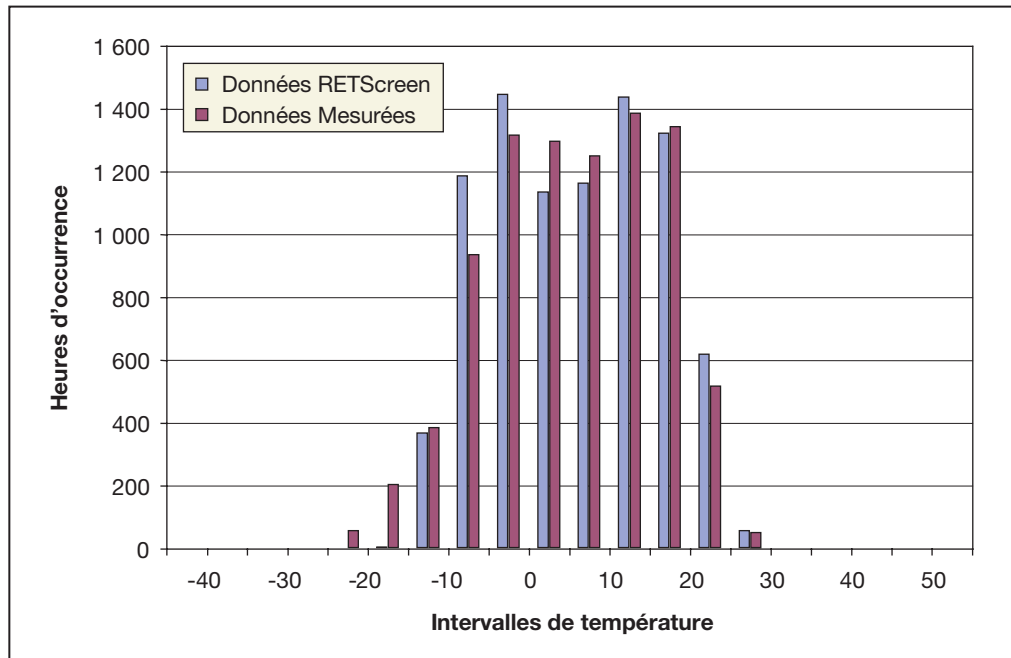


Figure 28 :
 Comparaison des intervalles de températures pour Charlottetown (PE), Canada.

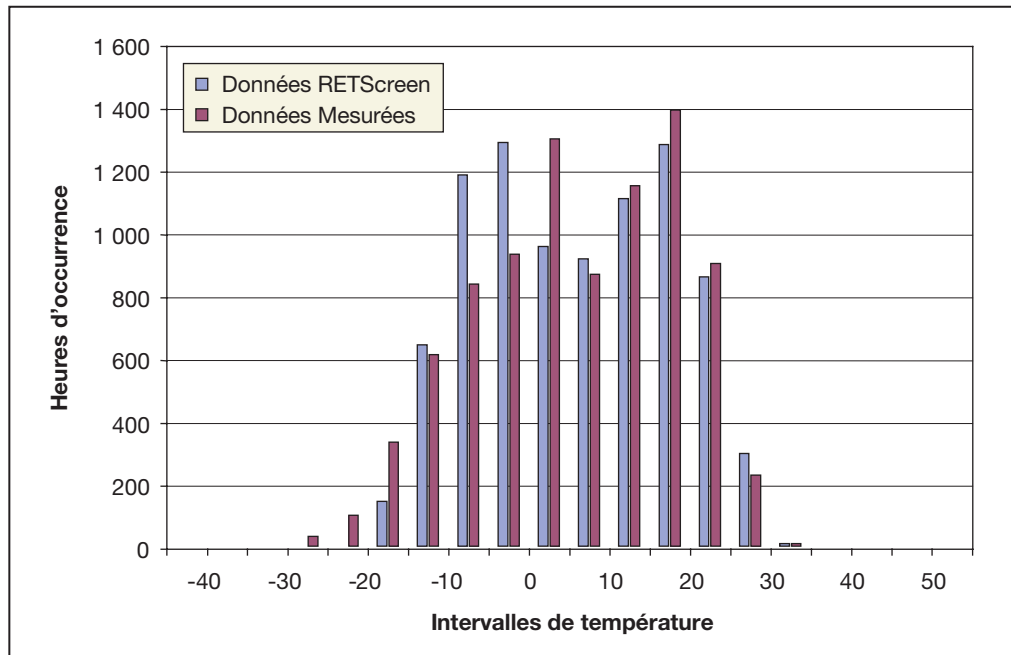


Figure 29 :
 Comparaison des intervalles de températures pour Montréal (QC), Canada.



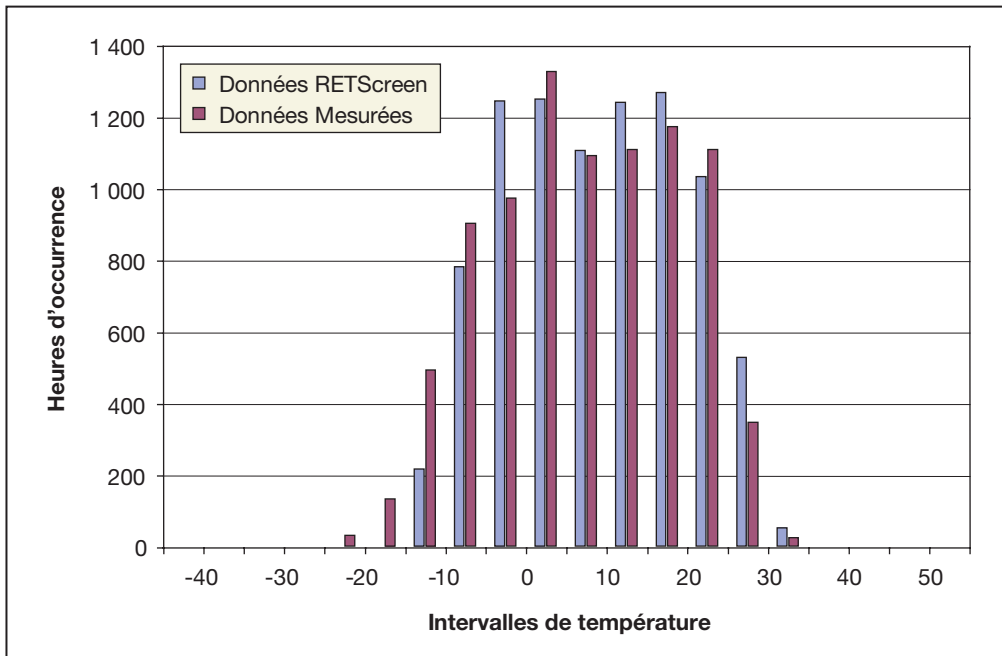


Figure 30 :

Comparaison des intervalles de températures pour Toronto (ON), Canada.

Une comparaison globale des degrés-jours calculés a aussi été réalisée pour les trois villes canadiennes suivantes : Montréal (QC), Québec (QC) et Schefferville (QC). Les résultats présentés dans le **Tableau 7** démontrent que les données météorologiques générées par le modèle RETScreen pour projets PCG sont excellentes et ne diffèrent en moyenne que de 1,2 % des vraies données pour les trois villes.

Le troisième type de comparaison, présenté au **Tableau 8**, concerne l'utilisation d'énergie typique d'une pompe air-air. Les données comparées dans ce tableau sont basées sur les intervalles de températures générés par le modèle pour projets PCG et sur celles obtenues par Environnement Canada. Avec une divergence moyenne inférieure à 2 % pour les cinq villes canadiennes évaluées, cette comparaison démontre que l'évaluation faite par le modèle RETScreen pour projets PCG est très près des vraies données.

En conclusion, cette validation des intervalles de température générés par le modèle RETScreen pour projets PCG montre un niveau de précision satisfaisant qui est plus que suffisant dans le contexte de la réalisation d'analyses préliminaires de faisabilité.

Ville	Données mesurées par Environnement Canada (degrés-jours)	Données générées par le modèle RETScreen pour projets PCG (degrés-jours)	Différence
Montréal (QC)	4 406	4 435	0,7 %
Québec (QC)	4 855	4 949	1,9 %
Schefferville (QC)	8 049	7 988	0,8 %

Tableau 7 : Comparaison des degrés-jours (base de 18 °C) pour trois villes canadiennes.

Ville	Utilisation d'énergie typique d'une pompe à chaleur air-air (kWh)	Données générées par le modèle RETScreen pour projets de PCG (kWh)	Différence
Toronto (ON)	36 690	37 200	1,4 %
Montréal (QC)	35 490	36 140	1,8 %
Charlottetown (PE)	36 920	37 160	0,6 %
Winnipeg (MB)	32 930	33 240	1,0 %
Vancouver (BC)	39 020	37 890	-3,0 %

Tableau 8 : Comparaison de l'utilisation typique d'énergie d'une pompe à chaleur pour quatre villes canadiennes.

2.10.2 Validation du dimensionnement d'un ÉCS vertical à boucle fermée

Une revue de littérature a été réalisée pour identifier les études de cas de référence pour lesquelles une évaluation technique du modèle RETScreen pour projets PCG pourrait être réalisée. En conséquence, il a été identifié que plusieurs fonctionnalités du modèle pour projets PCG devraient être évaluées séparément. Parmi les études de cas trouvées, deux documents (Shonder *et al.*, 1999; Shonder *et al.*, 2000) ont été spécifiquement écrits afin d'évaluer sept logiciels commerciaux utilisés pour le dimensionnement d'ÉCS dans le cas de boucles fermées verticales. Tel que décrit ci-après, les évaluations faites dans ces deux articles sont basées sur des données mesurées pour des bâtiments résidentiels et commerciaux.

■ Cas de bâtiments résidentiels

Le travail de Shonder *et al.* (1999) rapporte les données de deux bâtiments résidentiels réels pour lesquels des données mesurées étaient disponibles afin de réaliser une étude comparative avec les résultats de dimensionnement d'ÉCS en provenance de six logiciels commerciaux. De plus, un programme de simulation détaillé et calibré a été utilisé pour calculer les valeurs d'entrée requises par les logiciels, lesquelles n'étaient pas toujours disponibles directement à partir des données mesurées. Les données mesurées ont aussi été utilisées pour calibrer les résultats du modèle détaillé. Un total de sept prédictions de dimensionnement de l'ÉCS ont donc été obtenues aux fins de comparaison. Des deux bâtiments sélectionnés, l'un possède une charge en chauffage dominante et l'autre, une charge en climatisation dominante.

Pour les deux bâtiments, l'énergie utilisée et la charge de calcul du bâtiment ont été mises à contribution pour prédire un premier ensemble de données de dimensionnement grâce au modèle RETScreen pour projets de PCG. D'autres renseignements, tels que le type de sol et l'efficacité de la pompe à chaleur, étaient également disponibles dans l'article. Enfin, l'option architecturale du modèle (charges de pointe et besoins énergétiques en chauffage et en climatisation à partir des caractéristiques architecturales du bâtiment) a aussi été utilisée pour obtenir un deuxième ensemble de données de dimensionnement pour l'ÉCS. Comme peu de choses étaient connues en matière d'enveloppe thermique du bâtiment, une évaluation qualitative basée sur les données relatives à l'énergie utilisée a été réalisée. Le **Tableau 9** présente les données rapportées dans le cas des deux bâtiments résidentiels.

Données	Unité	Bâtiment résidentiel Cas n° 1	Bâtiment résidentiel Cas n° 2
Localisation	-	Fort Polk, LA	Sun Prairie, WI
Surface de plancher	m ²	97,7	127,3
Type de sous-sol	-	Dalle	Complet
Niveau d'isolation	-	Moyen	Moyen
Charge de chauffage	kW	4,8	5,8
Demande de pointe en chauffage	kWh	2 200	6 800
Charge de climatisation	kW	4,6	4
Demande de pointe en climatisation	kWh	6 400	1 500
COP_{ch}	-	3,7	3,6
COP_{cl}	-	4,8	5,5
K_s	BTU/(h pi °F)	1,4	1,64
ρC_p	BTU/(pi ³ °F)	40	64

Tableau 9 : Données pour deux cas de bâtiment résidentiel [Shonder, 1999].

Les longueurs de l'ÉCS prédites sont présentées dans l'article en longueur de tuyau par tonne de capacité installée de la pompe à chaleur. Ceci permet de séparer l'évaluation du dimensionnement de l'ÉCS, des algorithmes de calcul pour la résidence et la pompe à chaleur. Le **Tableau 10** présente les dimensions réelles de l'ÉCS en place. Les résultats sont fournis pour une durée de conception d'un an, sans considérer l'impact des débalancements thermiques à long terme sur la longueur optimale de tuyau.

Les résultats présentés au **Tableau 10** démontrent que les résultats de dimensionnement de l'ÉCS produit par le modèle RETScreen pour projets de PCG correspondent à ceux des logiciels commerciaux, malgré le fait que RETScreen est un outil simplifié d'analyse de pré-faisabilité. En fait, la différence moyenne entre les prédictions des logiciels commerciaux de dimensionnement de l'ÉCS et les résultats du modèle RETScreen pour projets PCG (6 %) est moindre que les différences existantes entre les résultats des sept logiciels commerciaux (9 %) lorsqu'ils sont comparés l'un par rapport à l'autre. Aussi, aucune différence notable de

précision n'a été trouvée entre les deux méthodes utilisées par RETScreen pour évaluer les charges du bâtiment (différence moyenne de 6 % pour la méthode selon les caractéristiques architecturales et de 7 % pour la méthode selon le profil énergétique). Ce qui permet de conclure que les deux méthodes sont appropriées pour évaluer des projets PCG à l'étape préliminaire d'analyse de faisabilité.

Conception pour 1 an		
Logiciel de dimensionnement d'un ÉCS	Port Folk EWT = 90	Sun Prairie EWT = 30
Logiciel commercial A	245 m	118 m
Logiciel commercial B	256 m	97 m
Logiciel commercial C	283 m	110 m
Logiciel commercial D	271 m	150 m
Logiciel commercial E	269 m	135 m
Logiciel commercial F	240 m	132 m
Logiciel détaillé de simulation	300 m	126 m
Dimension moyenne prédite (A)	266 m	124 m
Modèle RETScreen pour projets de PCG Méthode selon les caractéristiques architecturales (B)	257 m	135 m
Différences (A vs B)	-3 %	9 %
Modèle RETScreen pour projets de PCG Méthode selon le profil énergétique (C)	236 m	127 m
Différences (A vs C)	-11 %	2 %
Données mesurées (D)	344 m	160 m
Méthode RETScreen selon les caractéristiques architecturales (B) Différences (B vs D)	-25 %	-16 %
Méthode RETScreen selon le profil énergétique (C) Différence (C vs D)	-31 %	-21 %
Moyenne des dimensions prévues par logiciel (A) Différence (A vs D)	-23 %	-23 %

Tableau 10 : Longueurs prédites et réelles d'un ÉCS pour deux cas de bâtiments résidentiels.

Même si les longueurs réellement installées sont un peu supérieures aux résultats du modèle RETScreen pour projets PCG (**Tableau 10**), la divergence des résultats de RETScreen vis-à-vis des longueurs réellement installées est du même ordre que celle découlant d'une comparaison avec les longueurs prédites par les sept autres logiciels. Cette conclusion demeure valide même en comparant avec les résultats du logiciel détaillé de simulation (différence moyenne de 23 %). Ceci suggère qu'une comparaison du dimensionnement de



l'ÉCS par les logiciels commerciaux, incluant RETScreen, aux données du système du cas réel n'est pas nécessairement la meilleure méthode de validation puisqu'il n'y a aucune manière de garantir que le système du cas réel est de la bonne dimension. Cette conclusion s'applique autant aux données de dimensionnement qu'aux données énergétiques annuelles puisque ces dernières dépendent de la dimension de l'ÉCS. Une comparaison plus fine ne pourrait donc être réalisée qu'avec des données détaillées, incluant la température de l'eau entrante lorsque mesurées sur une année.

■ Cas de bâtiments commerciaux :

Un deuxième article publié par Shonder *et al.* (2000) utilise la même approche que dans la section précédente, mais avec un bâtiment commercial. Un seul bâtiment a été analysé en utilisant quatre logiciels de dimensionnement et un logiciel détaillé de simulation. Les données pour le cas d'un bâtiment commercial, une école élémentaire à Lincoln (NE), États-Unis, sont présentées au **Tableau 11**.

Données	Unité	Bâtiment commercial Cas n° 1
Localisation	-	Lincoln, NE
Surface de plancher	m ²	6 410
Nombre d'étage	-	1
Surface des fenêtres	-	Moyenne
Niveau d'isolation	-	Faible
Occupation	-	De jour
Gains internes	-	Faibles
Charge de chauffage	kW	523
Demande de pointe en chauffage	kWh	441 000
Charge de climatisation	kW	442
Demande de pointe en climatisation	kWh	267 000
COP_{ch}	-	3,2
COP_{cl}	-	4,5
K_s	BTU/(h pi °F)	1,3
ρC_p	BTU/(pi ³ °F)	43

Tableau 11 : Données pour le cas d'un bâtiment commercial [Shonder, 2000].

Les résultats présentés dans l'article pour les longueurs d'ÉCS sont donnés en pieds de puits par tonne de capacité de pompe à chaleur. Le **Tableau 12** présente les résultats obtenus avec le modèle RETScreen pour projets PCG et ceux des cinq logiciels de dimensionnement de l'ÉCS étudiés dans cette référence. La taille réelle de l'ÉCS installé (p. ex. : les données mesurées) est aussi présentée dans le **Tableau 12**. Les résultats sont fournis pour une conception d'un an, sans considérer l'impact des débalancements thermiques à long terme sur la longueur optimale de tuyau.



Conception pour 1 an	
Logiciel de dimensionnement d'un ÉCS	Lincoln EWT = 40
Logiciel commercial A	119 m
Logiciel commercial B	121 m
Logiciel commercial C	152 m
Logiciel commercial D	170 m
Logiciel commercial E	n/d
Logiciel commercial F	n/d
Logiciel détaillé de simulation	143 m
Dimension moyenne prédite (A)	141 m
Modèle RETScreen pour projets de PCG Méthode selon les caractéristiques architecturales (B)	121 m
Différences (A vs B)	-14 %
Modèle RETScreen pour projets de PCG Méthode selon le profil énergétique (C)	132 m
Différences (A vs C)	-6 %
Données mesurées (D)	141 m
Méthode RETScreen selon les caractéristiques architecturales (B) Différence (B vs D)	-14 %
Méthode RETScreen selon le profil énergétique (C) Différence (C vs D)	-6 %
Moyenne des dimensions prévues par logiciel (A) Différence (A vs D)	0 %

Tableau 12 : Longueurs prédites et réelles d'un ÉCS pour le cas d'un bâtiment commercial (capacité nominale installée en m puits/tonne).

Comme pour la validation à partir des données relatives aux bâtiments résidentiels, les résultats du modèle RETScreen pour projets PCG dans le cas des bâtiments commerciaux sont en accord avec la moyenne prédite par les cinq logiciels de dimensionnement d'un ÉCS. Les différences moyennes trouvées sont de l'ordre de 10 % pour RETScreen et de 11 % pour les logiciels commerciaux de dimensionnement. Il est aussi intéressant de noter que la longueur réellement installée est en accord avec les longueurs prévues. Ceci semble indiquer que des systèmes de plus grande taille qui font face à des contraintes de conception plus sévères, sont probablement mieux optimisés en regard des contraintes de coûts.



2.11 Conclusion

Dans cette section, les algorithmes utilisés dans le modèle RETScreen pour projets de pompe à chaleur géothermique (PCG) ont été présentés en détails. En premier lieu, le modèle requiert les données météorologiques, les données à propos du bâtiment et les données relatives à la PCG. En second lieu, la méthode modifiée par intervalle permet d'évaluer les charges du bâtiment. Ici, les données météorologiques sont utilisées pour générer les intervalles et pour calculer la température du sol. D'autre part, les données relatives au bâtiment sont utilisées pour calculer les charges en chauffage et en climatisation en fonction des équations de température et des températures d'équilibre du bâtiment. En combinant les données météorologiques et les données du bâtiment, le calcul des charges du bâtiment pour chaque intervalle de température peut être réalisé. Avec les données de la PCG, il devient finalement possible d'évaluer l'efficacité de la pompe à chaleur et sa capacité pour chaque intervalle de température et enfin de calculer les performances annuelles du système PCG analysé. Une validation des algorithmes a démontré que le modèle RETScreen pour projets de pompe à chaleur géothermique est adéquat pour réaliser l'analyse préliminaire de faisabilité d'un projet de pompes à chaleur géothermique.





RÉFÉRENCES

- ARI, *Standard for Ground-Source Closed-Loop Heat Pump Equipment*, ARI 330-93, Air-Conditioning & Refrigeration Institute, Arlington, VA 22203, États-Unis, 1993.
- ASHRAE, *Commercial/Institutional Ground-Source Heat Pump Engineering Manual*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, États-Unis, 1995.
- ASHRAE, *Handbook, Fundamentals*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, États-Unis, 1981.
- ASHRAE, *Handbook, Fundamentals*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, États-Unis, 1985.
- ASHRAE, *Handbook, Fundamentals*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, États-Unis, 1997.
- ASHRAE, *Handbook, HVAC Systems and Equipment*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, États-Unis, 1992.
- Henderson H.I., *Implications of Measured Commercial Building Loads on Geothermal System Sizing*, ASHRAE Transactions 105, SE-99-20-02, 1999.
- HOT-2000, *HOT-2000, Manuel Technique Version 6*, Groupe du bâtiment, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET, 1991.
- Hydro-Québec, *Projet ÉVAL-ISO : Rapport final sur le potentiel d'amélioration de l'enveloppe thermique des habitations du Québec*, Vice-présidence, Efficacité énergétique, Service Conception de programmes - Marché résidentiel, juillet 1994.
- IGSHPA, *Closed-Loop/Ground-Source Heat Pump Systems – Installation Guide*, International Ground-Source Heat Pump Association, Oklahoma State University, Stillwater, Oklahoma, États-Unis 1988.
- International Summer School on Direct Application of Geothermal Energy, *Design of Closed-Loop Geothermal Heat Exchangers in the U.S.*, International Course on Geothermal Heat Pumps, Chapitre 2.4, édité par Lund, J.W., Geo-Heat Center (GHC), pp. 134-146.
- Kavanaugh, P.K. et Rafferty, K., *Ground-Source Heat Pumps – Design of Geothermal Systems For Commercial and Institutional Buildings*, American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA, États-Unis, 1997.
- Khan, M.H., et Spittler, J.D., *Performance analysis of a residential ground source heat pump system with antifreeze solution*, School of Mechanical and Aerospace Engineering, Oklahoma State University, Stillwater, Oklahoma, États-Unis, 10 pp.
- Lund, J.W. *et al.*, *Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps – A World Overview*, édité et version mise à jour d'un article paru dans Renewable Energy World (juillet-août, 2003, Vol. 6, N° 4), Geo-Heat Center (GHC) Quarterly Bulletin, Vol. 25, N° 3, ISSN 0276-1084, septembre 2004, 10 pp.



McRae, S.G., *Practical Pedology: Studying Soils in the Field*, Halstead Press, New York, NY, États-Unis 1988.

Means, R.S., *Mechanical Cost Data, 21st Annual Edition*, R.S. Means Company Inc., Kingston, MA, États-Unis, 1998.

NASA Langley Research Center, *Earth's Energy Budget*, Students' Cloud Observations On-Line Project, asd-www.larc.nasa.gov/SCOOL/budget.gif, 2005.

NRCan, *Les systèmes géothermiques commerciaux : Guide de l'acheteur*, Division de l'énergie renouvelable et électrique de Ressources naturelles Canada, ISBN 0-662-87736-5, N° de catalogue : M92-251/2002F, Ottawa, ON, Canada, 100 pages, 2002.

NRCan, *Les systèmes géothermiques résidentiels : Guide de l'acheteur*, Division de l'énergie renouvelable et électrique de Ressources naturelles Canada, ISBN 0-662-86175-42, N° de catalogue : M92-236/2001F, Ottawa, ON, Canada, 41 pages, 2002.

Peat Marwick Stevenson & Kellogg (PMSK) en association avec Marbek Resource Consultants, Torrie Smith and Associates, *The Economically Attractive Potential for Energy Efficiency Gains in Canada*, WATSRF, Mai 1991.

Shonder, A.S., Hughes, P.J., Baxter, V.D. et Thornton, J.W., *A Comparison of Vertical Ground Heat Exchanger Design Methods for Residential Applications*, ASHRAE Transactions 105, SE-99-20-01, 1999.

Shonder, A.S., Hughes, P.J., Baxter, V.D. et Thornton, J.W., *A Comparison of Vertical Ground Heat Exchanger Design Software for Commercial Applications*, ASHRAE Transactions 106, DA-00-13-01, 2000.

U.S. Department of Energy (DOE), *Geothermal Heat pumps for Medium and Large Buildings*, Office of Geothermal Technologies, 1000 Independence Avenue, SW Washington, DC 20585-0121, États-Unis, DOE/GO-10098-648, septembre 1998, réimpression avril 1999, 4 pp.



