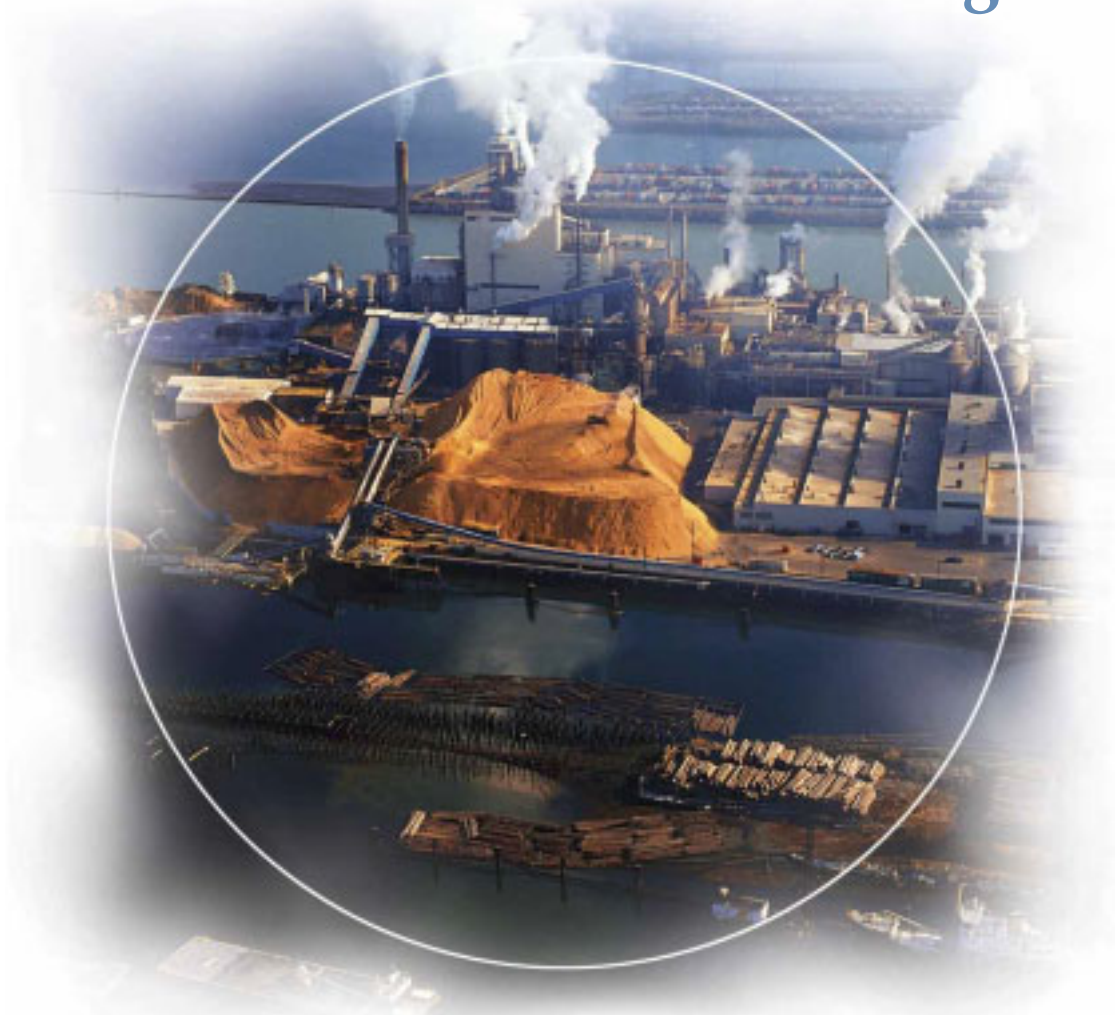


Logiciel RETScreen®

Manuel de l'utilisateur en ligne



Modèle pour projets de
cogénération



Ressources naturelles
Canada

Natural Resources
Canada

Canada

Contexte

Ce document est la version imprimable du manuel de l'utilisateur en ligne du logiciel RETScreen®. Le manuel de l'utilisateur en ligne est un fichier d'aide intégré au logiciel. L'utilisateur télécharge automatiquement ce fichier d'aide en téléchargeant le logiciel RETScreen.

Reproduction

Ce document peut être reproduit entièrement ou partiellement sous n'importe quelle forme, sans permission spéciale, pour des usages éducatifs ou sans but lucratif, si la reconnaissance de la source est faite. Ressources naturelles Canada apprécierait recevoir une copie des publications utilisant ce document comme source. Cependant, certains éléments se trouvant dans ce document appartiennent à d'autres organismes. Dans de tels cas, certaines restrictions sur la reproduction d'éléments graphiques ou de matériels peuvent s'appliquer; il peut être nécessaire d'obtenir la permission de l'auteur ou du détenteur de ces droits d'auteur avant la reproduction. Pour obtenir de l'information sur les restrictions applicables en cas de reproduction et la propriété des droits d'auteur, veuillez contacter RETScreen International.

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, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité en relation avec cette publication.

ISBN : 0-662-74482-9

Catalogue no. : M39-121/2005F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 1997-2005.

TABLE DES MATIÈRES

Brève description et organigramme	8
Modèle pour projets de cogénération.....	14
Modèle énergétique	16
Charge et conception du réseau.....	36
Choix des équipements	76
Analyse des coûts.....	128
Sommaire financier.....	164
Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)	187
Analyse de sensibilité et de risque	210
Outils	221
Données de produits.....	247
Données météorologiques	249
Données de coûts	251
Tableaux & Figures	252
Formation et aide	294
Conditions d'utilisation	295
Bibliographie	297
Index.....	299

LISTE DES TABLEAUX ET DES FIGURES

Carte des données météorologiques	252
Projet de production de chaleur seulement	252
Projet de production d'électricité seulement	252
Projet de production de froid seulement	253
Projet de production de chaleur et d'électricité	253
Projet de production de froid et d'électricité	254
Projet de production de chaleur et de froid	254
Projet de production de froid, de chaleur et d'électricité	255
Production d'électricité - Définition des charges de base et de pointe	256
Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe	256
Production de chaleur - Définition des charges de base et de pointe	257
Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe	257
Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire, intermédiaire #2 et de pointe	258
Production de froid - Définition des charges de base et de pointe	258
Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCI (< 6MW)	259
Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCS (< 6MW)	259
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (< 5 MW)	260
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (< 5 MW)	260
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (5 à 50 MW)	261
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (5 à 50 MW)	261
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (50 à 300 MW)	262
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (50 à 300 MW)	262

Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI (< 50 MW)	263
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS (< 50 MW)	263
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI (>= 50 MW).....	264
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS (>= 50 MW)	264
Caractéristiques des piles à combustible	265
Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur	265
Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de froid	265
Graphe des charges de chauffage d'un bâtiment	266
Graphe des charges de climatisation d'un bâtiment.....	266
Disposition d'un réseau urbain	267
Système de production de chaleur du cas de référence	267
Système de production de froid du cas de référence	268
Réseau de chauffage urbain du cas proposé.....	268
Réseau de distribution de froid du cas proposé	268
Disposition d'un réseau urbain et de la charge de chaleur	269
Disposition d'un réseau urbain et de la charge de froid.....	269
Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de chauffage urbain.....	270
Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de distribution de froid	270
Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour la chaleur .	271
Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour le froid.....	271
Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de chaleur	272
Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de froid.....	272

Schéma d'un système de production de froid à compresseur	273
Schéma d'un système de production de froid à absorption	274
Schéma d'un système de production de froid à dessiccant	274
Schéma d'un moteur à pistons	275
Schéma d'une turbine à gaz	275
Schéma d'une turbine à gaz - cycle combiné	276
Schéma d'une turbine à vapeur	276
Schéma d'une pile à combustible.....	277
Capacités électriques typiques de moteurs à pistons	277
Pressions et températures typiques d'opération de turbines à vapeur	277
Rendements typiques d'une turbine à vapeur.....	278
Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la surchauffe initiale	278
Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine.....	279
Correction de la consommation spécifique en fonction de l'altitude	279
Correction de la consommation spécifique en fonction de l'humidité spécifique ...	280
Correction de la consommation spécifique en fonction de la température ambiante	280
Exploitation à pleine puissance électrique.....	281
Exploitation asservie à la charge électrique	281
Exploitation asservie à la charge de chaleur	282
Calcul du rendement.....	282
Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération	283
Exactitude des estimations de coûts de projets	283
Exemples de coûts par kW installé pour les moteurs à pistons	284

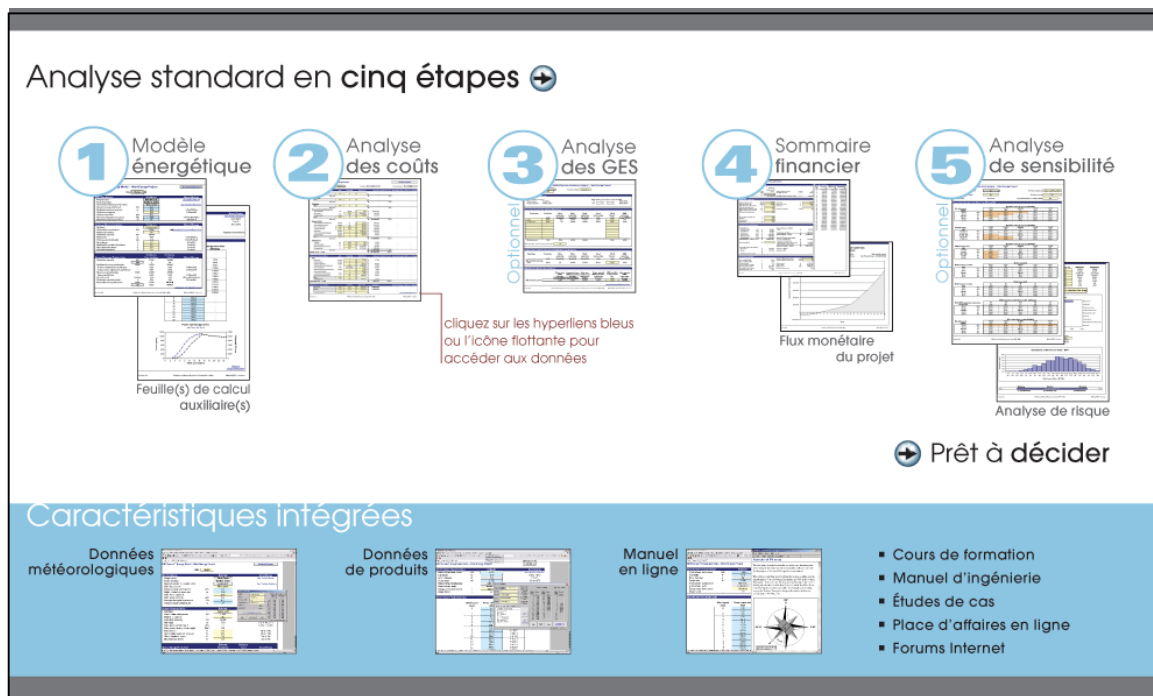
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (< 5 MW)	284
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (5 à 50 MW).....	285
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (50 à 300 MW).....	285
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à vapeur	286
Exemples de coûts par kW installé pour les piles à combustible.....	286
Coûts approximatifs de lignes électriques	286
Coûts approximatifs de postes de raccordement	286
Plages typiques de coûts - Équipements de production d'électricité.....	287
Plages typiques de coûts - Équipements de production de chaleur.....	287
Plages typiques de coûts - Équipements de production de froid	288
Frais d'enregistrement des projets relevant du MDP	288
Organigramme de la feuille de calcul Analyse des GES	290
Variation des valeurs k en fonction des précipitations annuelles.....	290
Combustible nécessaire - moyenne.....	291
Potentiel de récupération du biogaz.....	291
Complément de combustible nécessaire.....	292
Combustible nécessaire - annuel.....	292
Potentiel de récupération du biogaz - annuel	293

Brève description et organigramme

RETScreen® International est à la fois un outil de sensibilisation aux énergies propres, d'aide à la décision et de renforcement des compétences. L'outil consiste en un logiciel standardisé et intégré d'analyse de projets d'énergies propres qui peut être utilisé partout dans le monde pour évaluer la production énergétique, les coûts du cycle de vie et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour différentes technologies d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable. Chaque modèle de technologie d'énergie propre RETScreen (p. ex. projet de cogénération, etc.) a été développé dans un classeur Microsoft® Excel individuel. Chaque classeur est ensuite composé d'une série de feuilles de calcul. Ces feuilles de calcul ont un aspect commun et suivent une démarche standardisée, commune à tous les modèles RETScreen. En plus du logiciel, l'outil comprend des bases de données (produits, coûts et données météorologiques), un manuel en ligne, un site Web, un manuel d'ingénierie, des études de cas et un cours de formation.

Organigramme

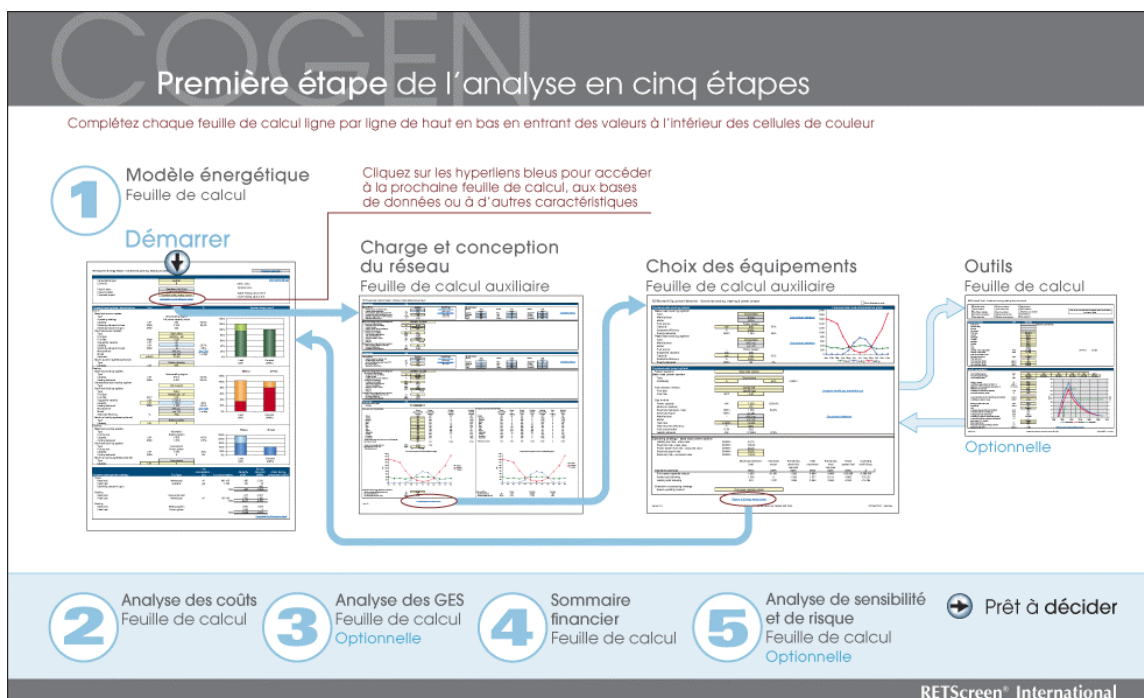
Compléter chaque feuille de calcul ligne par ligne de haut en bas en entrant des valeurs à l'intérieur des cellules de couleur. Pour se déplacer entre les feuilles de calcul, il suffit de cliquer sur les onglets du classeur au bas de l'écran ou de sélectionner les hyperliens « bleu et souligné » se trouvant dans les feuilles de calcul. L'organigramme du modèle RETScreen est présenté ci-dessous.



Organigramme du modèle RETScreen

Organigramme du modèle Cogénération

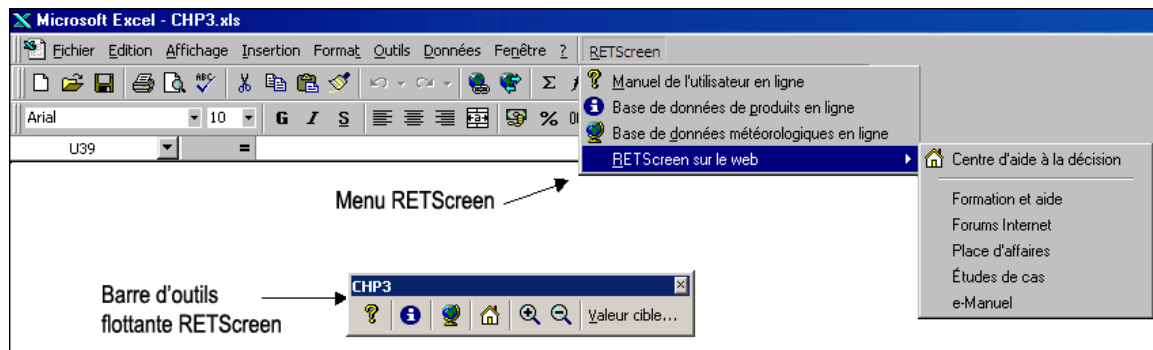
Compléter chaque feuille de calcul ligne par ligne de haut en bas en entrant des valeurs à l'intérieur des cellules de couleur. Pour se déplacer entre les feuilles de calcul, il suffit de cliquer sur les onglets du classeur au bas de l'écran ou de sélectionner les hyperliens « bleu et souligné » se trouvant dans les feuilles de calcul. L'organigramme du modèle Cogénération RETScreen est présenté ci-dessous.



Organigramme du modèle Cogénération de RETScreen

Accès aux données et à l'aide

L'utilisateur peut accéder au manuel en ligne, aux bases de données de produits et météorologiques via l'option RETScreen se trouvant dans la barre de menu Excel (voir figure ci-après). Les icônes se trouvant sur la barre de menu RETScreen sont aussi disponibles via la barre d'outils flottante RETScreen. Ainsi, l'utilisateur peut accéder aux données et à l'aide en cliquant sur les icônes correspondantes du menu ou de la barre d'outils flottante RETScreen. Par exemple, pour accéder au manuel en ligne, l'utilisateur peut cliquer sur l'icône « ? ».



Menu et barre d'outils RETScreen

Le manuel en ligne RETScreen, ou l'option d'aide, est sensible à la position du curseur de la souris et fournit par conséquent l'information associée à la cellule où le curseur se trouve.

Pour avoir accès à la base de données de produits spécifiques au type de système à l'étude, l'utilisateur doit cliquer sur l'hyperlien identifié par du texte « bleu et souligné » qui se trouve à côté de la cellule de données d'entrée. Ce texte est soit « voir la base de données de produits », soit « voir BDP ».

Code de couleur des cellules

L'utilisateur doit entrer des données dans les cellules de couleur des feuilles de calcul. Les autres cellules qui ne requièrent pas d'entrée de données sont protégées pour éviter que l'utilisateur efface malencontreusement une formule ou une cellule contenant une référence. Le tableau des codes de couleur des cellules de données d'entrée et de sortie de RETScreen est présenté ci-dessous.

<u>Cellules d'entrée et de sortie</u>	
Blanche	Donnée de sortie - calculée par le modèle.
Jaune	Donnée d'entrée - requise par le modèle.
Bleue	Donnée d'entrée - requise par le modèle et base de données en ligne disponible.
Grise	Donnée d'entrée - pour référence seulement. Non requise par le modèle.

Code de couleur des cellules RETScreen

Options monétaires

L'analyse d'un projet avec RETScreen peut se faire dans n'importe quelle monnaie choisie dans la cellule « Devise » de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

L'utilisateur sélectionne la devise. Ce choix se répercutera sur toutes les cellules où des coûts sont impliqués dans le projet d'analyse. Par exemple, si l'utilisateur choisit « \$ », tous les champs d'ordre monétaire seront exprimés en \$.

L'option « Défini par l'utilisateur » permet d'entrer manuellement un autre symbole monétaire dans une cellule voisine à la liste déroulante « Devise ». L'entrée est limitée à 3 caractères (\$US, £, ¥, etc.). Cette option offre aussi la possibilité d'utiliser des facteurs multiplicatifs qui aident la lecture des données financières de projets d'envergure (p. ex. k\$ permet d'éliminer un facteur 1 000 dans la présentation des coûts en \$).

L'utilisateur peut également choisir « Aucun » pour n'utiliser aucune devise. Dans le cas des valeurs normalisées (p. ex. \$/kWh), l'unité monétaire sera remplacée par un tiret (-/kWh).

Nom de l'unité	Symbole de l'unité
ampère	A
année	an
année personne	année-p
atmosphère	atm
calorie	cal
degré Celsius	°C
degré Fahrenheit	°F
degré Rankine	°R
dollar	\$
gallon américain (United States)	gal US
gallon imperial	gal imp.
gallon ¹	gal
gramme	g
hectare	ha
hertz	Hz
heure	h
heure personne	h-p
horse-power	hp
joule	J
jour	j
jour personne	j-p
Kelvin	K
litre	L
livre	lb
mètre	m
nulle	ni
million Btu	mmBtu
pascal	Pa
pied	pi
pouce	po
pourcentage	%
pression absolue en livres par pouce carré	psia
pression manométrique en livres par pouce carré	psig
tours par minute	tr/min
seconde	s
tonne de réfrigération	TR
tonne ²	t
unité thermique britannique	Btu
voyage personne	voyage-p
watt	W

Nom du préfixe	Symbole du préfixe
kilo	k
milli	m
méga	M
giga	G
tera	T
mun	million

1. L'unité de gallon (gal) utilisée dans RETScreen fait référence au gallon américain (gal US) et non le gallon impérial (gal imp.), à moins d'une indication contraire.

2. L'unité de tonne utilisée dans RETScreen fait référence à la tonne métrique.

Liste des unités, des symboles et des préfixes

En désignant un pays dans la liste déroulante, on obtient automatiquement le code de devise à trois lettres de l'Organisation internationale de normalisation (ISO), par exemple AFA pour l'Afghanistan. Généralement, les deux premières lettres caractérisent le pays (AF pour Afghanistan) et la dernière la monnaie (A pour Afghani).

Dans certains projets (p. ex. lorsque plusieurs équipements sont importés, mais que le reste du projet est acheté localement), il peut être pratique d'utiliser deux monnaies différentes. Pour ce faire, l'utilisateur peut utiliser l'option « Deuxième devise » dans la liste déroulante de la cellule « Coûts de référence » de la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Bien noter que ces colonnes sont données à titre indicatif seulement et n'ont aucune incidence sur les calculs et l'analyse des autres feuilles de calcul RETScreen.

Certains symboles de devises peuvent être difficiles à lire à l'écran (p. ex. €); ce problème est causé par la valeur du zoom applicable à la feuille de calcul. L'utilisateur peut augmenter le zoom de façon à voir correctement ces symboles. Habituellement, les symboles sont bien lisibles à l'impression même s'ils n'apparaissent pas correctement à l'écran.

Unités, symboles et préfixes

Le tableau précédent présente la liste des unités, des symboles et des préfixes qui sont utilisés dans les modèles RETScreen.

Choix d'unités

Pour effectuer une analyse de projet RETScreen, l'utilisateur peut choisir les unités « Métriques » ou les unités « Impériales » en cochant le bouton de son choix. Une fois l'analyse commencée, il ne faut plus changer ce choix.

Si l'utilisateur sélectionne « Métriques », toutes les valeurs seront exprimées en unités métriques. Par contre, si l'utilisateur sélectionne « Impériales », les valeurs seront exprimées en unités impériales lorsque le cas s'applique. Dans la feuille de calcul *Choix des équipements*, on peut visualiser simultanément les deux systèmes d'unités en cochant la case « Afficher d'autres unités » tout en haut à droite de la feuille.

Il est à noter que si l'utilisateur alterne entre « Métriques » et « Impériales », les valeurs entrées ne seront pas automatiquement converties en leur équivalent dans le système d'unités choisi. L'utilisateur doit s'assurer que les valeurs entrées soient exprimées dans les mêmes unités que celles affichées.

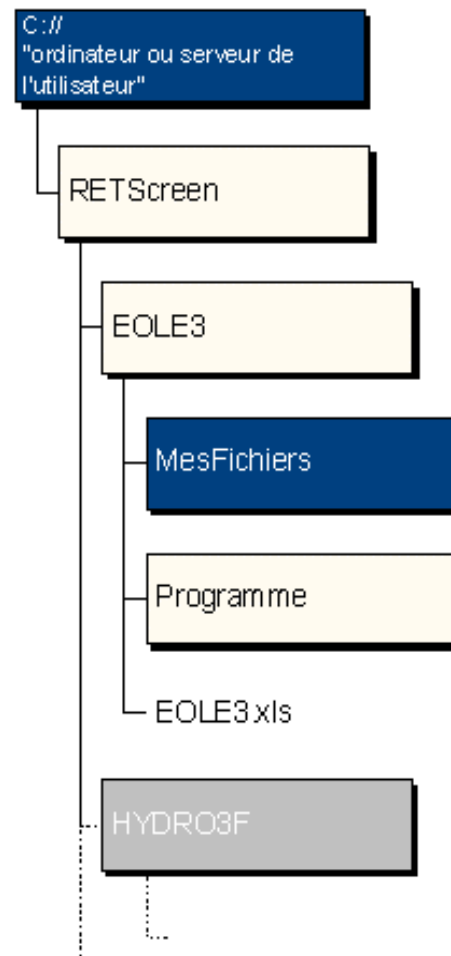
Choix de langues

Avant de procéder à une analyse RETScreen, l'utilisateur peut choisir sa langue de travail. Pour ce faire, l'utilisateur peut utiliser la liste déroulante de la cellule « Langue - Language » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Sauvegarder un fichier

Pour sauvegarder un classeur RETScreen, il faut utiliser la procédure normale de sauvegarde d'Excel. Les fichiers d'origine des modèles RETScreen ne peuvent pas être sauvegardés sous leur nom de distribution original. Cette procédure a été mise en place pour éviter que l'utilisateur n'écrase son fichier « maître ». Ainsi, l'utilisateur devra utiliser l'option « Fichier, Enregistrer sous ». L'utilisateur pourra donc, de cette façon, sauvegarder le fichier sur un disque dur, une disquette, un cédérom, etc. Toutefois, il est recommandé de sauvegarder les fichiers dans le répertoire « MesFichiers » qui a automatiquement été créé sur le disque dur par le programme d'installation RETScreen.

La procédure de téléchargement est présentée dans la figure ci-dessous. L'utilisateur peut aussi visiter le site Web RETScreen à www.retscreen.net pour obtenir plus d'information sur la procédure de téléchargement. Il est important de noter que l'utilisateur ne doit pas changer les noms des répertoires et l'organisation des fichiers qui ont automatiquement été définis par le programme d'installation RETScreen. De plus, l'utilisateur doit éviter de déplacer le fichier du programme principal RETScreen, ainsi que les autres fichiers du répertoire « Programme », ce qui risquerait de causer une incapacité à accéder au manuel de l'utilisateur en ligne ou aux bases de données météorologiques et de produits RETScreen.



Procédure de téléchargement de RETScreen

Imprimer un fichier

Pour imprimer un classeur RETScreen, il faut utiliser la procédure normale d'impression d'Excel. Les feuilles de calcul des classeurs ont été configurées à un format d'impression de dimension lettre et une qualité d'impression de 600 points par pouce. Si l'imprimante utilisée a une différente définition de qualité d'impression, l'utilisateur doit alors sélectionner « Fichier, Mise en page, Page et Qualité d'impression » et choisir la qualité d'impression propre à cette imprimante. Cette procédure devrait éliminer les problèmes de qualité d'impression des feuilles de calcul.

Modèle pour projets de cogénération

Le modèle Cogénération de RETScreen 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 chacune des applications suivantes, et leurs combinaisons : électricité, chaleur, froid, bâtiments individuels ou bâtiments multiples, procédés industriels, collectivités ainsi que climatisation et chauffage urbain.

De plus, le modèle permet l'analyse avec une vaste gamme de combustibles renouvelables et non renouvelables (qui peuvent être utilisés parallèlement), notamment les gaz de sites d'enfouissement, la biomasse, la bagasse, le biodiesel, l'hydrogène, le gaz naturel, le pétrole, le diesel, le charbon, les déchets municipaux, etc., en tenant compte de multiples équipements de production d'électricité, de chaleur et de froid, incluant les moteurs à pistons, les turbines à gaz, les turbines à gaz - cycle combiné, les turbines à vapeur, les systèmes géothermiques, les piles à combustible, les éoliennes, les turbines hydroélectriques, les modules photovoltaïques, les chaudières, les pompes à chaleur, les systèmes à la biomasse, les générateurs de chaleur, les réchauffeurs, les compresseurs, les pompes à chaleur à absorption, etc. Finalement, le modèle permet aussi de spécifier les diverses conditions d'opérations (charge de base, intermédiaire ou de pointe) de ces équipements.

Le modèle RETScreen pour projets de cogénération contient huit feuilles de calcul (*Modèle énergétique*, *Charge et conception du réseau (Charge et réseau)*, *Choix des équipements*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier*, *Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)* et *Outils*).

Pour réaliser une analyse RETScreen, on doit commencer par remplir les feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Charge et réseau* et *Choix des équipements*. On passe ensuite aux feuilles de calcul *Analyse des coûts* puis *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. La feuille de calcul *Outils* est optionnelle. Son utilisation aide à calculer certaines valeurs nécessaires pour faire fonctionner le modèle, par exemple la quantité de biogaz disponible pour un projet de mise en valeur des gaz de sites d'enfouissement. En général, les feuilles de calcul sont remplies du 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.

En plus des feuilles de calcul nécessaires à l'exécution du modèle, une feuille de calcul *Introduction* et des *Feuilles de calcul vierges (3)* sont comprises dans le classeur Excel du projet. La feuille de calcul *Introduction* donne à l'utilisateur un bref aperçu du modèle. Les *Feuilles de calcul vierges (3)*, quant à elles, permettent à l'utilisateur de préparer avec

RETScreen une analyse de projet personnalisée. Par exemple, ces feuilles de calcul peuvent être utilisées pour entrer plus de détails sur le projet, pour préparer des graphiques et pour réaliser une analyse de sensibilité plus détaillée.

Modèle énergétique

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets d'énergies propres, la feuille de calcul *Modèle énergétique* présente un sommaire du cas proposé (type de combustible, consommation de combustible, capacité et énergie fournie) en fonction des caractéristiques et des calculs présentés dans les feuilles de calcul *Charge et réseau* et *Choix des équipements*. Le modèle présente les quantités d'énergie et de combustible en MWh pour faciliter la comparaison entre différentes technologies et différents combustibles.

Choix d'options

Pour plus d'information concernant l'utilisation du modèle pour projets de cogénération RETScreen, se référer à l'organigramme du modèle Cogénération et à la section Projet proposé.

L'utilisateur choisit la langue du manuel en ligne à partir de la liste déroulante. Pour plus d'information concernant l'utilisation du manuel en ligne, de la base de données de produits et de la base de données météorologiques RETScreen, voir la section « Accès aux données et à l'aide ».

Choix d'unités et pouvoir calorifique de référence

Langue - Language

The user selects a language from the drop-down list.

L'utilisateur choisit une langue à partir de la liste déroulante.

Devise

L'analyse d'un projet avec RETScreen peut se faire dans n'importe quelle monnaie choisie dans la cellule « Devise » de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

L'utilisateur choisit la devise qui correspond aux données monétaires du projet. Par exemple, si l'utilisateur choisit « \$ », tous les champs d'ordre monétaire seront exprimés en \$.

En choisissant « Défini par l'utilisateur », l'utilisateur peut préciser la devise manuellement en entrant le nom ou le symbole dans la cellule supplémentaire qui apparaît à côté de la cellule de conversion des devises. La devise doit être exprimée en utilisant au maximum trois caractères (\$US, £, ¥, etc.). On peut aussi utiliser cette option pour aider à présenter plus clairement les données monétaires, par exemple pour réduire les données monétaires d'un ordre de grandeur (par ex. k\$ permet de réduire les données de \$ d'un facteur 1000, et il est plus facile de lire 1 000 k\$ que 1 000 000 \$).

Si « Aucun » est choisi, toutes les données monétaires seront exprimées sans unités. Ainsi, quand les données monétaires sont combinées à d'autres unités (par ex. \$/kWh), la devise est remplacée par un trait d'union (-/kWh).

L'utilisateur peut aussi choisir un pays pour avoir le code à trois lettres de l'International Standard Organisation (ISO) de la devise du pays. Par exemple, si on choisit l'Afghanistan dans la liste déroulante des conversions des devises, toutes les données monétaires du projet seront exprimées en AFA. Les deux premières lettres du code se rapportent au nom du pays (AF pour Afghanistan), et la troisième lettre au nom de la devise (A pour Afghani).

Certains symboles de devises peuvent être difficiles à lire à l'écran (p. ex. €); ce problème est causé par la valeur du zoom applicable à la feuille de calcul. L'utilisateur peut augmenter le zoom de façon à voir correctement ces symboles. Habituellement, les symboles sont bien lisibles à l'impression même s'ils n'apparaissent pas correctement à l'écran.

Unités métriques ou impériales

Pour réaliser une analyse de projet RETScreen, l'utilisateur doit choisir entre les unités « métriques » ou « impériales » en cochant la case appropriée. Ce choix ne doit pas être modifié une fois que l'analyse a commencé.

Si l'utilisateur choisit « métriques », tous les résultats seront exprimés en unités métriques. S'il choisit « impériales », les résultats seront exprimés en unités impériales, là où c'est nécessaire. Dans la feuille de calcul *Choix des équipements*, les deux choix d'unités peuvent être vus simultanément en cochant la case « Afficher d'autres unités ».

Il est à noter que si l'utilisateur passe de « métriques » à « impériales » et inversement, les résultats ne seront pas automatiquement transformés dans l'unité choisie. L'utilisateur doit choisir l'unité qu'il préfère pour chaque donnée d'entrée et s'assurer que les valeurs entrées sont bien exprimées dans l'unité affichée, et ne plus basculer d'un système à l'autre par la suite.

Nom du projet

L'utilisateur entre le nom du projet à titre de référence seulement.

Lieu du projet

L'utilisateur entre le lieu du projet à titre de référence seulement.

Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur

L'utilisateur doit choisir entre « Pouvoir calorifique supérieur (PCS) » ou « Pouvoir calorifique inférieur (PCI) » en cliquant sur la case d'option appropriée. Ce choix ne doit pas être modifié une fois que l'analyse a commencé.

Le pouvoir calorifique est la quantité d'énergie thermique qui est libérée lors de la combustion complète d'un combustible. En fonction de la composition du combustible (de sa teneur en hydrogène), la quantité de vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion varie. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion et que l'on récupère la chaleur latente de condensation de toute la quantité de vapeur d'eau produite lors de la combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé sans tenir compte de la chaleur de condensation, c'est-à-dire que l'on considère que l'eau produite lors de la combustion reste sous forme de vapeur dans les gaz de combustion.

Le pouvoir calorifique supérieur est couramment utilisé au Canada et aux États-Unis, tandis que le pouvoir calorifique inférieur est plutôt utilisé dans le reste du Monde.

L'utilisateur peut se référer à la section « Pouvoir calorifique et prix du combustible » dans la feuille de calcul *Outils* pour accéder aux valeurs du pouvoir calorifique de divers carburants exprimé sur une base sèche.

Projet proposé

L'utilisateur choisit le type de projet proposé parmi les sept options de la liste déroulante : « Production de chaleur seulement », « Production d'électricité seulement », « Production de froid seulement », « Production de chaleur et d'électricité », « Production de froid et d'électricité », « Production de chaleur et de froid » ou « Production de froid, de chaleur et d'électricité ».

Voir l'une des figures suivantes :

[Projet de production de chaleur seulement](#)
[Projet de production d'électricité seulement](#)
[Projet de production de froid seulement](#)
[Projet de production de chaleur et d'électricité](#)
[Projet de production de froid et d'électricité](#)
[Projet de production de chaleur et de froid](#)
[Projet de production de froid, de chaleur et d'électricité](#)

Pour plus d'information concernant l'utilisation du modèle RETScreen pour projets de cogénération, se référer à l'organigramme du modèle Cogénération.

Note : À ce stade, l'utilisateur doit compléter la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Caractéristiques du cas proposé

Le modèle peut évaluer des projets de production de chaleur, de froid et/ou d'électricité utilisant des équipements de différents types, choisis par l'utilisateur dans les feuilles de calcul *Choix des équipements* et *Modèle énergétique*. Les systèmes à modéliser peuvent servir à fournir les charges de base, intermédiaire (possibilité de 2 niveaux), de pointe et/ou de secours, en fonction de l'application (par ex. chauffage).

La section « Caractéristiques du cas proposé » est divisée en trois sous-sections (en fonction du type de projet proposé) : électricité, chaleur et froid. Seules les sections pertinentes au type de système à concevoir sont affichées.

Contribution des systèmes

Le graphique « Contribution des systèmes » est un histogramme présentant un sommaire des performances du système modélisé. La barre verticale à gauche de l'histogramme présente, en %, les contributions cumulées des puissances installées (kW) de chaque installation (charge de base, intermédiaire, intermédiaire #2 et de pointe) par rapport à la charge de pointe du système comme cela a été calculé dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. La hauteur de cette barre peut dépasser 100 %, ce qui montre la marge de sécurité du système combinant les différentes installations pour assurer la charge de pointe. La barre verticale à droite de l'histogramme présente, en %, la contribution de l'énergie fournie (MWh) par chacune des installations par rapport à la demande énergétique totale du système, calculée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. La hauteur de cette barre ne peut pas dépasser 100 %.

Électricité

Le système de production d'électricité du cas proposé peut comprendre jusqu'à quatre installations différentes :

1. Le système de production d'électricité de base, qui fonctionne selon le choix de la « stratégie d'exploitation » sélectionnée dans la feuille de calcul *Choix des équipements*;
2. Le système de production d'électricité intermédiaire, qui fonctionne selon le choix de la « stratégie d'exploitation » sélectionnée dans la feuille de calcul *Choix des équipements*. On considère que l'installation de production d'électricité de base fonctionne à pleine puissance à partir du moment où on lui ajoute une installation de production d'électricité intermédiaire;
3. Le système de production d'électricité de pointe, qui est conçu pour répondre à une faible partie de la demande d'électricité annuelle pendant les périodes de pointe; et/ou,

4. Le système de production d'électricité de secours (optionnel), qui est utilisé en cas d'arrêt des autres systèmes.

Si la charge peut être alimentée par le réseau électrique extérieur, ce dernier peut être considéré comme l'installation de pointe ou de secours.

Voir l'une des figures suivantes :

[Production d'électricité - Définition des charges de base et de pointe](#)

[Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

Système de production d'électricité de base

L'utilisateur entre l'information sur le système de production d'électricité de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production d'électricité de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Stratégie d'exploitation

L'utilisateur choisit la stratégie d'exploitation dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

S'il y a des installations de production d'électricité de base et intermédiaire, la stratégie d'exploitation du système de production d'électricité de base est considérée être « pleine puissance électrique ».

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production d'électricité de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production d'électricité de base par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge par le système de production d'électricité de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par le système de production d'électricité de base par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau par le système de production d'électricité de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Système de production d'électricité intermédiaire

L'utilisateur entre l'information sur le système de production d'électricité intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production d'électricité intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Stratégie d'exploitation

L'utilisateur choisit la stratégie d'exploitation dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production d'électricité intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production d'électricité intermédiaire par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge par le système de production d'électricité intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par le système de production d'électricité intermédiaire par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau par le système de production d'électricité intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Système de production d'électricité de pointe

Le système de production d'électricité de pointe est conçu pour répondre à la charge électrique de pointe qui ne peut pas être comblée par les systèmes de production d'électricité de base et/ou intermédiaire, parce que leur capacité cumulée est insuffisante ou alors pour être en mesure de procéder à des arrêts programmés de ces équipements.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production d'électricité de pointe considéré à partir de la liste déroulante. En choisissant « Non nécessaire », la section système de production d'électricité de pointe sera entièrement cachée. Toutefois, si « Non nécessaire » est choisi et que la capacité suggérée est supérieure à 0, cette section ne sera pas cachée et les calculs effectués par le modèle seront incorrects.

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible qui est utilisé par le système de production d'électricité de pointe à partir de la liste déroulante. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible consommé par le système de production d'électricité de pointe.

Capacité suggérée

Le modèle calcule la capacité suggérée du système de production d'électricité de pointe. Cette valeur est calculée en soustrayant la capacité du système de production d'électricité de base et celle du système de production d'électricité intermédiaire, s'il y en a un, de la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé, calculée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Il est à noter que si la disponibilité des systèmes de production d'électricité de base et/ou intermédiaire est inférieure à 100 % (ou 8 760 h/année), alors la capacité de ces systèmes sera ajoutée à la capacité suggérée du système de production d'électricité de pointe.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production d'électricité de pointe. Si la capacité entrée est inférieure à la capacité suggérée par le modèle pour le système de production d'électricité de pointe, on considère alors que le système ne peut pas répondre à la charge électrique de pointe dans les conditions de conception et les calculs effectués par le modèle seront incorrects. Le graphique « Contribution des systèmes » peut être utilisé comme guide de référence.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production d'électricité de pointe par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule l'électricité fournie à la charge par le système de production d'électricité de pointe.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par le système de production d'électricité de pointe par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité de pointe. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les figures suivantes montrent les consommations spécifiques moyennes de l'International Standards Organization (ISO) dans les conditions standards soit 15 °C (59 °F), 1 atmosphère (101,3 kPa) et 60 % en humidité relative, conditions généralement utilisées par les fabricants. Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. Les figures montrent les consommations spécifiques de différents équipements basées sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel. La consommation spécifique varie normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale.

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

[Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCI \(< 6 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCS \(< 6 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI \(< 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS \(< 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI \(>= 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS \(>= 50 MW\)](#)

Système de production d'électricité de secours (optionnel)

Le système de production d'électricité de secours est conçu pour répondre à la demande d'électricité dans le cas d'une panne d'un des systèmes de production d'électricité de base, intermédiaire ou de pointe. C'est un équipement optionnel et la décision d'en prévoir un dépend de l'importance d'assurer, en tout temps, les besoins des diverses charges électriques. On peut souvent décider que le système de production d'électricité de pointe a une capacité suffisante pour assurer la puissance de secours nécessaire. Il n'est alors pas nécessaire de prévoir un système de secours supplémentaire.

Type

L'utilisateur entre le type de système de production d'électricité de secours considéré (si nécessaire).

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production d'électricité de secours optionnel.

Le système de production d'électricité de secours peut être considéré comme étant une des parties du système global de production électrique. Une règle souvent utilisée est que chaque centrale doit posséder une capacité de secours égale à la plus grande des capacités de production d'électricité de base, intermédiaire, ou de pointe. Par exemple, une génératrice de secours peut être utilisée dans l'éventualité de l'arrêt imprévu d'un des systèmes. La capacité du système de secours peut être évaluée comme la plus importante par comparaison aux puissances électriques de base, intermédiaire, et de pointe. Dans certains cas, le concepteur choisira de ne pas prévoir de système de secours indépendant, et comptera sur le système de production d'électricité de pointe, quitte à en augmenter la capacité installée.

Cette donnée n'a pas de conséquence pour les calculs énergétiques, elle est seulement utilisée dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*.

Chaleur

Le système de production de chaleur du cas proposé peut comprendre jusqu'à cinq installations différentes :

1. Le système de production de chaleur de base, qui peut provenir d'une chaudière, d'un générateur de chaleur, etc. ou de l'énergie thermique récupérée d'un équipement de production d'électricité ou d'un procédé. En général, c'est ce système de production de chaleur qui assure la majeure partie de la demande de chaleur de base annuelle;

2. Le système de production de chaleur intermédiaire, qui peut provenir d'une chaudière, etc. ou de l'énergie thermique récupérée d'un équipement de production d'électricité ou d'un procédé;
3. Le système de production de chaleur intermédiaire #2 qui est seulement disponible si le projet comprend déjà des systèmes de production d'électricité de base et intermédiaire. En général, ce deuxième système de production d'électricité intermédiaire est conçu pour combler la majeure partie de la demande de chaleur qui n'est pas déjà comblée par les systèmes de production de chaleur de base et intermédiaire;
4. Le système de production de chaleur de pointe, qui est conçu pour répondre à une faible partie de la demande de chaleur annuelle pendant les périodes de pointe; et/ou,
5. Le système de production de chaleur de secours (optionnel), qui est utilisé en cas d'arrêt des autres systèmes.

Voir l'une des figures suivantes :

[Production de chaleur - Définition des charges de base et de pointe](#)

[Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

[Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire, intermédiaire #2 et de pointe](#)

Système de production de chaleur de base

L'utilisateur entre l'information sur la production de chaleur de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*. Quand le projet proposé est un projet de production de chaleur et d'électricité ou un projet de production de chaleur, de froid et d'électricité, le modèle considère que le système de récupération de chaleur du système de production d'électricité de base constitue le système de production de chaleur de base.

Type

L'utilisateur choisit le type du système de production de chaleur de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de chaleur de base par rapport à la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé.

Chaleur fournie

Le modèle calcule la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur de base.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur de base par rapport à la demande énergétique du système de production de chaleur du cas proposé.

Système de production de chaleur intermédiaire

L'utilisateur entre l'information sur le système de production de chaleur intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Si aucun système de production d'électricité intermédiaire n'a été spécifié dans la feuille de calcul *Choix des équipements* (Système de base et intermédiaire), l'utilisateur peut spécifier un système de production de chaleur intermédiaire au niveau de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Type

L'utilisateur choisit le type du système de production de chaleur intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Si aucun système de production d'électricité intermédiaire n'a été spécifié dans la feuille de calcul *Choix des équipements* (Système de base et intermédiaire), l'utilisateur peut choisir le type du système de production de chaleur intermédiaire au niveau de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur intermédiaire dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Si aucun système de production d'électricité intermédiaire n'a été spécifié dans la feuille de calcul *Choix des équipements* (Système de base et intermédiaire), l'utilisateur peut entrer la capacité du système de production de chaleur intermédiaire au niveau de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de chaleur intermédiaire par rapport à la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé.

Chaleur fournie

Le modèle calcule la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur intermédiaire.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur intermédiaire par rapport à la demande énergétique du système de production de chaleur du cas proposé.

Système de production de chaleur intermédiaire [#2]

Le système de production de chaleur intermédiaire (#2) est conçu pour combler la majeure partie de la demande de chaleur qui n'est pas déjà comblée par le système de production de chaleur de base et par le système de production de chaleur intermédiaire, s'il y a lieu. Le système de production de chaleur intermédiaire (#2) est particulièrement utile lorsque la chaleur récupérée des installations de production électrique ne répond pas à une proportion raisonnable de la demande totale de chaleur.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production de chaleur intermédiaire (#2) considéré à partir de la liste déroulante. En choisissant « Non nécessaire », la section système de production de chaleur intermédiaire (#2) sera entièrement cachée.

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible qui est utilisé par le système de production de chaleur intermédiaire (#2) à partir de la liste déroulante. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible consommé par le système de production de chaleur intermédiaire (#2).

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur intermédiaire (#2). Le graphique « Contribution des systèmes » peut être utilisé comme guide de référence.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de chaleur intermédiaire (#2) par rapport à la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Chaleur fournie

Le modèle calcule la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur intermédiaire (#2).

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur intermédiaire (#2) par rapport à la demande énergétique du système de production de chaleur du cas proposé.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de chaleur intermédiaire (#2). Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Les valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de chaleur sont comprises entre 55 % pour les chaudières ou générateurs de chaleur standards (avec témoin) et 350 % pour une pompe à chaleur dont la source est le sol. Des valeurs typiques de rendement d'un système de production de chaleur sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur](#). Les rendements des trois premiers systèmes de la liste sont basés sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel.

Système de production de chaleur de pointe

Le système de production de chaleur de pointe est conçu pour répondre à la demande de chaleur restante qui n'est pas comblée par les systèmes de production de chaleur de base, intermédiaire et/ou, si c'est le cas, intermédiaire #2, parce que leur capacité cumulée est insuffisante ou alors pour être en mesure de procéder à des arrêts programmés de ces équipements.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production de chaleur de pointe considéré à partir de la liste déroulante. En choisissant « Non nécessaire », la section système de production de chaleur de pointe sera entièrement cachée. . Toutefois, si « Non nécessaire » est choisi et que la capacité suggérée est supérieure à 0, cette section ne sera pas cachée et les calculs effectués par le modèle seront incorrects.

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible qui est utilisé par le système de production de chaleur de pointe à partir de la liste déroulante. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible consommé par le système de production de chaleur de pointe.

Capacité suggérée

Le modèle calcule la capacité suggérée du système de production de chaleur de pointe. Cette valeur est calculée en soustrayant la capacité du système de production de chaleur de base, celle du système de production de chaleur intermédiaire et celle du système de production de chaleur intermédiaire #2, s'il y en a un, de la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé, calculée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur de pointe. Si la capacité entrée est inférieure à la capacité suggérée par le modèle pour le système de production de chaleur de pointe, on considère alors que le système ne peut pas répondre à la charge de chaleur de pointe dans les conditions de conception et les calculs effectués

par le modèle seront incorrects. Le graphique « Contribution des systèmes » peut être utilisé comme guide de référence.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de chaleur de pointe par rapport à la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Chaleur fournie

Le modèle calcule la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur de pointe.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur de pointe par rapport à la demande énergétique du système de production de chaleur du cas proposé.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de chaleur de pointe. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Les valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de chaleur sont comprises entre 55 % pour les chaudières ou générateurs de chaleur standards (avec témoin) et 350 % pour une pompe à chaleur dont la source est le sol. Des valeurs typiques de rendement d'un système de production de chaleur sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur](#). Les rendements

des trois premiers systèmes de la liste sont basés sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel.

Système de production de chaleur de secours (optionnel)

Le système de production de chaleur de secours est conçu pour répondre à la demande de chaleur dans le cas d'une panne d'un des systèmes de production de chaleur de base, intermédiaire, intermédiaire #2 ou de pointe. C'est un équipement optionnel et la décision d'en prévoir un dépend de l'importance d'assurer, en tout temps, les besoins thermiques, dans leur totalité ou non. On peut souvent décider que le système de production de chaleur de pointe a une capacité suffisante pour assurer la puissance de secours nécessaire. Il n'est pas alors nécessaire de prévoir un système de secours supplémentaire.

Type

L'utilisateur entre le type de système de production de chaleur de secours considéré (si nécessaire).

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur de secours optionnel.

Le système de production de chaleur de secours peut être considéré comme étant une des parties du système global de production de chaleur. Une règle souvent utilisée est que chaque centrale doit posséder une capacité de secours égale à la plus grande des capacités de production de chaleur de base, intermédiaire, intermédiaire #2, ou de pointe. Par exemple, un système de production de chaleur de secours peut être utilisé dans l'éventualité de l'arrêt imprévu d'un des systèmes. Dans certains cas, le concepteur choisira de ne pas prévoir de système de secours indépendant, et comptera sur le système de production de chaleur de pointe, quitte à en augmenter la capacité installée.

La décision d'installer un système de chauffage de secours dépend de l'approche adoptée par les concepteurs; le système de secours procure une plus grande sécurité, mais il fait monter le coût des projets des installations neuves. Souvent, on utilise une chaudière usagée comme système de secours. Dans d'autres cas, le concepteur choisira de ne pas prévoir de système de secours indépendant, et comptera sur le système de production de chaleur de pointe, quitte à en augmenter la capacité installée.

Cette entrée n'a pas de conséquence pour les calculs énergétiques, elle est seulement utilisée dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*.

Froid

Le système de production de froid du cas proposé peut comprendre jusqu'à trois installations différentes :

1. Le système de production de froid de base, qui assure la majeure partie de la demande de froid de base annuelle;
2. Le système de production de froid de pointe, qui est conçu pour répondre à une petite partie de la demande de froid annuelle pendant les périodes de pointe; et/ou,
3. Le système de production de froid de secours (optionnel), qui est utilisé en cas d'arrêt des autres systèmes.

Voir la figure suivante :

[Production de froid - Définition des charges de base et de pointe](#)

Système de production de froid de base

L'utilisateur entre l'information sur le système de production de froid de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Type

L'utilisateur choisit le type du système de production de froid de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Source d'énergie/Type de combustible

L'utilisateur choisit la source d'énergie ou le type de combustible pour la production de froid de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et la valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité de production de froid de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de froid de base par rapport à la charge de pointe du système de production de froid du cas proposé.

Froid fourni

Le modèle calcule la quantité de froid fournie par le système de production de froid de base dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de froid fournie par le système de production de froid de base par rapport à la demande énergétique du système de production de froid du cas proposé.

Système de production de froid de pointe

L'utilisateur entre l'information sur la production de froid de pointe dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production de froid de pointe dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Source d'énergie/Type de combustible

L'utilisateur choisit la source d'énergie ou le type de combustible pour la production de froid de pointe dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et la valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Capacité

L'utilisateur choisit la capacité du système de production de froid de pointe dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de froid de pointe par rapport à la charge de pointe du système de production de froid du cas proposé.

Froid fourni

Le modèle calcule la quantité de froid fournie par le système de production de froid de pointe dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de froid fournie par le système de production de froid de pointe par rapport à la demande énergétique du système de production de froid du cas proposé.

Système de production de froid de secours (optionnel)

Le système de production de froid de secours est conçu pour répondre à la demande de froid dans le cas d'une panne d'un des systèmes de production de froid de base et/ou de pointe. C'est un équipement optionnel et la décision d'en prévoir un dépend de l'importance d'assurer, en tout temps, les besoins de froid, dans leur totalité ou non. On peut souvent décider que le système de production de froid de pointe a une capacité suffisante pour assurer la puissance de secours nécessaire. Il n'est pas alors nécessaire de prévoir un système de secours supplémentaire.

Type

L'utilisateur entre le type de système de production de froid de secours considéré (si nécessaire).

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de froid de secours optionnel.

Le système de production de froid de secours peut être considéré comme étant une des parties du système global de production de froid. Généralement, le système de production de froid de secours est envisagé pour combler les charges de froid des applications les plus critiques (p. ex. pour un procédé industriel, des équipements informatiques, etc.). Le système de production de froid de secours prend le relais en cas de panne d'un des systèmes de production de froid ou lors de l'entretien d'un de ces systèmes.

Sommaire du cas proposé

Cette section présente un résumé des types de combustible utilisés, de la consommation estimée de chacun de ces combustibles, de la capacité installée et de l'énergie fournie par chacun des différents systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid afin de répondre à la charge de pointe et à la demande d'énergie du cas proposé. Toutes ces valeurs sont calculées dans les feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Charge et réseau* ou *Choix des équipements*. Ces valeurs sont copiées automatiquement dans les feuilles de calcul *Analyse des coûts*, *Analyse des GES* et *Sommaire financier*.

L'utilisateur choisit, en cochant les cases appropriées, quel système ou quel combustible peut être considéré comme pouvant bénéficier de crédits pour production d'Énergie Propre (ÉP). Cette information sera utilisée dans les calculs du *Sommaire financier*.

Charge et conception du réseau

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Charge et conception du réseau* permet à l'utilisateur de caractériser la charge de production de chaleur, de froid et/ou d'électricité pour les systèmes des cas proposé et de référence. Cette feuille de calcul permet aussi de faire une conception préliminaire et une estimation des coûts d'un réseau de chauffage urbain et/ou de distribution de froid.

Projet de production de chaleur

Caractéristiques du site

Station météorologique la plus proche du projet

L'utilisateur entre, à titre de référence seulement, le nom de la station météorologique la plus proche ou la plus représentative des conditions climatiques de l'endroit où se situe le projet. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Température extérieure de calcul de chauffage

L'utilisateur entre la température (en °C) extérieure de calcul de chauffage pour le site du projet, à savoir la température minimale mesurée à une fréquence d'au moins 1 % durant l'année [ASHRAE, 1997]. Cette température sert à calculer la demande de chauffage. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Les valeurs typiques de températures extérieures de calcul de chauffage varient de -40 à 15 °C.

Si l'utilisateur choisit les unités impériales en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, les valeurs équivalentes en °F s'afficheront aussi.

Note : Les valeurs de la température extérieure de calcul de chauffage, qui sont présentées dans la base de données météorologiques en ligne RETScreen, sont calculées sur une base horaire et pour une année complète. L'utilisateur peut changer la valeur proposée pour tenir compte des conditions locales particulières. Par exemple, le site où les températures sont enregistrées (p. ex. un aéroport) peut être en permanence de 1 à 2 °C plus froid que le site du projet (p. ex. dans le centre d'une grande ville avoisinante).

L'utilisateur doit être conscient que lorsque la température extérieure de calcul de chauffage est modifiée, les degrés-jours mensuels et les charges de chauffage devraient être ajustés en conséquence.

Degrés-jours annuels de chauffage sous 18 °C

Le modèle calcule le nombre de degrés-jours annuels de chauffage sous 18 °C (65 °F) en faisant la somme des degrés-jours mensuels entrés par l'utilisateur. Le nombre de degrés-jours pour une journée représente la différence de température, en °C, entre la température extérieure moyenne de la journée et une température spécifique qui est fixée à 18 °C, c'est-à-dire lorsque la température de consigne en mode chauffage est 18 °C. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Si l'utilisateur choisit les unités impériales en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, les valeurs équivalentes en °F s'afficheront aussi.

Demande de base d'eau chaude sanitaire

L'utilisateur entre, en pourcentage, son estimation de la fraction de la demande totale d'énergie thermique que représente le chauffage de l'eau sanitaire (excluant la chaleur de procédés).

En général, pour les climats froids, la demande de base consacrée à la production d'eau chaude sanitaire varie de 0 à 25 % du total des besoins en énergie thermiques. Ainsi, dans un hôpital, il est probable qu'on utilise 25 % de l'énergie destinée au chauffage pour chauffer de l'eau, alors que, dans un immeuble à bureaux, la proportion équivalente n'est peut-être que de 10 %. S'il n'est pas prévu d'utiliser de l'énergie thermique pour l'eau chaude sanitaire, l'utilisateur entre 0. En choisissant, chaleur pour procédé seulement (donc sans chauffage des locaux) dans la section « Système de production de chaleur du cas de référence », cette cellule ainsi que celle des degrés-jours équivalents pour l'eau chaude sanitaire seront cachées.

Degrés-jours équivalents pour eau chaude sanitaire

Le modèle calcule les degrés-jours de chauffage qui équivalent, pour les bâtiments étudiés, à l'énergie nécessaire à la production d'eau chaude sanitaire. Bien que les calculs relatifs au chauffage des bâtiments soient faits à partir des données de normales climatiques, exprimées en degrés-jours, la quantité de chaleur nécessaire à la production d'eau chaude sanitaire est souvent exprimée en degrés-jours/jour.

Les valeurs de degrés-jours équivalents pour la production d'eau chaude sanitaire s'établissent habituellement entre 0 et 10 degrés-jours/jour. Une faible demande d'énergie pour le chauffage de l'eau équivaut à 2 degrés-jours/jour et une forte demande (par ex. un hôpital), à une valeur de 6 à 10 degrés-jours/jour. En choisissant chaleur pour procédé seulement (donc sans chauffage des locaux) dans la section « Système de production de chaleur du cas de référence », cette cellule ainsi que celle de la demande de base d'eau chaude sanitaire seront cachées.

Heures équivalentes à plein régime

Le modèle calcule les heures équivalentes à plein régime du système de production de chaleur, ce qui représente le rapport entre la demande de chaleur totale divisée par la charge de chaleur de pointe totale. Cette valeur s'exprime en heures. Elle est équivalente aux nombres d'heures pendant lesquelles un système de production de chaleur conçu spécifiquement pour répondre à la charge de chaleur de pointe totale fonctionnerait à sa puissance maximale afin de répondre à la demande de chaleur annuelle totale. En général, les heures équivalentes à plein régime varient de 1 500 à 4 200 heures pour le chauffage. La valeur supérieure de cet intervalle est plus élevée pour des systèmes dont la demande de base d'eau chaude sanitaire ou la demande de chaleur du procédé est élevée.

Données mensuelles

L'utilisateur entre les degrés-jours sous 18 °C (65 °F) sur une base mensuelle. Le nombre de degrés-jours sous 18 °C pour un mois est la somme des degrés-jours pour chacune des journées de ce mois sous 18 °C. Le nombre de degrés-jours pour une journée représente la différence de température, en °C, entre la température extérieure moyenne de la journée et une température spécifique qui est fixée à 18 °C, c'est-à-dire lorsque la température de consigne en mode chauffage est 18 °C. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Si l'utilisateur choisit les unités impériales en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, les valeurs équivalentes en °F s'afficheront aussi.

Système de production de chaleur du cas de référence

L'utilisateur choisit le type de charge de chaleur à partir de la liste déroulante.

Note technique sur la conception du réseau de chauffage urbain

Le but de cette note technique est de fournir à l'utilisateur un exemple de conception de réseau de chauffage urbain avec le modèle RETScreen. L'exemple présenté ci-dessous fait référence aux valeurs proposées dans l'exemple de la section [Système de production de chaleur du cas de référence](#) et dans l'exemple de la section [Réseau de chauffage urbain du cas proposé](#).

Dans un réseau de chauffage urbain, l'énergie thermique sous forme d'eau chaude, est pompée à partir de la centrale de chauffage et/ou de la centrale électrique (avec récupération de chaleur) vers les bâtiments. L'eau chaude circule à travers un réseau de tuyaux isolés, généralement souterrains, comprenant la ligne principale de distribution et les lignes secondaires de distribution.

Le réseau peut être conçu sous la forme de branches, tel que présenté dans l'exemple de [Disposition d'un réseau urbain](#), ou sous la forme d'une boucle.

Cette figure montre comment des groupes de bâtiments peuvent être connectés à la ligne principale d'un réseau de chauffage urbain (c.-à-d. sections 1, 2, etc.). Notons que l'édifice à bureaux (groupe 4) et l'édifice résidentiel (groupe 5) ne sont pas dans le même groupe car ils ont des charges de chauffage différentes. S'ils étaient regroupés, le diamètre des tuyaux de la ligne secondaire de distribution ne serait pas dimensionné correctement par le modèle. Le tableau de l'exemple de [Disposition d'un réseau urbain et de la charge de chaleur](#) fait la synthèse des valeurs de charges en chauffage et des longueurs de tuyaux pour chaque groupe de bâtiments présenté dans l'exemple.

Surface de planchers chauffés du bâtiment [zone/groupe]

Surface de planchers chauffés du bâtiment

L'utilisateur entre la surface totale de planchers chauffés du bâtiment.

Dans le cas de production de chaleur pour procédé uniquement, cette valeur est entrée à titre de référence seulement

Surface de planchers chauffés de la zone

L'utilisateur entre la surface totale de planchers chauffés pour chaque zone du bâtiment. Une zone représente un nombre quelconque de sections de bâtiment similaires (c.-à-d., qui présentent des charges de chauffage identiques) qui sont reliées en un seul point au réseau de distribution de chaleur.

Note : Si l'utilisateur entre 0 ou laisse vide la cellule correspondante à la surface de planchers chauffés d'une zone d'un bâtiment, les cellules restantes de la colonne de cette zone seront cachées. Dans le cas de la production de chaleur pour procédé uniquement, la surface de planchers chauffés est entrée à titre de référence seulement, mais elle doit être inscrite pour chaque zone de bâtiment considérée afin de pouvoir entrer les données dans les cellules restantes de la colonne.

Surface de planchers chauffés du groupe de bâtiments

L'utilisateur entre la surface totale de planchers chauffés pour chaque groupe de bâtiments. Un groupe de bâtiments est un nombre de bâtiments similaires (c.-à-d. qui présentent des charges de chauffage identiques) reliés en un seul point au réseau de distribution de chaleur. L'utilisateur obtient cette valeur pour chacun des bâtiments chauffés par le système de chauffage et regroupe ces valeurs pour entrer la surface totale de planchers chauffés (pour plus d'information, consulter la *Note technique sur la conception du réseau de chauffage urbain*).

Note : Si l'utilisateur entre 0 ou laisse vide la cellule correspondante à la surface de planchers chauffés du groupe de bâtiments, les cellules restantes de la colonne du groupe de bâtiment seront cachées. Dans le cas de la production de chaleur pour procédé uniquement, la surface de planchers chauffés est entrée à titre de référence seulement, mais elle doit être inscrite pour chaque groupe de bâtiment considéré afin de pouvoir entrer les données dans les cellules restantes de la colonne.

Nombre de bâtiments du groupe de bâtiments

L'utilisateur entre le nombre de bâtiments dans chaque groupe de bâtiments.

Type de combustible

L'utilisateur choisit, à partir de la liste déroulante, le type de combustible qui est utilisé par le système de production de chaleur du cas de référence. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de chaleur du cas de référence. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Les valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de chaleur sont comprises entre 55 % pour les chaudières ou générateurs de chaleur standards (avec témoin) et 350 % pour une pompe à chaleur dont la source est le sol. Des valeurs typiques de rendement d'un système de production de chaleur sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur](#). Les trois premiers de la liste sont basés sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel.

Calcul de la charge de chaleur

Charge de chauffage du bâtiment [zone/groupe]

L'utilisateur entre la charge de chauffage du bâtiment, de la zone ou du groupe de bâtiments. Si cette valeur est inconnue (par ex. sur la facture en combustible), l'utilisateur peut utiliser la fonction d'Excel « Outils, Valeur cible... » pour la calculer facilement.

L'utilisateur peut se référer au [Graphe des charges de chauffage d'un bâtiment](#) [CET, 1997] pour estimer la puissance requise par unité de surface de planchers chauffés. Cette valeur dépend de la température extérieure de calcul de chauffage pour le site du

projet et du niveau d'isolation des bâtiments. Les valeurs typiques sont de l'ordre de 40 à 120 W/m².

Charge de chaleur de pointe du procédé

L'utilisateur entre la charge de chaleur de pointe du procédé dans le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. Cette valeur dépend du type et de la taille du procédé utilisé dans le bâtiment, mais le procédé en question est supposé indépendant des conditions météorologiques. Si la charge de chaleur du procédé (ou une fraction de celle-ci) dépend des conditions météorologiques (p. ex. un séchoir à bois), l'utilisateur peut entrer cette charge comme une partie de la charge de chauffage pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments.

Caractéristiques de la charge de chaleur du procédé

L'utilisateur choisit les caractéristiques de la charge de chaleur du procédé à partir de la liste déroulante.

L'option « détaillé » permet à l'utilisateur d'entrer les pourcentages du temps pendant lequel le procédé est opérationnel sur une base mensuelle dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence », située au bas de cette feuille de calcul. Si l'option « standard » est choisie, la charge du procédé sera considérée comme identique pour chaque mois de l'année et sera calculée à partir de la charge de chaleur de pointe du procédé et des heures équivalentes à plein régime pour la charge de chaleur du procédé.

Heures équivalentes à plein régime - chaleur pour procédé

Les heures équivalentes à plein régime pour la charge de chaleur du procédé sont définies comme le rapport entre la demande annuelle de chaleur du procédé divisée par la charge de chaleur de pointe du procédé. Cette valeur s'exprime en heures et est équivalente au nombre d'heures pendant lesquelles un système de production de chaleur conçu spécifiquement pour répondre à la charge de pointe en chaleur du procédé fonctionnerait à sa puissance maximale pour répondre à la demande de chaleur annuelle du procédé.

Si l'option « standard » pour les « Caractéristiques de la charge de chaleur du procédé » est choisie, l'utilisateur entre les heures équivalents à plein régime pour la charge de chaleur du procédé. Si c'est l'option « détaillé » qui est choisie, l'utilisateur entrera le pourcentage du temps pendant lequel le procédé fonctionne sur une base mensuelle dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence », située en bas de cette feuille. Le modèle calculera les heures équivalentes à plein régime de la charge de chaleur du procédé.

Des valeurs typiques des heures équivalentes à plein régime pour la charge de chaleur du procédé sont comprises entre 2 000 et 8 500 heures pour un procédé indépendant des conditions météorologiques et qui fonctionne 100 % du temps, et entre 200 et 2 000 heures pour un procédé qui ne fonctionne seulement qu'une partie de l'année.

Demande de chauffage

Le modèle calcule la demande annuelle de chauffage pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments; c'est l'énergie nécessaire pour chauffer les locaux (incluant la demande de base d'eau chaude sanitaire).

Demande de chaleur du procédé

Le modèle calcule la demande annuelle de chaleur du procédé pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments; c'est l'énergie nécessaire pour satisfaire la demande en chaleur du procédé.

Demande de chaleur totale

Le modèle calcule la demande annuelle de chaleur totale pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. C'est l'énergie requise par le système du cas de référence pour chauffer les locaux (eau chaude sanitaire comprise) et/ou pour fournir la chaleur du procédé.

Cette valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Charge de chaleur de pointe totale

Le modèle calcule la charge annuelle de chaleur de pointe totale du bâtiment, de la zone ou du groupe de bâtiments. C'est la puissance thermique maximale à laquelle devra répondre le système du cas de référence pour satisfaire la charge maximale de chauffage des locaux (eau chaude sanitaire comprise) et/ou la charge de chauffage du procédé. Généralement, cela coïncide avec le jour le plus froid de l'année pour les applications de chauffage des locaux.

Cette valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Consommation de combustible - unité

Le modèle calcule la consommation annuelle de combustible pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments.

Consommation de combustible - annuelle

Le modèle calcule la consommation annuelle de combustible pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour le type de combustible choisi pour chaque zone ou groupe de bâtiments.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible consommé par le système de production de chaleur du cas de référence.

Coût en combustible

Le modèle calcule le coût en combustible du système de production de chaleur du cas de référence.

Cette valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé

Réduction des besoins énergétiques

L'utilisateur entre le pourcentage de la charge de chaleur de pointe totale du système de production de chaleur du cas de référence qui est réduite grâce à l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé. Cette valeur est utilisée pour calculer la charge de chaleur moyenne du système de production de chaleur dans la section « Caractéristiques de la charge du cas proposé », située au bas de cette feuille. Cette valeur est aussi utilisée pour calculer la charge de chaleur de pointe nette et la demande de chaleur nette du système du cas proposé. Les valeurs typiques sont comprises entre 0 et 25 % et dépendent des mesures implantées.

Note : Ces mesures d'efficacité énergétique du cas proposé sont à ajouter aux améliorations d'efficacité énergétiques qui résultent de l'implantation du système du cas proposé, comme cela est calculé dans les autres feuilles. Par exemple, lors de l'implantation d'un nouveau système de production de froid, de chaleur et/ou d'électricité, l'utilisateur peut vouloir implanter d'autres mesures, comme l'amélioration de l'isolation de certains bâtiments, ce qui réduirait la charge du nouveau système du cas proposé.

Charge de chaleur de pointe nette

Le modèle calcule la charge de chaleur de pointe nette pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiment. C'est aussi la puissance thermique maximale à laquelle devra répondre le système de production de chaleur du cas de référence pour satisfaire la charge maximale de chauffage des locaux (eau chaude sanitaire comprise) et/ou la charge de chaleur du procédé après l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé. Généralement, cela coïncide avec le jour le plus froid de l'année pour les applications de chauffage.

Demande de chaleur nette

Le modèle calcule la demande annuelle de chaleur nette pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. C'est l'énergie requise par le système de production de chaleur du cas proposé pour chauffer les locaux (eau chaude sanitaire comprise) et/ou pour la chaleur du procédé après l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé.

Réseau de chauffage urbain du cas proposé

Cette section permet de préparer un concept préliminaire et un estimé des coûts pour un réseau de chauffage urbain (réseau de distribution de chaleur) associé au cas proposé.

Par exemple, les petits systèmes commerciaux de production de chaleur emploient habituellement des tuyaux de plastique (spécialement traités) ou des tuyaux d'acier isolé de plastique pour assurer la distribution de chaleur dans un réseau urbain. Le diamètre des tuyaux peut varier de 32 à 150 mm (1 ½" à 6"). Ce type de tuyauterie est économique à l'achat et les coûts d'installation et d'entretien sont relativement faibles. Par contre, la température maximale de l'eau chaude ne doit pas dépasser 95 °C pour les tuyaux de plastique et 130 °C pour les tuyaux d'acier. Le diamètre des tuyaux dépend de la charge de chaleur de pointe que le système doit combler. Puisqu'une tranchée contient un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour, la longueur réelle des tuyaux est égale au double de la longueur des tranchées. Par contre, dans cette section du modèle, la longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées.

Les pertes de chaleur d'un réseau de chauffage urbain varient en fonction de plusieurs facteurs. Par exemple, si le site du projet est couvert de neige, les pertes de chaleur du réseau seront moins importantes par rapport à un autre site, sans neige et sous les mêmes conditions de température. Le modèle RETScreen ne permet pas d'entrer une valeur de pertes de chaleur. Les pertes de chaleur annuelles d'un réseau de chauffage urbain moderne vont de 2 à 3 % du total de l'énergie fournie. Ces valeurs varient aussi en fonction de la longueur des tuyaux du réseau ou de l'énergie fournie par le système.

Par exemple, les pertes de chaleur sont de l'ordre de 58 W/m pour un réseau à deux tuyaux de types DN125 qui peut fonctionner à une température d'alimentation moyenne

annuelle de 100 °C et une température de retour moyenne annuelle de 50 °C. En supposant un différentiel de température de 45 °C (différence de température entre l'alimentation et le retour du réseau), la puissance de chauffage d'un réseau avec des tuyaux de type DN125 est de 3 400 kW. Pour plus de détails, consulter le manuel du chauffage urbain ou, *District Heating Handbook* [Randløv, 1997].

Critères de conception du réseau de chaleur

Température de calcul d'alimentation

L'utilisateur entre la température de calcul d'alimentation du réseau de chauffage urbain. Généralement, les tuyaux de plastique ont un diamètre inférieur à DN100 (100 mm ou 4") et une température maximale d'opération de 95 °C; les tuyaux d'acier peuvent habituellement supporter jusqu'à 130 °C. Si les deux types de tuyaux sont utilisés dans un même réseau, la température maximale d'opération sera fixée par la température maximale d'opération des tuyaux de plastique. La température minimale d'alimentation d'un réseau est de 70 °C afin de satisfaire les besoins en chauffage de l'eau sanitaire.

Pour plus d'information, se référer au graphique [Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de chauffage urbain](#). Des températures moyennes (MT) d'alimentation sont typiques dans des réseaux avec tuyaux d'acier. De basses températures (BT) d'alimentation sont typiques pour des réseaux avec tuyaux de plastiques ou des tuyaux mixtes (tuyaux de plastique et d'acier). Les réseaux urbains qui fonctionnent à haute température sont très rares, les températures d'alimentation sont alors bien au-dessus des températures présentées dans le graphique, soit environ 150 °C.

Température de calcul de retour

L'utilisateur entre la température de calcul de retour du réseau de chauffage urbain. Une température de retour plus faible est préférable car elle permet de réduire le diamètre des tuyaux (un différentiel de température plus important permet de réduire le débit pour une même puissance dissipée dans les bâtiments à chauffer), de réduire les pertes de chaleur et d'obtenir une meilleure efficacité au niveau du système de récupération thermique. Pour les vieux bâtiments, la température de retour du réseau urbain en hiver est de l'ordre de 75 °C. Pour les nouveaux bâtiments spécialement conçus pour être alimentés par un réseau urbain, il est possible de réduire cette température à 55 °C.

Pour plus d'information, se référer au graphique [Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de chauffage urbain](#). Des températures moyennes (MT) de retour sont typiques pour des réseaux de chauffage urbains intégrant des anciens et nouveaux bâtiments. Des basses températures (BT) de retour sont typiques d'un ensemble de bâtiments spécifiquement conçu pour intégrer un chauffage par réseau de chauffage urbain et une optimisation de la température de retour. Les réseaux urbains qui fonctionnent à haute température de retour sont très rares.

Différentiel de température

Le modèle calcule la différence entre la température de calcul d'alimentation et la température de calcul de retour du réseau de chauffage urbain. Cette valeur est utilisée pour calculer les dimensions des tuyaux du réseau de chauffage urbain.

Ligne principale de distribution de chaleur

La ligne principale de distribution est la partie du réseau urbain qui connecte plusieurs bâtiments ou plusieurs groupes de bâtiments au système de production de chaleur central et/ou à la centrale électrique (avec récupération de chaleur). La première section du réseau (directement à la sortie du système de chauffage central) a le plus grand diamètre puisqu'elle alimente tous les bâtiments du réseau. Plus on s'éloigne de la centrale, plus le diamètre des tuyaux du réseau diminue. Les tuyaux de la ligne principale de distribution peuvent passer de l'acier au plastique en autant que le réseau urbain est conçu pour une basse température (c.-à-d. moins de 95 °C).

Note : Si le réseau ne connecte qu'un seul bâtiment au système de production de chaleur central, cette ligne est considérée comme étant une ligne secondaire de distribution.

Surdimensionnement des tuyaux du réseau principal

L'utilisateur entre un facteur de surdimensionnement des tuyaux. La dimension initiale des tuyaux de chaque section de la ligne principale est alors automatiquement augmentée par le facteur de surdimensionnement des tuyaux entré par l'utilisateur. Ce paramètre est utile s'il est envisagé que la charge de chaleur du système soit augmentée dans le futur.

Par exemple, si la puissance de chauffage nécessaire pour une communauté est de 500 kW au départ, mais qu'il est envisagé d'augmenter le nombre de maisons raccordées dans le futur, un facteur de surdimensionnement des tuyaux du réseau de 10 % devrait être utilisé si la puissance additionnelle requise est de 50 kW. Ce facteur permettra aux nouvelles maisons de se connecter sur le même réseau de chauffage sans devoir le modifier. Le facteur de surdimensionnement permet aussi de déterminer quelle puissance supplémentaire le réseau est capable de fournir sans être modifié. Pour ce faire, l'utilisateur change le facteur de surdimensionnement jusqu'à ce que les dimensions des tuyaux du réseau augmentent. Si les dimensions des tuyaux changent pour un facteur de surdimensionnement de 15 %, cela indique que le réseau actuel est capable de fournir près de 15 % de puissance supplémentaire sans devoir être modifié.

Sections de tuyaux

L'utilisateur détermine, à partir de la liste déroulante, par quelle section de la ligne principale de distribution est alimentée en énergie chaque groupe de bâtiments du système central de production de chaleur. La longueur des tuyaux fait référence à la

longueur des tranchées (deux tuyaux). L'utilisateur spécifie la longueur de chaque section de la ligne principale de distribution. Le modèle calcule ensuite la puissance totale qui peut circuler dans chaque section et détermine la dimension des tuyaux en utilisant le facteur de surdimensionnement (pour plus d'information, consulter la *Note technique sur la conception du réseau de chauffage urbain*).

La détermination des dimensions des tuyaux se fait par une méthode simplifiée. Pour chaque section, le diamètre des tuyaux est fixé pour permettre une perte de pression de 1 à 2 millibar par mètre lorsque le débit maximum y circule. La vitesse maximale permise dans les tuyaux de plus grands diamètres est de 3 m/s. Avant l'installation, il est important de vérifier que le type de tuyau sélectionné est en mesure de résister à toutes les conditions d'opération et de répondre aux exigences en matière de sécurité et de fonctionnement tout au long de sa durée de vie utile. De plus, la dimension finale des tuyaux doit être validée par des calculs détaillés en tenant compte de la longueur, du nombre de vannes, de coudes, de connexions, etc.

Longueur totale des tuyaux de la ligne principale de distribution

Le modèle calcule la longueur totale des tuyaux de la ligne principale du réseau. La longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées (deux tuyaux).

Lignes secondaires de distribution de chaleur

Chaque ligne secondaire de distribution connecte des bâtiments isolés à la ligne principale de distribution. Si le système ne compte qu'un bâtiment connecté à la centrale de production de chaleur, cette ligne est considérée comme étant une ligne secondaire de distribution.

Surdimensionnement des tuyaux du réseau secondaire

L'utilisateur entre un facteur de surdimensionnement des tuyaux. La dimension initiale des tuyaux de chaque section de la ligne secondaire est alors automatiquement augmentée par le facteur de surdimensionnement des tuyaux entré par l'utilisateur. Ce paramètre est utile s'il est envisagé d'augmenter la charge de chauffage du système dans le futur.

Par exemple, si la puissance de chauffage nécessaire pour une communauté est de 500 kW au départ, mais qu'il est envisagé d'augmenter le nombre de maisons raccordées dans le futur, un facteur de surdimensionnement des tuyaux du réseau de 10 % devrait être utilisé si une puissance additionnelle de 50 kW est requise. Ce facteur permettra aux nouvelles maisons de se connecter sur le même réseau de chauffage sans devoir le modifier. Le facteur de surdimensionnement permet aussi de déterminer quelle puissance supplémentaire le réseau est capable de fournir sans être modifié. Pour ce faire, l'utilisateur change le facteur de surdimensionnement jusqu'à ce que les dimensions des tuyaux du réseau augmentent. Si les dimensions des tuyaux changent pour un facteur de

surdimensionnement de 15 %, cela indique que le réseau actuel est capable de fournir près de 15 % de puissance de chauffage supplémentaire sans devoir être modifié.

Les tuyaux des lignes secondaires ne seraient pas surdimensionnés si, par exemple, les nouveaux bâtiments à être ajoutés étaient indépendants des réseaux secondaires existants, par contre, la ligne principale devrait être surdimensionnée.

Longueur de la section de tuyaux

L'utilisateur entre la longueur de tuyaux de la ligne secondaire de distribution pour chaque groupe de bâtiments. Pour un groupe de bâtiments de même dimension (dimension des tuyaux identiques), l'utilisateur entre la somme des longueurs de tuyaux secondaires utilisés pour relier les bâtiments à la ligne principale de distribution. La longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées (deux tuyaux). Pour plus d'information, consulter la *Note technique sur la conception du réseau de chauffage urbain*.

Dimension des tuyaux

Le modèle calcule la dimension des tuyaux du réseau secondaire pour chaque groupe de bâtiments. Le calcul tient compte du facteur de surdimensionnement.

La détermination des dimensions des tuyaux se fait par une méthode simplifiée. Pour chaque section, le diamètre des tuyaux est fixé pour permettre une perte de pression de 1 à 2 millibar par mètre lorsque le débit maximum y circule. La vitesse maximale permise dans les tuyaux de plus grands diamètres est de 3 m/s. Avant l'installation, il est important de vérifier que le type de tuyau sélectionné est en mesure de résister à toutes les conditions d'opération et de répondre aux exigences en matière de sécurité et de fonctionnement tout au long de sa durée de vie utile. De plus, la dimension finale des tuyaux doit être validée par des calculs détaillés en tenant compte de la longueur, du nombre de vannes, de coudes, de connexions, etc.

Coût du réseau de chauffage urbain

Longueur totale des tuyaux

Le modèle calcule la longueur totale des tuyaux (des tranchées). Cette longueur est égale à la somme de la longueur totale des tuyaux de la ligne principale et de la longueur totale des tuyaux de la ligne secondaire.

Méthode d'évaluation des coûts

L'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts à partir des deux options de la liste déroulante. Si la méthode d'évaluation des coûts « formule » est choisie, le modèle évalue les coûts du projet à l'aide de formules intégrées au modèle. Si la méthode « détaillé » est

choisie, l'utilisateur entre les coûts des stations de transfert d'énergie et des tuyaux de distribution secondaire par groupe de bâtiments ainsi que les coûts des tuyaux de la ligne principale de distribution selon leur dimension.

Les coûts calculés par méthode d'évaluation des coûts « formule » sont basés sur des coûts de projets typiques canadiens (en date de janvier 2005). L'utilisateur peut ajuster ces coûts en fonction des conditions locales, par l'intermédiaire des facteurs de coût et du « Taux de change » dans les cellules adjacentes.

Type de connexion des stations de transfert d'énergie

L'utilisateur choisit le type de connexion des stations de transfert d'énergie à partir de la liste déroulante. Si le type « direct » est choisi, le modèle considère que le coût des stations de transfert d'énergie est égal à 75 % du coût du type de connexion « indirect ». Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » a été sélectionnée, l'utilisateur entre ces coûts.

Normalement, le système de distribution de chaleur du bâtiment est connecté indirectement au réseau de chauffage urbain par l'intermédiaire d'une station de transfert d'énergie située au sous-sol (où la chaudière serait normalement située). Par opposition, un système direct connecte directement le réseau de chauffage urbain au système de production de chaleur du bâtiment; toutefois, il y a tout de même un coût associé à la connexion du système.

Facteur de coût des stations de transfert d'énergie

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », un facteur de coût des stations de transfert d'énergie peut être entré par l'utilisateur. Ce facteur est utilisé pour modifier la valeur calculée par le modèle pour tenir compte des variations locales des coûts de construction, de l'inflation, etc.

Facteur de coût des tuyaux de la ligne principale de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », un facteur de coût des tuyaux de la ligne principale de distribution peut être entré par l'utilisateur. Ce facteur est utilisé pour modifier la valeur calculée par le modèle pour tenir compte des variations locales des coûts de construction, de l'inflation, etc.

Facteur de coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », un facteur de coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution peut être entré par l'utilisateur. Ce

facteur est utilisé pour modifier la valeur calculée par le modèle pour tenir compte des variations locales des coûts de construction, de l'inflation, etc.

Taux de change

L'utilisateur entre le taux de change pour convertir les coûts en dollars canadiens vers la devise monétaire du pays hôte du projet choisi en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*. Le taux entré correspond à la valeur d'un dollar canadien exprimée dans la devise du pays hôte du projet.

Coût des stations de transfert d'énergie

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », le modèle calcule le coût des stations de transfert d'énergie pour tous les groupes de bâtiments du réseau urbain en utilisant le graphique [Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour la chaleur](#). Le coût des stations de transfert d'énergie ayant une connexion de type « direct » est égal à 75 % du coût du type de connexion « indirect ». Si la méthode d'analyse des coûts « détaillé » a été sélectionnée, l'utilisateur entre les coûts des stations de transfert d'énergie par groupe de bâtiments. Le modèle calcule le coût total pour tous les groupes de bâtiments.

Les coûts présentés pour la station de transfert d'énergie incluent la fourniture du matériel et son installation dans un nouveau bâtiment. S'il s'agit d'un bâtiment existant et qu'il doit être modifié (p. ex. chauffage à la vapeur ou plinthes électriques), les coûts peuvent être beaucoup plus élevés et doivent être confirmés par un entrepreneur de la région. Noter que certains propriétaires de bâtiments peuvent choisir d'enlever les chaudières et les réservoirs d'eau chaude sanitaire afin de gagner de l'espace.

Chaque station de transfert d'énergie inclut des échangeurs de chaleur préfabriqués pour le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau domestique et la chaleur pour procédé. Les stations sont fournies avec les équipements de contrôle et toute la tuyauterie interne nécessaire pour se connecter facilement aux réseaux de distribution de chaleur interne et d'eau chaude sanitaire.

Les chauffe-eau sanitaires et les chaudières sont normalement remplacés par une seule station de transfert d'énergie. Si la consommation en eau chaude sanitaire est importante, un ou des réservoirs de stockage peuvent être ajoutés.

Généralement, chaque bâtiment inclut un compteur d'énergie. Le compteur enregistre le débit du fluide caloporteur qui passe dans la station de transfert d'énergie, ainsi que sa température à l'entrée et à la sortie. En intégrant ces données, le compteur est en mesure de calculer l'énergie absorbée par la station.

Les stations de transfert de chaleur préfabriquées, avec échangeurs de chaleur pour le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire, sont disponibles pour les maisons individuelles (unifamiliales) et pour les petits immeubles d'appartements. La station comprend deux

échangeurs à plaques ou tubulaires, une pompe de circulation, un réservoir d'expansion, des vannes motorisées et un compteur d'énergie.

Pour les plus gros bâtiments, la station de transfert d'énergie sera assemblée sur place avec le même type d'équipements que pour les plus petits bâtiments.

Coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », le modèle calcule le coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle en utilisant le graphique [Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de chaleur](#). Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » est choisie, l'utilisateur entre le coût total des tuyaux des lignes secondaires de distribution pour chaque groupe de bâtiments. Le modèle calcule ensuite la somme des coûts des tuyaux secondaires pour l'ensemble des groupes de bâtiments du réseau urbain.

Les coûts présentés incluent la fourniture du matériel (un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour) et son installation par mètre de tranchée. Les coûts par mètre sont valables pour deux tuyaux pré isolés spécialement conçus pour les réseaux urbains, et installés dans une tranchée de 600 mm de profond. Ils comprennent aussi la réparation du trottoir après l'installation. Les coûts pourraient être plus élevés si l'installation se fait sur un site rocheux (roc en surface) ou sur un site avec plusieurs installations souterraines (c.-à-d. ligne téléphonique ou électrique, conduites d'égouts ou d'eau sanitaire, etc.).

Les coûts de la ligne de distribution secondaire peuvent être répartis comme suit : 45 % pour le matériel, 45 % pour l'installation et de 10 % pour les équipements associés au pompage.

Coût total de connexion du groupe de bâtiments

Le modèle calcule le coût total de connexion de chaque groupe de bâtiments à partir du coût des stations de transfert d'énergie et le coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution de tous les groupes de bâtiments.

Sommaire des dimensions de tuyaux de la ligne principale de distribution

Le modèle présente un sommaire des dimensions (diamètres) des tuyaux de la ligne principale de distribution.

Sommaire des longueurs de tuyaux de la ligne principale de distribution

Le modèle calcule la longueur totale des tuyaux de la ligne principale de distribution pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle.

Sommaire des coûts de tuyaux de la ligne principale de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », le modèle calcule le coût des tuyaux de la ligne principale pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle en utilisant le graphique des [Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de chaleur](#). Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » est choisie, l'utilisateur entre le coût des tuyaux de la ligne principale de distribution pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle. Le modèle calcule ensuite le coût total des tuyaux de la ligne principale pour l'ensemble des groupes de bâtiments du réseau urbain.

Les coûts présentés incluent la fourniture du matériel (un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour) et son installation par mètre de tranchée. Les coûts par mètre sont valables pour deux tuyaux pré isolés spécialement conçus pour les réseaux urbains, et installés dans une tranchée de 600 mm de profond. Ils comprennent aussi la réparation du trottoir après l'installation. Les coûts pourraient être plus élevés si l'installation se fait sur un site rocheux (roc en surface) ou sur un site avec plusieurs installations souterraines (c.-à-d. ligne téléphonique ou électrique, conduites d'égouts ou d'eau sanitaire, etc.).

Les coûts de la ligne de distribution principale peuvent être répartis comme suit : 45 % pour le matériel, 45 % pour l'installation et de 10 % pour les équipements associés au pompage.

Coût total du réseau de chauffage urbain

Le modèle calcule le coût total du réseau de chauffage urbain, ce qui inclut les coûts totaux des tuyaux des lignes secondaires et principale de distribution et le coût total des stations de transfert d'énergie.

Projet de production de froid

Caractéristiques du site

Station météorologique la plus proche du projet

L'utilisateur entre, à titre de référence seulement, le nom de la station météorologique la plus proche ou la plus représentative des conditions climatiques de l'endroit où se situe le

projet. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Température extérieure de calcul de climatisation

L'utilisateur entre la température (en °C) extérieure de calcul de climatisation pour le site du projet, à savoir la température maximale mesurée à une fréquence d'au moins 1 % durant l'année [ASHRAE, 1997]. Cette température sert à calculer la demande de climatisation. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Les valeurs typiques de températures extérieures de calcul de climatisation varient de 10 à 47 °C.

Si l'utilisateur choisit les unités impériales en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, les valeurs équivalentes en °F s'afficheront aussi.

Note : Les valeurs de la température extérieure de calcul de climatisation, qui sont présentées dans la base de données météorologiques RETScreen, sont calculées sur une base horaire et pour une année complète. L'utilisateur peut changer la valeur proposée pour tenir compte des conditions locales particulières. Par exemple, le site où les températures sont enregistrées (p. ex. un aéroport) peut être en permanence de 1 à 2 °C plus froid que le site du projet (p. ex. dans le centre d'une grande ville avoisinante).

L'utilisateur doit être conscient que lorsque la température extérieure de calcul de climatisation est modifiée, les degrés-jours mensuels et les charges de climatisation devraient être ajustés en conséquence.

Degrés-jours annuels de climatisation au-dessus de 10 °C

Le modèle calcule le nombre de degrés-jours annuels de climatisation au-dessus de 10 °C (50 °F) en faisant la somme des degrés-jours mensuels entrés par l'utilisateur. Le nombre de degrés-jours pour une journée représente la différence de température, en °C, entre la température extérieure moyenne de la journée et une température spécifique qui est fixée à 10 °C dans ce cas. La température de consigne en mode climatisation est de 10 °C. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Si l'utilisateur choisit les unités impériales en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, les valeurs équivalentes en °F s'afficheront aussi.

Demande de froid indépendante des conditions météorologiques

L'utilisateur entre, en pourcentage, son estimation de la demande de froid indépendante des conditions météorologiques, soit une fraction des besoins totaux de froid (excluant le froid pour procédé). La demande de froid indépendante des conditions météorologiques peut être une accumulation de froid pour préserver de la nourriture ou pour climatiser des locaux qui abritent des serveurs informatiques.

Les valeurs typiques de la demande de froid indépendante sont comprises entre 5 à 30 % des besoins de base en refroidissement. S'il n'y a pas de demande de froid indépendante de la température extérieure, l'utilisateur entre 0. En choisissant froid pour procédé seulement (sans climatisation des locaux) dans la section « Système de production de froid du cas de référence », la cellule demande de froid indépendante des conditions météorologiques sera cachée.

Heures équivalentes à plein régime

Le modèle calcule les heures équivalentes à plein régime du système de production de froid, ce qui représente le rapport entre la demande de froid totale divisée par la charge de froid de pointe totale. Cette valeur s'exprime en heures et est équivalente aux nombres d'heures pendant lesquelles un système de production de froid conçu spécifiquement pour répondre à la charge de pointe fonctionnerait à sa puissance maximale pour répondre à la demande de froid annuelle totale. En général, les heures équivalentes à plein régime varient de 1 000 à 4 000 heures pour la climatisation. La valeur supérieure de cet intervalle est plus élevée pour des systèmes dont la demande de froid indépendante des conditions météorologiques ou la demande de froid du procédé est élevée.

Données mensuelles

L'utilisateur entre les degrés-jours au-dessus de 10 °C (50 °F) sur une base mensuelle. Le nombre de degrés-jours au-dessus de 10 °C pour un mois est la somme des degrés-jours pour chacune des journées de ce mois au-dessus de 10 °C. Le nombre de degrés-jours pour une journée représente la différence de température, en °C, entre la température extérieure moyenne de la journée et une température spécifique qui est fixée à 10 °C dans ce cas. La température de consigne choisie en mode production de froid est de 10 °C. Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

Si l'utilisateur choisit les unités impériales en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, les valeurs équivalentes en °F s'afficheront aussi.

Système de production de froid du cas de référence

L'utilisateur choisit le type de charge de froid à partir de la liste déroulante.

Note technique sur la conception du réseau de distribution de froid

Le but de cette note technique est de fournir à l'utilisateur un exemple de conception de réseau de distribution de froid avec le modèle RETScreen. L'exemple présenté ci-dessous fait référence aux valeurs proposées dans l'exemple de la section [Système de production de froid du cas de référence](#) et dans l'exemple de la section [Réseau de distribution de froid du cas proposé](#).

Dans un réseau urbain de distribution de froid, l'énergie thermique qui est sous forme d'eau froide, de mélange de glace fondante, ou de saumure, est pompée à partir du système de production de froid vers les bâtiments. L'eau froide circule à travers un réseau de tuyaux isolés ou non, généralement souterrains, comprenant la ligne principale de distribution et les lignes secondaires de distribution.

Le réseau peut être conçu sous forme de branches tel que présenté dans l'exemple de [Disposition d'un réseau urbain](#), ou sous la forme d'une boucle.

Cette figure montre comment des groupes de bâtiments peuvent être connectés à la ligne de distribution principale d'un réseau de distribution de froid (c.-à-d. sections 1, 2, etc.). Notons que l'édifice à bureaux (groupe 4) et l'édifice résidentiel (groupe 5) ne sont pas dans le même groupe car ils ont des charges de froid différentes. S'ils étaient regroupés, le diamètre des tuyaux de la ligne de distribution secondaire ne serait pas dimensionné correctement par le modèle. Le tableau de l'exemple de [Disposition d'un réseau urbain et de la charge de froid](#) fait la synthèse des valeurs de charges de froid et des longueurs de tuyaux pour chaque groupe de bâtiments présentés dans l'exemple.

Surface de planchers climatisés du bâtiment [zone/groupe]

Surface de planchers climatisés du bâtiments

L'utilisateur entre la surface totale de planchers climatisés du bâtiment.

Dans le cas de production de froid pour procédé uniquement, cette valeur est entrée à titre de référence seulement.

Surface de planchers climatisés de la zone

L'utilisateur entre la surface totale de planchers climatisés pour chaque zone du bâtiment. Une zone représente un nombre quelconque de sections de bâtiment similaires (c.-à-d. qui présentent des charges de climatisation identiques) qui sont reliées en un seul point au réseau de distribution de froid.

Note : Si l'utilisateur entre 0 ou laisse vide la cellule correspondant à la surface de planchers climatisés par zone de bâtiments, les cellules restantes de la colonne de cette section seront cachées. Dans le cas de la production de froid pour procédé uniquement, la surface de planchers chauffés est entrée à titre de référence seulement, mais elle doit être inscrite pour chaque zone de bâtiment considérée afin de pouvoir entrer les données dans les cellules restantes de la colonne.

Surface de planchers climatisés du groupe de bâtiments

L'utilisateur entre la surface totale de planchers climatisés pour chaque groupe de bâtiments. Un groupe de bâtiments est un nombre de bâtiments similaires (c.-à-d., qui présentent des charges de climatisation identiques) reliés en un seul point au réseau de distribution de froid. L'utilisateur obtient cette valeur pour chacun des bâtiments climatisés par le système de production de froid et regroupe ces valeurs pour entrer la surface totale de planchers climatisés (pour plus d'information, consulter la *Note technique sur la conception du réseau de distribution de froid*).

Note : Si l'utilisateur entre 0 ou laisse vide la cellule correspondante à la surface de planchers climatisés du groupe de bâtiments, les cellules restantes de la colonne du groupe de bâtiment seront cachées. Dans le cas de la production de froid pour procédé uniquement, la surface de planchers climatisés est entrée à titre de référence seulement, mais elle doit être inscrite pour chaque groupe de bâtiment considéré afin d'entrer les données dans les cellules restantes de la colonne.

Nombre de bâtiments du groupe de bâtiments

L'utilisateur entre le nombre de bâtiments dans chaque groupe de bâtiments.

Type de combustible

L'utilisateur choisit, à partir de la liste déroulante, le type de combustible qui est utilisé par le système de production de froid du cas de référence. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de froid du cas de référence. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car il est calculé sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Des valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de froid sont comprises entre 20 % pour la réfrigération à éjection de vapeur et 700 % pour les compresseurs. Des valeurs typiques du rendement du système de production de froid sont

présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de froid](#).

Calcul de la charge de froid

Charge de climatisation du bâtiment [zone/groupe]

L'utilisateur entre la charge de climatisation du bâtiment, de la zone ou du groupe de bâtiments. Si cette valeur est inconnue (par ex. la facture en combustible) l'utilisateur peut utiliser la fonction d'Excel « Outils, Valeur cible... » pour la calculer facilement.

L'utilisateur peut se référer au [Graphe des charges de climatisation d'un bâtiment](#) pour estimer la puissance requise par unité de surface de planchers climatisés. Cette valeur dépend de la température extérieure de calcul de climatisation pour le site du projet et du niveau d'isolation des bâtiments. Les valeurs typiques vont de 20 à 50 W/m².

Charge de froid de pointe du procédé

L'utilisateur entre la charge de froid de pointe du procédé dans le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. Cette valeur dépend du type et de la taille du procédé utilisé dans le bâtiment, mais le procédé en question est supposé indépendant des conditions météorologiques. Si la charge de froid du procédé (ou une fraction de celle-ci) dépend des conditions météorologiques (p. ex. accumulation de froid), l'utilisateur peut entrer cette charge comme une partie de la charge de climatisation de froid pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments.

Caractéristiques de la charge de froid du procédé

L'utilisateur choisit les caractéristiques de la charge de froid du procédé à partir de la liste déroulante.

L'option « détaillé » permet à l'utilisateur d'entrer les pourcentages du temps pendant lequel le procédé est opérationnel sur une base mensuelle dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence », située au bas de cette feuille de calcul. Si l'option « standard » est choisie, la charge du procédé est considérée comme identique pour chaque mois de l'année et est calculée à partir de la charge de froid de pointe du procédé et des heures équivalentes à plein régime pour la charge de froid du procédé.

Heures équivalentes à plein régime - froid pour procédé

Les heures équivalentes à plein régime pour la charge de froid du procédé sont définies comme le rapport entre la demande énergétique en production de froid divisée par la charge de froid de pointe du procédé. Cette valeur s'exprime en heures et est équivalente aux nombres d'heures pendant lesquelles un système de production de froid conçu

spécifiquement pour répondre à la charge de pointe de froid du procédé fonctionnerait à sa puissance maximale pour répondre à la demande de froid annuelle du procédé.

Si l'option « standard » pour les « Caractéristiques de la charge de froid du procédé » est choisie, l'utilisateur entre les heures équivalentes à plein régime pour la charge de froid du procédé. Si c'est l'option « détaillé » qui est choisie, l'utilisateur entre le pourcentage du temps pendant lequel le procédé fonctionne sur une base mensuelle dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence », située en bas de cette feuille. Le modèle calculera les heures équivalentes à plein régime de la charge de froid du procédé.

Des valeurs typiques des heures équivalentes à plein régime pour la charge de froid du procédé sont comprises entre 2 000 et 8 500 heures pour un procédé indépendant des conditions météorologiques et qui fonctionne 100 % du temps, et entre 200 et 2 000 heures pour un procédé qui ne fonctionne seulement qu'une partie de l'année.

Demande de climatisation

Le modèle calcule la demande annuelle de climatisation pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments; c'est l'énergie nécessaire pour climatiser les locaux (incluant la demande de froid indépendante des conditions météorologiques).

Demande de froid du procédé

Le modèle calcule la demande annuelle de froid du procédé pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments; c'est l'énergie nécessaire pour satisfaire la demande en froid du procédé.

Demande de froid totale

Le modèle calcule la demande annuelle de froid totale pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. C'est l'énergie requise par le système du cas de référence pour climatiser les locaux (incluant la demande de froid indépendante des conditions météorologiques) et/ou pour fournir le froid du procédé.

Cette valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Charge de froid de pointe totale

Le modèle calcule la charge annuelle de froid de pointe totale pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. C'est la puissance frigorifique maximale à laquelle devra répondre le système de production de froid du cas de référence pour satisfaire la charge maximale de climatisation de locaux (incluant la demande de froid indépendante des conditions météorologiques) et/ou la charge de froid du procédé. Généralement, cela coïncide avec le jour le plus chaud de l'année pour les applications de climatisation des locaux.

Cette valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Consommation de combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour le type de combustible choisi pour chaque zone ou groupe de bâtiments.

Consommation de combustible - annuelle

Le modèle calcule la consommation annuelle de combustible pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour le type de combustible choisi pour chaque zone ou groupe de bâtiments.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible consommé par le système de production de froid du cas de référence.

Coût du combustible

Le modèle calcule le coût du combustible du système de production de froid du cas de référence.

Cette valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé

Réduction des besoins énergétiques

L'utilisateur entre le pourcentage de la charge de froid de pointe totale du système de production de froid du cas de référence qui est réduite grâce à l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé. Cette valeur est utilisée pour calculer la charge de froid moyenne du système de production de froid dans la section « Caractéristiques de la charge du cas proposé », située au bas de cette feuille. Cette valeur est aussi utilisée pour calculer la charge de froid de pointe nette et la demande de froid nette du système du cas proposé. Les valeurs typiques sont comprises entre 0 et 25 % et dépendent des mesures implantées.

Note : Ces mesures d'efficacité énergétique du cas proposé sont à ajouter aux améliorations d'efficacité énergétiques qui résultent de l'implantation du système

du cas proposé, comme cela est calculé dans les autres feuilles. Par exemple, lors de l'implantation d'un nouveau système de production de froid, de chaleur et/ou d'électricité, l'utilisateur peut vouloir implanter d'autres mesures, comme l'amélioration de l'isolation de certains bâtiments, ce qui réduirait la charge du nouveau système du cas proposé.

Charge de froid de pointe nette

Le modèle calcule la charge de froid de pointe nette pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. C'est la puissance frigorifique maximale à laquelle devra répondre le système de production de froid de référence pour satisfaire la charge maximale de climatisation des locaux (incluant la demande de froid indépendante des conditions météorologiques) et/ou la charge de froid du procédé après l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé. Cela coïncide généralement avec le jour le plus chaud de l'année pour les applications de climatisation.

Demande de froid nette

Le modèle calcule la demande annuelle de froid nette pour le bâtiment, la zone ou le groupe de bâtiments. C'est l'énergie requise par le système de production de froid du cas proposé pour climatiser les locaux (incluant la demande de froid indépendante des conditions météorologiques) et/ou pour le froid du procédé après l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé.

Réseau de distribution de froid du cas proposé

Cette section permet de préparer un concept préliminaire et un estimé des coûts pour un réseau de distribution de froid du cas proposé.

Les tuyaux d'acier utilisés pour la distribution de froid sont généralement recouverts afin de prévenir la corrosion externe. Les matériaux de recouvrement typiques sont le bitume, les enduis époxy ou l'uréthane. Pour certains types de terrains, une protection cathodique est ajoutée.

En général, les tuyaux ne sont pas isolés à cause de la faible différence de température entre le sol et l'eau. Les tuyaux de distribution de froid peuvent alors être installés sans boucles d'expansion ni autre dispositif. La pression de conception d'un système de production de froid se situe normalement entre 10 et 15 bars. Si un bâtiment est directement relié au système de distribution, la pression opérationnelle dans le système doit pouvoir supporter la pression statique du bâtiment et doit être inférieure à la pression maximale permise.

Le diamètre des tuyaux varie en fonction de la charge de froid du système. Puisqu'une tranchée contient un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour, la longueur réelle des

tuyaux est égale au double de la longueur des tranchées. Par contre, dans cette section du modèle, la longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées.

Les gains de chaleur d'un réseau de distribution de froid varient en fonction de plusieurs facteurs comme la température et le taux d'humidité du sol. Le modèle RETScreen ne permet pas d'entrer une valeur des gains de chaleur. Les gains de chaleur annuels d'un réseau de distribution de froid moderne vont de 2 à 3 % du total de l'énergie fournie. Ces valeurs varient aussi en fonction de la longueur des tuyaux du réseau ou de l'énergie fournie par le système.

Critères de conception du réseau de froid

Température de calcul d'alimentation

L'utilisateur entre la température de calcul d'alimentation du réseau de distribution de froid. Pour plus d'information, se référer au graphique [Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de distribution de froid](#).

Température de calcul de retour

L'utilisateur entre la température de calcul de retour du réseau de distribution de froid. Une température de retour élevée est préférable et elle est de l'ordre de 12 °C. Pour plus d'information, se référer au graphique [Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de distribution de froid](#).

Différentiel de température

Le modèle calcule la différence entre la température de calcul d'alimentation et la température de calcul de retour du réseau de distribution de froid. Cette valeur est utilisée pour calculer les dimensions des tuyaux du réseau de distribution de froid.

Ligne principale de distribution de froid

La ligne principale de distribution est la partie du réseau de distribution de froid qui connecte plusieurs bâtiments ou plusieurs groupes de bâtiments au système de production de froid central. La première section du réseau (directement à la sortie du système de production de froid central) a le plus grand diamètre puisqu'elle alimente tous les bâtiments du réseau. Plus on s'éloigne de la centrale, plus le diamètre des tuyaux du réseau diminue.

Note : Si le réseau ne connecte qu'un seul bâtiment au système de production de froid central, cette ligne est considérée comme étant une ligne secondaire de distribution.

Surdimensionnement des tuyaux du réseau principal

L'utilisateur entre un facteur de surdimensionnement des tuyaux. La dimension initiale des tuyaux de chaque section de la ligne principale est alors automatiquement augmentée par le facteur de surdimensionnement des tuyaux entré par l'utilisateur. Ce paramètre est utile s'il est envisagé que la charge de froid du système soit augmentée dans le futur.

Par exemple, si la puissance de distribution de froid requise par un réseau est de 500 kW au départ, mais qu'il est envisagé d'augmenter le nombre de maisons raccordées dans le futur, un facteur de surdimensionnement des tuyaux du réseau de 10 % devrait être utilisé si la puissance additionnelle requise est de 50 kW. Ce facteur permettra aux nouvelles maisons de se connecter sur le même réseau de distribution de froid sans devoir le modifier. Le facteur de surdimensionnement permet aussi de déterminer quelle puissance supplémentaire le réseau est capable de fournir sans être modifié. Pour ce faire, l'utilisateur change le facteur de surdimensionnement jusqu'à ce que les dimensions des tuyaux du réseau augmentent. Si les dimensions des tuyaux changent pour un facteur de surdimensionnement de 15 %, cela indique que le réseau actuel est capable de fournir près de 15 % de puissance supplémentaire sans devoir être modifié.

Sections de tuyaux

L'utilisateur détermine, à partir de la liste déroulante, par quelle section de la ligne principale de distribution est alimentée en énergie chaque groupe de bâtiments du système central de production de chaleur. La longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées (deux tuyaux). L'utilisateur spécifie la longueur de chaque section de la ligne principale de distribution. Le modèle calcule ensuite la puissance totale qui peut circuler dans chaque section et détermine la dimension des tuyaux en utilisant le facteur de surdimensionnement (pour plus d'information consulter la *Note technique sur la conception du réseau de distribution de froid*).

La détermination des dimensions des tuyaux se fait par une méthode simplifiée. Pour chaque section, le diamètre des tuyaux est fixé pour permettre une perte de pression de 1 à 2 millibar par mètre lorsque le débit maximum y circule. La vitesse maximum permise dans les tuyaux de plus grands diamètres est de 3 m/s. Avant l'installation, il est important de vérifier que le type de tuyau sélectionné est en mesure de résister à toutes les conditions d'opération et répondre aux exigences en matière de sécurité et de fonctionnement tout au long de sa durée de vie utile. De plus, la dimension finale des tuyaux devra être validée par des calculs détaillés en tenant compte de la longueur, du nombre de vannes, de coudes, de connexions, etc.

Longueur totale des tuyaux de la ligne principale de distribution

Le modèle calcule la longueur totale des tuyaux de la ligne principale du réseau. La longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées (deux tuyaux).

Lignes secondaires de distribution de froid

Chaque ligne secondaire de distribution connecte des bâtiments isolés à la ligne principale de distribution. Si le système ne compte qu'un bâtiment connecté à la centrale de production de froid, cette ligne est considérée comme étant une ligne secondaire de distribution.

Surdimensionnement des tuyaux du réseau secondaire

L'utilisateur entre un facteur de surdimensionnement des tuyaux. La dimension initiale des tuyaux de chaque section de la ligne secondaire est alors automatiquement augmentée par le facteur de surdimensionnement des tuyaux entré par l'utilisateur. Ce paramètre est utile s'il est envisagé d'augmenter la charge de climatisation du système dans le futur.

Par exemple, si la puissance de distribution de froid requise par un réseau est de 500 kW au départ, mais qu'il est envisagé d'augmenter le nombre de maisons raccordées dans le futur, un facteur de surdimensionnement des tuyaux du réseau de 10 % devrait être utilisé si la puissance additionnelle requise est de 50 kW. Ce facteur permettra aux nouvelles maisons de se connecter sur le même réseau de distribution de froid sans devoir le modifier. Le facteur de surdimensionnement permet aussi de déterminer quelle puissance supplémentaire le réseau est capable de fournir sans être modifié. Pour ce faire, l'utilisateur change le facteur de surdimensionnement jusqu'à ce que les dimensions des tuyaux du réseau augmentent. Si les dimensions des tuyaux changent pour un facteur de surdimensionnement de 15 %, cela indique que le réseau actuel est capable de fournir près de 15 % de puissance supplémentaire sans devoir être modifié.

Les tuyaux des lignes secondaires ne seraient pas surdimensionnés si, par exemple, les nouveaux bâtiments à être ajoutés étaient indépendants des réseaux secondaires existants, par contre, la ligne principale devrait être surdimensionnée.

Longueur de la section de tuyaux

L'utilisateur entre la longueur de tuyaux de la ligne secondaire de distribution pour chaque groupe de bâtiments. Pour un groupe de bâtiments de même dimension (dimension des tuyaux identiques), l'utilisateur entre la somme des longueurs de tuyaux secondaires utilisés pour relier les bâtiments à la ligne principale de distribution. La longueur des tuyaux fait référence à la longueur des tranchées (deux tuyaux). Pour plus d'information, consulter la *Note technique sur la conception du réseau de distribution de froid*.

Dimension des tuyaux

Le modèle calcule la dimension des tuyaux du réseau secondaire pour chaque groupe de bâtiments. Le calcul tient compte du facteur de surdimensionnement.

La détermination des dimensions des tuyaux se fait par une méthode simplifiée. Pour chaque section, le diamètre des tuyaux est fixé pour permettre une perte de pression de 1 à 2 millibar par mètre lorsque le débit maximum y circule. La vitesse maximale permise dans les tuyaux de plus grands diamètres est de 3 m/s. Avant l'installation, il est important de vérifier que le type de tuyau sélectionné est en mesure de résister à toutes les conditions d'opération et de répondre aux exigences en matière de sécurité et de fonctionnement tout au long de sa durée de vie utile. De plus, la dimension finale des tuyaux doit être validée par des calculs détaillés en tenant compte de la longueur, du nombre de vannes, de coudes, de connexions, etc.

Coûts du réseau de distribution de froid

Longueur totale des tuyaux

Le modèle calcule la longueur totale des tuyaux (des tranchées). Cette longueur est égale à la somme de la longueur totale des tuyaux de la ligne principale et de la longueur totale des tuyaux de la ligne secondaire.

Méthode d'évaluation des coûts

L'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts à partir des deux options de la liste déroulante. Si la méthode d'évaluation des coûts « formule » est choisie, le modèle évalue les coûts du projet à l'aide de formules intégrées au modèle. Si la méthode « détaillé » est choisie, l'utilisateur entre les coûts des stations de transfert d'énergie et des tuyaux de distribution secondaire par groupe de bâtiments ainsi que les coûts des tuyaux de la ligne principale de distribution selon leur dimension.

Les coûts calculés par méthode d'évaluation des coûts « formule » sont basés sur des coûts de projets typiques canadiens (en date de janvier 2005). L'utilisateur peut ajuster ces coûts en fonction des conditions locales, par l'intermédiaire des facteurs de coût et du « Taux de change » dans les cellules adjacentes.

Type de connexion des stations de transfert d'énergie

L'utilisateur choisit le type de connexion des stations de transfert d'énergie à partir de la liste déroulante. Si le type « direct » est choisi, le modèle considère que le coût des stations de transfert d'énergie est égal à 75 % du coût du type de connexion « indirect ». Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » a été sélectionnée, l'utilisateur entre ces coûts.

Normalement, le système de distribution de froid du bâtiment est connecté indirectement au réseau de distribution de froid par l'intermédiaire d'une station de transfert d'énergie située au sous-sol (où le climatiseur serait normalement situé). Par opposition, un système direct connecte directement le réseau urbain au système de distribution de froid du bâtiment; toutefois, il y a tout de même un coût associé à la connexion du système.

Facteur de coût des stations de transfert d'énergie

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », un facteur de coût des stations de transfert d'énergie peut être entré par l'utilisateur. Ce facteur est utilisé pour modifier la valeur calculée par le modèle pour tenir compte des variations locales des coûts de construction, de l'inflation, etc.

Facteur de coût des tuyaux de la ligne principale de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », un facteur de coût des tuyaux de la ligne principale de distribution peut être entré par l'utilisateur. Ce facteur est utilisé pour modifier la valeur calculée par le modèle pour tenir compte des variations locales des coûts de construction, de l'inflation, etc.

Facteur de coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », un facteur de coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution peut être entré par l'utilisateur. Ce facteur est utilisé pour modifier la valeur calculée par le modèle pour tenir compte des variations locales des coûts de construction, de l'inflation, etc.

Taux de change

L'utilisateur entre le taux de change pour convertir les coûts en dollars canadiens vers la devise monétaire du pays hôte du projet choisi en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*. Le taux entré correspond à la valeur d'un dollar canadien exprimée dans la devise du pays hôte du projet.

Coût des stations de transfert d'énergie

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », le modèle calcule le coût des stations de transfert d'énergie pour tous les groupes de bâtiments du réseau urbain en utilisant le graphique [Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour le froid](#). Le coût de la station de transfert d'énergie ayant une connexion de type « direct » est égal à 75 % du coût du type de connexion « indirect ». Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » a été sélectionnée, l'utilisateur entre les coûts des stations de transfert d'énergie par groupe de bâtiments. Le modèle calcule le coût total pour tous les groupes de bâtiments.

Les coûts présentés pour la station de transfert d'énergie incluent la fourniture du matériel et son installation dans un nouveau bâtiment. Noter que certains propriétaires de bâtiments peuvent choisir d'enlever les climatiseurs afin de gagner de l'espace.

Chaque station de transfert d'énergie inclut un échangeur de chaleur préfabriqué. Les stations sont fournies avec les équipements de contrôle et toute la tuyauterie interne nécessaire pour se connecter facilement avec le réseau de distribution de froid interne du bâtiment et avec le réseau de réfrigération.

Généralement, chaque bâtiment inclut un compteur d'énergie. Le compteur enregistre le débit du fluide réfrigérant qui passe dans la station de transfert d'énergie, ainsi que sa température à l'entrée et à la sortie. En intégrant ces données, le compteur est en mesure de calculer l'énergie absorbée par la station.

Les stations de transfert d'énergie préfabriquées, avec échangeurs de chaleur, sont disponibles pour les petits immeubles. La station comprend deux échangeurs à plaques ou tubulaires, une pompe de circulation, un réservoir d'expansion, des vannes motorisées et un compteur d'énergie.

Pour les plus gros bâtiments, la station de transfert d'énergie sera assemblée sur place avec le même type d'équipements que pour les plus petits bâtiments.

Coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », le modèle calcule le coût des tuyaux des lignes secondaires pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle en utilisant le graphique des [Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de froid](#). Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » est choisie, l'utilisateur entre le coût total des tuyaux des lignes secondaires de distribution pour chaque groupe de bâtiments. Le modèle calcule ensuite la somme des coûts des tuyaux secondaires pour l'ensemble des groupes de bâtiments du réseau urbain.

Les coûts présentés incluent la fourniture du matériel (un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour) et son installation par mètre de tranchée. Les coûts par mètre sont valables pour deux tuyaux pré isolés spécialement conçus pour les réseaux urbains, et installés dans une tranchée de 600 mm de profond. Ils comprennent aussi la réparation du trottoir après l'installation. Les coûts pourraient être plus élevés si l'installation se fait sur un site rocheux (roc en surface) ou sur un site avec plusieurs installations souterraines (c.-à-d. ligne téléphonique ou électrique, conduites d'égouts ou d'eau sanitaire, etc.).

Les coûts de la ligne de distribution secondaire peuvent être répartis comme suit : 45 % pour le matériel, 45 % pour l'installation et de 10 % pour les équipements associés au pompage.

Coût total de connexion du groupe de bâtiments

Le modèle calcule le coût total de connexion de chaque groupe de bâtiments à partir du coût des stations de transfert d'énergie et le coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution de tous les groupes de bâtiments.

Sommaire des dimensions de tuyaux de la ligne principale de distribution

Le modèle présente un sommaire des dimensions (diamètres) des tuyaux de la ligne principale de distribution.

Sommaire des longueurs de tuyaux de la ligne principale de distribution

Le modèle calcule la longueur totale des tuyaux de la ligne principale de distribution pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle.

Sommaire des coûts de tuyaux de la ligne principale de distribution

Si l'utilisateur choisit la méthode d'évaluation des coûts « formule », le modèle calcule le coût des tuyaux de la ligne principale pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle en utilisant le graphique des [Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de froid](#). Si la méthode d'évaluation des coûts « détaillé » est choisie, l'utilisateur entre le coût des tuyaux de la ligne principale de distribution pour chacun des diamètres spécifiés par le modèle. Le modèle calcule ensuite le coût total des tuyaux de la ligne principale pour l'ensemble des groupes de bâtiments du réseau urbain.

Les coûts présentés incluent la fourniture du matériel (un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour) et son installation par mètre de tranchée. Les coûts par mètre sont valables pour deux tuyaux pré isolés spécialement conçus pour les réseaux urbains, et installés dans une tranchée de 600 mm de profond. Ils comprennent aussi la réparation du trottoir après l'installation. Les coûts pourraient être plus élevés si l'installation se fait sur un site rocheux (roc en surface) ou sur un site avec plusieurs installations souterraines (c.-à-d. ligne téléphonique ou électrique, conduites d'égouts ou d'eau sanitaire, etc.).

Les coûts de la ligne de distribution principale peuvent être répartis comme suit : 45 % pour le matériel, 45 % pour l'installation et de 10 % pour les équipements associés au pompage.

Coût total du réseau de distribution de froid

Le modèle calcule le coût total du réseau de distribution de froid, ce qui inclut les coûts totaux des tuyaux des lignes secondaires et principale de distribution et le coût total des stations de transfert d'énergie.

Projet de production d'électricité

Système de production d'électricité du cas de référence

Dans cette section, l'utilisateur fournit des renseignements sur le système de production d'électricité du cas de référence. Il entre la charge électrique moyenne brute sur une base mensuelle et, dans le cas d'un système central ou isolé, le prix de l'électricité pour le système de production d'électricité du cas de référence, dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence ».

Type de réseau

L'utilisateur choisit le type de réseau pour le système de production d'électricité du cas de référence à partir de la liste déroulante.

Charge de pointe - réseau isolé

L'utilisateur entre la charge de pointe du réseau isolé à titre de référence seulement.

Charge minimale - réseau isolé

L'utilisateur entre la charge minimale du réseau isolé. Cette valeur est utilisée pour évaluer si de l'électricité peut être exportée sur le réseau par le système de production d'électricité du cas proposé. L'électricité ne peut pas être exportée sur le réseau si la capacité du système du cas proposé excède la charge minimale du réseau isolé.

Type

L'utilisateur entre le type de système de production d'électricité hors réseau considéré à titre de référence seulement.

Type de combustible

L'utilisateur choisit, à partir de la liste déroulante, le type de combustible qui est utilisé par le système de production d'électricité du cas de référence. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) du type de combustible utilisé par le système de production d'électricité du cas de référence.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production d'électricité du cas de référence à titre de référence seulement.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité du cas de référence. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les figures suivantes montrent les consommations spécifiques moyennes de l'International Standards Organization (ISO) dans les conditions standards soit 15 °C (59 °F), 1 atmosphère (101,3 kPa) et 60 % en humidité relative, conditions généralement utilisées par les fabricants. Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. Les figures montrent les consommations spécifiques de différents équipements basées sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel. La consommation spécifique varie normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale.

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

[Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCI \(< 6 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCS \(< 6 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI \(< 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS \(< 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI \(>= 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS \(>= 50 MW\)](#)

Coûts annuels d'exploitation et d'entretien

L'utilisateur entre les coûts annuels d'exploitation et d'entretien pour le système de production d'électricité du cas de référence (par ex. lubrifiants, techniciens de machines fixes, etc.).

Prix de l'électricité - cas de référence

Le modèle calcule le prix moyen de l'électricité pour le système de production d'électricité du cas de référence.

Il est à noter que cela ne comprend pas le coût de l'équipement installé, etc. Ces coûts seront considérés comme des « crédits » dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, si le système de production d'électricité du cas proposé est capable d'éliminer complètement le recours au système de production d'électricité du cas de référence.

Coût total de l'électricité

Le modèle calcule le coût total de l'électricité à partir de la demande d'électricité et du prix de l'électricité pour le système de production d'électricité du cas de référence.

Caractéristiques de la charge du cas de référence

Cette section s'intéresse aux charges mensuelles et à la charge de pointe annuelle pour le cas de référence des systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid.

Charge électrique moyenne brute

L'utilisateur entre la charge électrique moyenne brute du système de production d'électricité du cas de référence. Si le cas de référence comprend de la production de chaleur et/ou de froid avec de l'électricité, l'électricité requise pour cette production de chaleur et/ou de froid devrait être incluse dans la charge électrique moyenne brute sur une base mensuelle. Un avertissement « Vérifier la valeur » apparaîtra si la valeur est trop faible - en effet, la « charge électrique moyenne nette » doit être supérieure ou égale à 0. Ceci peut arriver lorsque l'électricité est utilisée pour la production de chaleur et/ou de froid dans le cas de référence, puisque ces charges sont allouées séparément.

Note : Cette colonne est visible seulement si le projet proposé inclut de la production d'électricité.

Charge électrique moyenne nette

Le modèle calcule la charge électrique moyenne mensuelle nette pour le système de production d'électricité du cas de référence en soustrayant l'électricité utilisée pour la

production de chaleur et/ou de froid à la charge électrique moyenne brute sur une base mensuelle.

Note : Cette colonne est visible seulement si le projet proposé inclut une production d'électricité.

Charge de froid en % du temps d'opération du procédé

L'utilisateur entre la charge de froid en % du temps d'opération du procédé sur une base mensuelle. Si le procédé fonctionne 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 (100 % du temps) pendant un mois, l'utilisateur entrera 100 %. Si le procédé ne fonctionne pas durant un mois, l'utilisateur entrera 0 %.

Note : Cette colonne n'est visible que si la méthode « détaillé » est choisie dans la section « Caractéristiques de la charge de froid du procédé ».

Charge de froid moyenne

Le modèle calcule la charge de froid moyenne mensuelle pour le système de production de froid du cas de référence à partir des éléments suivants : des données météorologiques mensuelles; de la demande de froid indépendante des conditions météorologiques; de la charge de climatisation du bâtiment, de la zone ou du groupe de bâtiments; de la charge de froid de pointe du procédé et, si les caractéristiques de la charge de froid du procédé sont détaillées, de la charge de froid en % du temps d'opération du procédé. Quand la méthode « standard » dans la section « Caractéristiques de la charge de froid du procédé » est choisie, la charge est supposée la même pour tous les mois de l'année. Une période de charge de pointe est intégrée pour tenir compte des charges qui dépendent de conditions météorologiques associées à des températures extrêmes.

Note : Cette colonne est visible seulement si le projet proposé inclut une production de froid.

Charge de chaleur en % du temps d'opération du procédé

L'utilisateur entre la charge de chaleur en % du temps d'opération du procédé sur une base mensuelle. Si le procédé fonctionne 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 (100 % du temps) pendant un mois, l'utilisateur entrera 100 %. Si le procédé ne fonctionne pas durant un mois, l'utilisateur entrera 0 %.

Note : Cette colonne n'est visible que si la méthode « détaillé » est choisie dans la section « Caractéristiques de la charge de chaleur du procédé ».

Charge de chaleur moyenne

Le modèle calcule la charge de chaleur moyenne mensuelle pour le système de production de chaleur du cas de référence à partir des éléments suivants : des données météorologiques mensuelles; de la demande de base pour l'eau chaude sanitaire; de la charge de chauffage du bâtiment, de la zone ou du groupe de bâtiments; de la charge de chaleur de pointe du procédé et, si les caractéristiques de la charge de chaleur du procédé sont détaillées, de la charge de chaleur en % du temps d'opération du procédé. Quand la méthode « standard » dans la section « Caractéristiques de la charge de chaleur du procédé » est choisie, la charge est la même pour tous les mois de l'année. Une période de charge de pointe est intégrée pour tenir compte des charges qui dépendent de conditions météorologiques associées à des températures extrêmes.

Note : Cette colonne est visible seulement si le projet proposé inclut une production de chaleur.

% à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe

L'utilisateur entre le % à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe du système de production d'électricité du cas de référence. Ceci représente le pourcentage par lequel la charge de pointe dépasse la charge maximale moyenne mensuelle au cours d'une période de 12 mois.

Charge de pointe annuelle

Le modèle calcule la charge de pointe annuelle.

Demande d'électricité

Le modèle calcule la demande annuelle d'électricité.

Prix de l'électricité - cas de référence

L'utilisateur entre le prix moyen de l'électricité pour le système de production d'électricité du cas de référence.

Coût total de l'électricité

Le modèle calcule le coût total de l'électricité à partir de la demande d'électricité et du prix de l'électricité pour le système de production d'électricité du cas de référence.

Graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence

Le graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence montre le profil de la charge moyenne du cas de référence pour les systèmes de production d'électricité de chaleur et/ou de froid sur une base mensuelle.

Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé

Réduction des besoins énergétiques

L'utilisateur entre le pourcentage de la charge électrique de pointe totale du système de production d'électricité du cas de référence qui est réduite grâce à l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé. Cette valeur est utilisée pour calculer la charge électrique moyenne nette dans la section « Caractéristiques de la charge du cas proposé ». Elle est aussi utilisée pour calculer la charge électrique de pointe nette et la demande d'électricité nette du système du cas proposé. Les valeurs typiques sont comprises entre 0 et 25 % et dépendent des mesures implantées.

Note : Ces mesures d'efficacité énergétique du cas proposé sont à ajouter aux améliorations d'efficacité énergétiques qui résultent de l'implantation du système du cas proposé, comme cela est calculé dans les autres feuilles. Par exemple, lors de l'implantation d'un nouveau système de production de froid, de chaleur et/ou d'électricité, l'utilisateur peut vouloir implanter d'autres mesures, comme l'amélioration des dispositifs d'éclairage, ce qui réduirait la charge du nouveau système du cas proposé.

Charge électrique de pointe nette

Le modèle calcule la charge électrique de pointe nette, qui est la charge électrique requise pour satisfaire la charge électrique maximale (excluant l'électricité utilisée pour la production de chaleur et/ou de froid) après l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé.

Demande d'électricité nette

Le modèle calcule la demande annuelle d'électricité nette, qui est la quantité d'énergie requise pour répondre à la charge électrique (excluant l'électricité utilisée pour la production de chaleur et/ou de froid) après l'implantation des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé.

Caractéristiques de la charge du cas proposé

Cette section s'intéresse aux charges mensuelles et à la charge de pointe annuelle pour le cas proposé des systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid. Ces charges sont calculées en fonction du système du cas de référence, des mesures d'efficacité énergétique du cas proposé et du type d'équipement de production de froid choisi dans la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Charge électrique moyenne nette

Le modèle calcule la charge électrique moyenne nette pour le système du cas proposé en multipliant la charge électrique moyenne nette du cas de référence sur une base mensuelle par la réduction des besoins énergétiques en électricité du cas proposé.

Charge électrique pour la production de froid

Le modèle calcule la charge électrique moyenne mensuelle requise par l'équipement du système de production de froid choisi dans la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Charge du système de production d'électricité

Le modèle calcule la charge mensuelle moyenne du système de production d'électricité pour le système du cas proposé. Ceci est réalisé en additionnant la charge électrique moyenne nette du cas proposé et la charge électrique pour la production de froid sur une base mensuelle.

Charge du système de production de froid

Le modèle calcule la charge mensuelle moyenne du système de production de froid pour système du cas proposé. Ceci est réalisé en multipliant la charge de froid moyenne du système du cas de référence sur une base mensuelle par la réduction des besoins énergétiques de froid du cas proposé.

Charge de chaleur moyenne nette

Le modèle calcule la charge de chaleur moyenne nette du système du cas proposé en multipliant la charge de chaleur moyenne du cas de référence sur une base mensuelle par la réduction des besoins énergétiques en chaleur du cas proposé.

Charge de chaleur pour la production de froid

Le modèle calcule la charge de chaleur moyenne mensuelle requise par l'équipement du système de production de froid choisi dans la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Charge du système de production de chaleur

Le modèle calcule la charge mensuelle moyenne du système de production de chaleur du système du cas proposé. Ceci est réalisé en additionnant la charge de chaleur moyenne nette du cas proposé et la charge de chaleur pour la production de froid sur une base mensuelle (dans le cas de systèmes de production de froid utilisant la chaleur comme source d'énergie principale, comme les systèmes à absorption ou à dessiccant).

Charge de pointe - annuelle

Le modèle calcule la charge de pointe annuelle.

Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé

Le graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé montre le profil de la charge moyenne du cas proposé pour les systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid, sur une base mensuelle.

Charge et demande énergétique du cas proposé

Le modèle résume la charge et la demande énergétique du cas proposé pour la production d'électricité, de chaleur et/ou de froid.

Charge de pointe du système

Le modèle calcule les charges de pointe du système du cas proposé pour la production d'électricité, de chaleur ou de froid.

Demande énergétique du système

Le modèle calcule les demandes énergétiques du système du cas proposé pour la production d'électricité, de chaleur et/ou de froid.

Note : À ce stade, l'utilisateur doit compléter la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Choix des équipements

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Choix des équipements* est conçue pour aider l'utilisateur à sélectionner les équipements du système du cas proposé. Cette feuille de calcul est aussi utilisée pour choisir une stratégie d'exploitation des équipements du système de production d'électricité.

Afficher d'autres unités

Dans la feuille de calcul *Choix des équipements*, on peut voir simultanément les unités métriques et impériales en cochant la case « Afficher d'autres unités » en haut à droite de la feuille de calcul. Les valeurs calculées dans les unités choisies dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* sont affichées dans la colonne principale et les valeurs calculées dans les autres unités sont affichées dans la colonne de droite.

Système de production de froid du cas proposé

Dans cette section, l'utilisateur entre l'information concernant les systèmes de production de froid de base et/ou de pointe du cas proposé.

Voir la figure suivante :

[Production de froid - Définition des charges de base et de pointe](#)

Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé

Le graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé montre le profil de la charge moyenne du cas proposé pour les systèmes de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid, sur une base mensuelle.

Système de production de froid de base

Type

L'utilisateur choisit le type du système de production de froid de base à partir de la liste déroulante.

La production de froid est généralement réalisée au moyen de machines frigorifiques à compresseurs, à absorption, ou à dessiccant. Certains systèmes de pompe à chaleur (on appelle ici sous ce nom les systèmes dont la fonction première est la production de chaleur) peuvent aussi fonctionner en cycle renversé et être ainsi utilisés pour la

production de froid. Dans certaines applications, le refroidissement naturel à partir de l'environnement ambiant peut suffire.

Les compresseurs utilisés sont normalement de type centrifuge, à pistons, à vis ou à volutes et sont généralement mus par un moteur électrique. Si le projet proposé inclut la production d'électricité, le modèle choisit automatiquement celle-ci comme source d'énergie du compresseur. Si le projet ne comprend pas de système de production d'électricité, l'utilisateur devra choisir le type de combustible du compresseur. Les systèmes réversibles de pompes à chaleur utilisés en mode production de froid échangent de l'énergie thermique avec l'air extérieur ou le sol; le modèle considère que le compresseur de ces systèmes est alimenté à l'électricité. Les pompes à chaleur à absorption ou à dessiccant utilisent une forme d'énergie thermique. Si le projet proposé inclut la production de chaleur, le modèle choisit automatiquement le système de production de chaleur comme source d'énergie des pompes à chaleur à absorption ou à dessiccant. Si le projet ne comprend pas de système de production de chaleur, l'utilisateur devra choisir le type de combustible des machines frigorifiques à absorption ou à dessiccant. Pour le refroidissement naturel, le modèle considère automatiquement que la source d'énergie est le refroidissement naturel.

Voir l'une des figures suivantes :

[Schéma d'un système de production de froid à compresseur](#)

[Schéma d'un système de production de froid à absorption](#)

[Schéma d'un système de production de froid à dessiccant](#)

Source d'énergie

Le modèle choisit automatiquement la source d'énergie du système de production de froid de base. Pour les compresseurs et les pompes à chaleur, si le projet proposé inclut la production d'électricité, le modèle choisit automatiquement le système de production d'électricité comme source d'énergie. Pour les pompes à chaleur à absorption ou à dessiccant, si le projet proposé inclut la production de chaleur, le modèle choisit automatiquement le système de production de chaleur comme source d'énergie. Pour le refroidissement naturel, le modèle considère automatiquement que la source d'énergie est le refroidissement naturel.

Noter que le « Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé » peut être utilisé comme guide.

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible du système de production de froid de base à partir de la liste déroulante. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible utilisé dans le système de production de froid de base.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de froid de base. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de froid de base par rapport à la charge de pointe du système de production de froid du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de froid de base. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Des valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de froid sont comprises entre 20 % pour la réfrigération à éjection de vapeur et 700 % pour les compresseurs. Des valeurs typiques du rendement du système de production de froid sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de froid](#).

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Froid fourni

Le modèle calcule la quantité de froid fournie par le système de production de froid de base.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de froid fournie par le système de production de froid de base par rapport à la demande énergétique du système de production de froid du cas proposé.

Système de production de froid de pointe

Le système de production de froid de pointe est conçu pour répondre à la demande de froid qui ne peut pas être comblée par le système de production de froid de base, soit parce que la capacité installée est insuffisante, soit en prévision d'arrêts programmés tels que requis par l'échéancier d'entretien planifié.

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production de froid de pointe considéré à partir de la liste déroulante. En choisissant « Non nécessaire », on cachera entièrement la section du système de production de froid de pointe. Cependant, si l'option « Non nécessaire » est choisie et que la « Capacité suggérée » par le modèle est positive, cette section ne sera pas cachée et les calculs effectués par le modèle ne seront pas précis.

Source d'énergie

Le modèle choisit automatiquement la source d'énergie du système de production de froid de pointe. Pour les compresseurs et les pompes à chaleur, si le projet proposé inclut la production d'électricité, le modèle choisit automatiquement le système de production d'électricité comme source d'énergie. Pour les pompes à chaleur à absorption ou à dessiccant, si le projet proposé inclut la production de chaleur, le modèle choisit automatiquement le système de production de chaleur comme source d'énergie. Pour le refroidissement naturel, le modèle considère automatiquement que la source d'énergie est le refroidissement naturel.

Noter que le « Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé » peut être utilisé comme guide.

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible pour le système de production de froid de pointe à partir de la liste déroulante. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible utilisé dans le système de production de froid de pointe.

Capacité suggérée

Le modèle calcule la capacité suggérée du système de production de froid de pointe. Cette valeur est calculée en soustrayant la capacité du système de production de froid de base de la charge de pointe du système de production de froid du cas proposé, calculée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de froid de pointe. Si la capacité entrée est inférieure à la capacité suggérée par le modèle pour le système de production de froid de pointe, on considère alors que le système ne peut pas répondre à la charge de froid de pointe dans les conditions de conception et les calculs effectués par le modèle seront incorrects. Le graphique « Contributions des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de froid de pointe par rapport à la charge de pointe du système de production de froid du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de froid de pointe. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Des valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de froid sont comprises entre 20 % pour la réfrigération à éjection de vapeur et 700 % pour les compresseurs. Des valeurs typiques du rendement du système de production de froid sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de froid](#).

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Froid fourni

Le modèle calcule la quantité de froid fournie par le système de production de froid de pointe.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de froid fournie par le système de production de froid de pointe par rapport à la demande énergétique du système de production de froid du cas proposé.

Système de production de chaleur du cas proposé

Dans cette section, l'utilisateur entre l'information concernant les systèmes de production de chaleur de base du cas proposé ainsi que ceux du système intermédiaire du cas proposé, si un tel système est envisagé.

Voir l'une des figures suivantes :

[Production de chaleur - Définition des charges de base et de pointe](#)

[Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

Choix du système

L'utilisateur choisit si le système de production de chaleur du cas proposé comprend un système de production de chaleur de base, auquel s'ajoute ou pas, un système de production de chaleur intermédiaire.

Quand l'option « Système de base et intermédiaire » est choisie, le modèle considère que le système de base fonctionne en continu et que la demande de chaleur sera comblée d'abord par le système de base, avant de solliciter les systèmes intermédiaires puis de pointe.

Choisir l'une des figures suivantes :

[Production de chaleur - Définition des charges de base et de pointe](#)

[Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

Système de production de chaleur de base

Système de production de chaleur intermédiaire

Type

L'utilisateur choisit le type de système de production de chaleur considéré à partir de la liste déroulante.

Système à biomasse, Chaudière

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de chaleur par rapport à la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Chaleur fournie

Le modèle calcule la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur. Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur par rapport à la demande énergétique du système de production de chaleur du cas proposé.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de chaleur. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Les valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de chaleur sont comprises entre 55 % pour les chaudières ou générateurs de chaleur standards (avec témoin) et 350 % pour une pompe à chaleur dont la source est le sol. Des valeurs typiques de rendement d'un système de production de chaleur sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur](#). Les rendements des trois premiers systèmes de la liste sont basés sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel.

Type de chaudière

L'utilisateur choisit le type de chaudière considérée à partir de la liste déroulante.

Pression d'opération

L'utilisateur entre la pression à laquelle la chaudière produira la vapeur.

Température de saturation

Le modèle calcule la température de saturation de la vapeur. La température de saturation est le point d'ébullition de l'eau à la pression de vapeur choisie (pression d'opération).

Température de surchauffe

L'utilisateur entre la température de surchauffe de la vapeur. Si le projet n'a pas besoin de vapeur surchauffée, l'utilisateur entre la température de saturation calculée par le modèle.

La vapeur devient surchauffée quand elle est chauffée à une température supérieure à sa température de saturation tout en étant maintenue à la pression correspondant à la température de saturation. Par définition, elle ne peut pas coexister avec de l'eau sous forme liquide, elle ne contient donc aucune gouttelette d'eau et se comporte comme un gaz parfait tant que l'on ne se rapproche pas des conditions de saturation. La vapeur surchauffée est aussi appelée vapeur surchargée, plus communément vapeur sèche et parfois gaz vapeur. Une des raisons de surchauffer la vapeur est de pouvoir utiliser de la tuyauterie de plus petit diamètre pour le réseau de distribution de vapeur.

Température de retour

L'utilisateur entre la température de retour (ou température d'alimentation) de la chaudière à vapeur.

La température de retour est généralement de l'ordre de 110 °C.

Débit de vapeur

Le modèle calcule le débit de vapeur en se basant sur la capacité de la chaudière, la température de surchauffe et la température de retour. Le débit de vapeur est une autre façon d'exprimer la capacité de la chaudière.

Typiquement, une partie du débit de vapeur est perdue dans les dégazeurs ou les purges sous pression. La quantité de vapeur perdue dans les purges sous pression varie entre 2 et 10 % du débit de vapeur et dépend du type de système de purge sous pression utilisé (automatique ou manuel), ainsi que de la qualité du système de traitement de l'eau et des condensats du circuit de retour.

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommé par le système de production de chaleur, en fonction de sa capacité et de son rendement saisonnier.

Générateur de chaleur, Réchauffeur, Pompe à chaleur, Autre

Capacité

L'utilisateur entre la capacité du système de production de chaleur. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité du système de production de chaleur par rapport à la charge de pointe du système de production de chaleur du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Chaleur fournie

Le modèle calcule la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité de chaleur fournie par le système de production de chaleur par rapport à la demande énergétique du système de production de chaleur du cas proposé.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier pour le système de production de chaleur. Cette valeur est généralement plus faible que le « rendement en régime permanent » car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Les valeurs typiques du rendement saisonnier pour les systèmes de production de chaleur sont comprises entre 55 % pour les chaudières ou générateurs de chaleur standards (avec témoin) et 350 % pour une pompe à chaleur dont la source est le sol. Des valeurs typiques de rendement d'un système de production de chaleur sont présentées dans le tableau [Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur](#). Les rendements des trois premiers systèmes de la liste sont basés sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz naturel.

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommé par le système de production de chaleur, en fonction de sa capacité et de son rendement saisonnier.

Méthode de choix du combustible

L'utilisateur choisit la méthode de choix du combustible à partir de la liste déroulante.

Un seul combustible

En choisissant « Un seul combustible », l'utilisateur peut choisir un combustible dans la liste des types de combustible.

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible pour le système à partir de la liste déroulante. En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type de combustible utilisé dans le système.

Plusieurs combustibles - mensuel

En choisissant « Plusieurs combustibles - mensuel », l'utilisateur peut choisir jusqu'à 3 types de combustible différents dans la liste des types de combustible. L'utilisateur attribue l'utilisation d'un des 3 types de combustible à chacun des douze mois de l'année.

Type du combustible

L'utilisateur choisit un type de combustible à partir de la liste déroulante « Combustible #1 », « Combustible #2 » et/ou « Combustible #3 ». En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Le modèle calcule la consommation de chaque combustible sur une base mensuelle. Dans la colonne type de combustible du tableau des répartitions mensuelles, l'utilisateur attribue chacun des 3 types de combustible aux douze mois de l'année en se référant au « Combustible #1 », « Combustible #2 » et/ou « Combustible #3 ».

Proportion de combustible

Pour chacun des types de combustible choisis, le modèle calcule le pourcentage de consommation de ce combustible (équivalent énergétique) par rapport à la consommation totale de tous les combustibles. Ce calcul est effectué à partir de la consommation

mensuelle de chacun des combustibles.

Consommation de combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour les types de combustible choisis.

Consommation de combustible

Le modèle calcule les consommations annuelle et mensuelles de combustible pour les types de combustible choisis.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour les types de combustible choisis.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour les types de combustible choisis.

Coût en combustible

Le modèle calcule le coût annuel en combustible pour les types de combustible en multipliant le prix du combustible par la consommation annuelle en combustible. Le coût total annuel de l'ensemble des combustibles utilisés est alors calculé.

Plusieurs combustibles - pourcentage

En choisissant « Plusieurs combustibles - pourcentage », l'utilisateur peut choisir jusqu'à 3 types de combustible différents dans la liste des types de combustible. L'utilisateur entre la proportion de chacun des combustibles (équivalent énergétique) par rapport à la consommation totale annuelle de tous les combustibles.

Type du combustible

L'utilisateur choisit un type de combustible à partir de la liste déroulante « Combustible #1 », « Combustible #2 » et/ou « Combustible #3 ». En fonction du choix du « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, le pouvoir calorifique adéquat sera utilisé dans les calculs.

Proportion de combustible

L'utilisateur entre le pourcentage annuel de chacun des 3 types de combustible utilisé.

L'utilisateur doit vérifier que la somme de tous les combustibles de la colonne des proportions de combustible est bien égale à 100 %.

Consommation de combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour les types de combustible choisis.

Consommation de combustible

Le modèle calcule les consommations annuelle et mensuelles de combustible pour les types de combustible choisis.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour les types de combustible choisis.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour les types de combustible choisis.

Coût en combustible

Le modèle calcule le coût annuel en combustible pour les types de combustible en multipliant le prix du combustible par la consommation annuelle en combustible. Le coût total annuel de l'ensemble des combustibles utilisés est alors calculé.

Système de production d'électricité du cas proposé

Dans cette section, l'utilisateur entre l'information concernant les systèmes de production d'électricité de base du cas proposé ainsi que ceux du système intermédiaire du cas proposé, si un tel système est envisagé.

Voir l'une des figures suivantes :

[Production d'électricité - Définition des charges de base et de pointe](#)

[Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

Choix du système

L'utilisateur choisit si le système de production d'électricité du cas proposé comprend un système de production d'électricité de base, auquel s'ajoute ou pas, un système de production d'électricité intermédiaire.

Quand l'option « Système de base et intermédiaire » est choisie, le modèle considère que le système de base fonctionne en continu et que la demande d'électricité sera comblée d'abord par le système de base, avant de solliciter les systèmes intermédiaire puis de pointe. Le système de production d'électricité intermédiaire est utilisé selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans la feuille de calcul.

Voir l'une des figures suivantes :

[Production d'électricité - Définition des charges de base et de pointe](#)

[Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

Système de production d'électricité de base

Système de production d'électricité intermédiaire

Type

L'utilisateur choisit le type du système de production d'électricité considéré à partir de la liste déroulante.

Disponibilité

L'utilisateur a la possibilité d'entrer la disponibilité du système de production d'électricité en heures ou en pourcentage du nombre total d'heures dans une année. Cette valeur est utilisée pour calculer l'électricité fournie à la charge, l'électricité exportée au réseau et pour calculer la capacité suggérée du système de production d'électricité de pointe.

Des valeurs typiques de la disponibilité d'un système neuf de production d'électricité sont comprises entre 8 000 (91,3 %) et 8 400 heures (95,9 %) par année. Des équipements usagés ou plus anciens peuvent présenter des disponibilités plus faibles.

Moteur à pistons

Un moteur à pistons entraînant une génératrice électrique, produit de l'électricité. En plus de produire de l'électricité, une certaine quantité utile de chaleur peut être récupérée des gaz d'échappement en utilisant un générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) ou un système de récupération de chaleur à eau chaude. De l'énergie thermique utile pour combler les besoins en chaleur du projet peut également être récupérée du moteur au niveau des systèmes de refroidissement du bloc-moteur ou de l'huile de lubrification, ou encore, à partir du turbocompresseur d'alimentation. Se référer au [Schéma d'un moteur à pistons](#) pour plus d'information.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique du moteur à pistons. Les valeurs typiques de capacité électrique d'un moteur à pistons sont présentées dans le tableau [Capacités électriques typiques de moteurs à pistons](#). Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique de l'équipement par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

La charge minimale typique d'un moteur à pistons est de 25 %.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans la feuille de calcul.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les figures suivantes montrent les consommations spécifiques moyennes de l'International Standards Organization (ISO) dans les conditions standards soit 15 °C (59 °F), 1 atmosphère (101,3 kPa) et 60 % en humidité relative, conditions généralement utilisées par les fabricants. Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. Les figures montrent les consommations spécifiques de différents équipements basées sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel. La consommation spécifique varie normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale. La consommation spécifique des turbines à gaz varie aussi en fonction de l'endroit où est installée la turbine (c'est-à-dire l'altitude, l'humidité et la température).

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI \(< 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS \(< 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI \(\$\geq\$ 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS \(\$\geq\$ 50 MW\)](#)

[Correction de la consommation spécifique en fonction de l'altitude](#)

[Correction de la consommation spécifique en fonction de l'humidité spécifique](#)

[Correction de la consommation spécifique en fonction de la température ambiante](#)

Taux de récupération de chaleur

L'utilisateur entre le taux de récupération de chaleur du générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) ou du système de récupération de chaleur à eau chaude. Il s'agit du pourcentage de la quantité de chaleur dégagée par l'équipement de production d'électricité qui est récupérée sous forme d'énergie thermique utile. Si la température d'opération de l'équipement de production d'électricité est trop basse, seule une partie de la chaleur produite peut être récupérée de manière utile.

Les valeurs typiques du taux de récupération de chaleur varient de 50 à 80 %. Si les besoins de chaleur sont à basse température, la plus grande valeur peut être utilisée. Si les besoins de chaleur sont à haute température, la plus petite valeur est plus adaptée. Si le système de récupération de chaleur produit de l'eau chaude, le taux de récupération de chaleur est généralement supérieur à un système de production de vapeur.

Voir la figure suivante :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommée par le système de production d'électricité, en fonction de sa capacité électrique et de sa consommation spécifique.

Capacité thermique

Le modèle calcule la capacité thermique de l'équipement de production d'électricité à partir de la capacité électrique, de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile à combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Turbine à gaz

Une turbine à gaz entraînant une génératrice électrique produit de l'électricité. En plus de produire de l'électricité, une certaine quantité utile de chaleur peut être récupérée des gaz d'échappement en utilisant un générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) ou un système de récupération de chaleur à eau chaude. Se référer au [Schéma d'une turbine à gaz](#) pour plus d'information.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique de la turbine à gaz. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique de l'équipement par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

La charge minimale typique d'une turbine à gaz est de 40 %.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les figures suivantes montrent les consommations spécifiques moyennes de l'International Standards Organization (ISO) dans les conditions standards soit 15 °C (59 °F), 1 atmosphère (101,3 kPa) et 60 % en humidité relative, conditions généralement utilisées par les fabricants. Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. Les figures montrent les consommations spécifiques de différents équipements basées sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel. La consommation spécifique varie

normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale. La consommation spécifique des turbines à gaz varie aussi en fonction de l'endroit où est installée la turbine (c'est-à-dire l'altitude, l'humidité et la température).

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(< 5 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(5 à 50 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI \(50 à 300 MW\)](#)

[Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS \(50 à 300 MW\)](#)

[Correction de la consommation spécifique en fonction de l'altitude](#)

[Correction de la consommation spécifique en fonction de l'humidité spécifique](#)

[Correction de la consommation spécifique en fonction de la température ambiante](#)

Taux de récupération de chaleur

L'utilisateur entre le taux de récupération de chaleur du générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) ou du système de récupération de chaleur à eau chaude. Il s'agit du pourcentage de la quantité de chaleur dégagée par l'équipement de production d'électricité qui est récupérée sous forme d'énergie thermique utile. Si la température d'opération de l'équipement de production d'électricité est trop basse, seule une partie de la chaleur produite peut être récupérée de manière utile.

Les valeurs typiques du taux de récupération de chaleur varient de 50 à 80 %. Si les besoins de chaleur sont à basse température, la plus grande valeur peut être utilisée. Si les besoins de chaleur sont à haute température, la plus petite valeur est plus adaptée. Si le système de récupération de chaleur produit de l'eau chaude, le taux de récupération de chaleur est généralement supérieur à un système de production de vapeur.

Voir la figure suivante :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommée par le système de production d'électricité, en fonction de sa capacité électrique et de sa consommation spécifique.

Capacité thermique

Le modèle calcule la capacité thermique de l'équipement de production d'électricité à partir de la capacité électrique, de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile à combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Turbine à gaz - cycle combiné

Les turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) produisent de l'électricité à l'aide d'une turbine à gaz (TG) et d'un générateur de vapeur alimentant une turbine à vapeur (TV). La turbine à gaz et la turbine à vapeur entraînent chacune une génératrice électrique. Le générateur de vapeur utilise la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz. Cet équipement est appelé un générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC). De la chaleur utile peut être récupérée par soutirage de vapeur à une pression intermédiaire et à la sortie de la turbine à vapeur dans le but de combler les besoins de la charge de chaleur. Se référer au [Schéma d'une turbine à gaz - cycle combiné](#) pour plus d'information.

Capacité électrique (TG)

L'utilisateur entre la capacité électrique de la turbine à gaz (TG). Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique de la turbine à gaz (TG) par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une

combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

La charge minimale typique d'une turbine à gaz est de 40 %.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les figures suivantes montrent les consommations spécifiques moyennes de l'International Standards Organization (ISO) dans les conditions standards soit 15 °C (59 °F), 1 atmosphère (101,3 kPa) et 60 % en humidité relative, conditions généralement utilisées par les fabricants. Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. Les figures montrent les consommations spécifiques de différents équipements basées sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel. La consommation spécifique varie normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale. La consommation spécifique des turbines à gaz varie aussi en fonction de l'endroit où est installée la turbine (c'est-à-dire l'altitude, l'humidité et la température).

Taux de récupération de chaleur

L'utilisateur entre le taux de récupération de chaleur du générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) ou du système de récupération de chaleur à eau chaude.

Il s'agit du pourcentage de la quantité de chaleur dégagée par l'équipement de production d'électricité qui est récupérée sous forme d'énergie thermique utile. Si la température d'opération de la turbine à gaz est trop basse, seule une partie de la chaleur produite peut être récupérée de manière utile.

Les valeurs typiques du taux de récupération de chaleur varient de 50 à 80 %. Si les besoins de chaleur sont à basse température, la plus grande valeur peut être utilisée. Si les besoins de chaleur sont à haute température, la plus petite valeur est plus adaptée. Si le système de récupération de chaleur produit de l'eau chaude, le taux de récupération de chaleur est généralement supérieur à un système de production de vapeur.

Voir la figure suivante :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommée par le système de production d'électricité, en fonction de sa capacité électrique et de sa consommation spécifique.

Capacité thermique

Le modèle calcule la capacité thermique de la turbine à gaz à partir de la capacité électrique (TG), de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur.

La capacité thermique est la chaleur utile produite par la turbine à gaz qui peut être récupérée pour faire fonctionner la turbine à vapeur.

Brûleur de veine

L'utilisateur indique en choisissant dans la liste déroulante si un brûleur de veine est utilisé ou non. Il s'agit d'un équipement placé entre la sortie de la turbine à gaz et le générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC). L'échappement d'une turbine à gaz contient de grandes quantités d'air, avec une proportion en oxygène encore proche de celle de l'air ambiant. Les gaz d'échappement peuvent donc encore être utilisés comme air de combustion préchauffé d'un brûleur additionnel appelé brûleur de veine. Ce brûleur permet d'augmenter la puissance thermique du générateur de vapeur et donc la capacité de la turbine à vapeur. En outre, le brûleur de veine peut être employé dans le cas d'un arrêt de la turbine à gaz ou pour répondre à certaines variations temporaires de la charge de chaleur.

Le modèle suppose que le type de combustible utilisé pour le brûleur de veine est le même que pour la turbine à gaz.

Capacité thermique du brûleur de veine

L'utilisateur entre la capacité thermique du brûleur de veine. Le rendement des brûleurs utilisés pour le brûleur de veine peut être considéré égal à 100 %.

Capacité thermique après le brûleur de veine

Le modèle calcule la capacité thermique après le brûleur de veine, qui est la quantité de chaleur rendue disponible à l'entrée du générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC), après le brûleur de veine.

Turbine à vapeur

Les turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) produisent de l'électricité à l'aide d'une turbine à gaz (TG) et d'un générateur de vapeur alimentant une turbine à vapeur (TV). La turbine à gaz et la turbine à vapeur entraînent chacune une génératrice électrique. Le générateur de vapeur utilise la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz. Cet équipement est appelé un générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC). Pour combler les besoins d'une charge de chaleur, on peut soutirer de la vapeur à la sortie de la turbine à vapeur. Se référer au [Schéma d'une turbine à gaz - cycle combiné](#) pour plus d'information.

Pression d'opération

L'utilisateur entre la pression d'opération de la turbine à vapeur, c'est-à-dire la pression de la vapeur à l'entrée de la turbine. Se référer au tableau [Pressions et températures typiques d'opération de turbines à vapeur](#) pour plus d'information.

Température de saturation

Le modèle calcule la température de saturation de la vapeur. La température de saturation est le point d'ébullition de l'eau à la pression d'opération de la turbine (pression de la vapeur alimentant la turbine).

Température de surchauffe

L'utilisateur entre la température de surchauffe de la vapeur. Si le projet n'a pas besoin de vapeur surchauffée, l'utilisateur entre la température de saturation calculée par le modèle.

La vapeur devient surchauffée quand elle est chauffée à une température supérieure à sa température de saturation tout en étant maintenue à la pression correspondant à la température de saturation. Par définition, elle ne peut pas coexister avec de l'eau sous forme liquide, elle ne contient donc aucune gouttelette d'eau et se comporte comme un gaz parfait tant que l'on ne se rapproche pas des conditions de saturation. La vapeur

surchauffée est aussi appelée vapeur surchargée, plus communément vapeur sèche et parfois gaz vapeur. Une des raisons de surchauffer la vapeur est de pouvoir utiliser de la tuyauterie de plus petit diamètre pour le réseau de distribution de vapeur.

Débit de vapeur

Le modèle calcule le débit de vapeur alimentant la turbine à vapeur à partir de la capacité thermique (après le brûleur de veine, si on utilise un tel équipement) et de la température en sortie de turbine, au point de soutirage de vapeur. Cette valeur est une autre manière d'exprimer la capacité de la turbine à vapeur.

Les valeurs typiques de débit de vapeur sont comprises entre 1 000 kg/h (150 kW) et 2 500 000 kg/h (1 000 MW).

Enthalpie

Le modèle calcule l'enthalpie de la vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur. L'enthalpie est une mesure globale de la quantité d'énergie contenue dans un corps.

Entropie

Le modèle calcule l'entropie de la vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur. L'entropie est une mesure globale du potentiel thermodynamique ou de la quantité de travail mécanique que l'on peut espérer extraire d'un corps.

Soutirage de vapeur

En utilisant la liste déroulante, l'utilisateur indique s'il y a soutirage ou non de la vapeur du système à une pression plus élevée que celle disponible en sortie de turbine à vapeur. Il s'agit donc d'une quantité de vapeur extraite, utilisée pour combler les besoins de la charge de chaleur, de qualité supérieure à celle disponible en sortie de turbine.

Taux maximum de soutirage de vapeur

L'utilisateur entre le taux maximum de soutirage de vapeur. Il s'agit d'un pourcentage du débit de vapeur qui alimente la turbine à vapeur. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine. Le taux maximum permis de soutirage de vapeur change selon le fabricant et le modèle de la turbine à vapeur.

Quantité de vapeur soutirée

Le modèle calcule la quantité de vapeur qui peut être extraite à partir du taux maximum de soutirage de vapeur et du débit de vapeur qui alimente la turbine à vapeur. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine.

Pression de la vapeur soutirée

L'utilisateur entre la pression de la vapeur soutirée de la turbine à vapeur. Plus la pression de la vapeur soutirée est élevée, plus la capacité thermique du soutirage de vapeur est grande et plus la capacité électrique est petite, et vice-versa. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine.

Température

Le modèle calcule la température de la vapeur extraite, qui est la température de saturation à la pression de la vapeur soutirée. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine.

Indice de qualité de la vapeur d'eau

Le modèle calcule l'indice de qualité de la vapeur d'eau. Si l'indice de qualité de la vapeur d'eau est inférieur à 1, la vapeur contient de l'eau sous forme de microgouttelettes (on dit alors que la vapeur est humide).

Typiquement, une turbine à vapeur exige un indice de qualité minimum compris entre 0,90 et 0,95. Si l'indice de qualité est trop faible, il pourrait y avoir érosion des pales de la turbine à vapeur, due à la collision des gouttelettes d'eau sur les pales de la turbine, augmentant de ce fait le coût d'entretien du système de production d'électricité. Si la pression de la vapeur soutirée est plus élevée, l'indice de qualité de la vapeur qui traverse la turbine augmente. Si on ne peut pas laisser sortir la vapeur à une pression plus élevée, on devra utiliser plusieurs turbines à vapeur et éventuellement un réchauffeur de vapeur ou un séparateur d'humidité. Ceci aidera à réduire des coûts d'entretien, mais augmentera le coût initial de l'équipement.

Enthalpie

Le modèle calcule l'enthalpie de la vapeur à la sortie du soutirage de vapeur. L'enthalpie est une mesure globale de la quantité d'énergie contenue dans un corps.

Consommation spécifique théorique de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique théorique de vapeur, une donnée qui caractérise la vapeur soutirée. Il s'agit de la quantité théorique de vapeur qu'il faut soutirer (à la température et à la pression au point de soutirage) pour produire 1 kWh d'électricité.

Sortie de turbine - pression de vapeur

L'utilisateur entre la pression de vapeur à la sortie de la turbine à vapeur. Plus la pression de vapeur à la sortie de la turbine est élevée, plus la capacité thermique de la vapeur que l'on peut en extraire est grande et plus la capacité électrique est petite, et vice-versa.

Température

Le modèle calcule la température de la vapeur à la sortie de la turbine, qui est la température de saturation à la pression de la vapeur à la sortie de la turbine.

Indice de qualité de la vapeur d'eau

Le modèle calcule l'indice de qualité de la vapeur d'eau. Si l'indice de qualité de la vapeur d'eau est inférieur à 1, la vapeur contient de l'eau sous forme de microgouttelettes (on dit alors que la vapeur est humide).

Typiquement, une turbine à vapeur exige un indice de qualité minimum compris entre 0,90 et 0,95. Si l'indice de qualité est trop faible, il pourrait y avoir érosion des pales de la turbine à vapeur, due à la collision des gouttelettes d'eau sur les pales de la turbine, augmentant de ce fait le coût d'entretien du système de production d'électricité. Si la pression de la vapeur à la sortie de la turbine est plus élevée, l'indice de qualité de la vapeur qui traverse la turbine augmente. Si on ne peut pas laisser sortir la vapeur à une pression plus élevée, on devra utiliser plusieurs turbines à vapeur et éventuellement un réchauffeur de vapeur ou un séparateur d'humidité. Ceci aidera à réduire des coûts d'entretien, mais augmentera le coût initial de l'équipement.

Enthalpie

Le modèle calcule l'enthalpie de la vapeur à la sortie de la turbine à vapeur. L'enthalpie est une mesure globale de la quantité d'énergie contenue dans un corps.

Consommation spécifique théorique de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique théorique de vapeur, une donnée qui caractérise la vapeur disponible à la sortie de la turbine. Il s'agit de la quantité théorique de vapeur qu'il faut utiliser (à la température et à la pression en sortie de turbine) pour produire 1 kWh d'électricité.

Rendement de la turbine à vapeur (TV)

L'utilisateur entre le rendement de la turbine à vapeur (TV). Cette valeur inclut les pertes dans la turbine à vapeur, les pertes intrinsèques au système et pour faire fonctionner des équipements auxiliaires.

Les valeurs typiques de rendement de la turbine à vapeur varient entre 70 et 80 %. Les grandes turbines à vapeur ont typiquement des rendements plus élevés que les petites. Le rendement de la turbine varie en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine et de la différence entre les températures de surchauffe et de saturation.

Choisir l'une des figures suivantes :

[Rendements typiques d'une turbine à vapeur](#)

[Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine](#)

[Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la surchauffe initiale](#)

Consommation spécifique réelle de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique réelle de vapeur globalement disponible en sortie de turbine et, si c'est le cas, au point d'extraction. Cette valeur caractérise la vapeur; il s'agit de la quantité réelle de vapeur nécessaire pour produire 1 kWh d'électricité. Elle est calculée en fonction du débit de vapeur, du taux maximum de soutirage de vapeur, du rendement de la turbine à vapeur (TV) et des consommations spécifiques théoriques de vapeur au point de soutirage et en sortie de turbine.

Sommaire

Cette section récapitule les capacités électriques et thermiques, avec et sans soutirage de vapeur. Elle donne également l'électricité fournie à la charge et exportée au réseau en fonction de la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Capacité électrique (TV) - avec soutirage

Le modèle calcule la capacité électrique produite par la turbine à vapeur (TV) avec soutirage.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique produite par la turbine à vapeur avec soutirage par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Capacité électrique totale (TGCC) - avec soutirage

Le modèle calcule la capacité électrique totale avec soutirage produite par l'ensemble du système de turbine à gaz - cycle combiné (TGCC), en additionnant la capacité électrique produite par la turbine à gaz (TG) et la capacité électrique produite par la turbine à vapeur (TV) avec soutirage.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique avec soutirage (TGCC) par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Capacité électrique (TV) [- sans soutirage]

Le modèle calcule la capacité électrique produite par la turbine à vapeur (TV) sans soutirage.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique produite par la turbine à vapeur sans soutirage par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Capacité électrique totale (TGCC) [- sans soutirage]

Le modèle calcule la capacité électrique totale sans soutirage produite par l'ensemble du système de turbine à gaz - cycle combiné (TGCC), en additionnant la capacité électrique produite par la turbine à gaz (TG) et la capacité électrique produite par la turbine à vapeur (TV) sans soutirage.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique sans soutirage (TGCC) par rapport à la charge de pointe totale du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calculs.

Température de retour

L'utilisateur entre la température de retour d'eau. Il s'agit de la température de retour d'eau après condensation de la vapeur soutirée et de la vapeur sortant de la turbine.

La température de retour est généralement de l'ordre de 50 à 90 °C.

Capacité thermique - sans soutirage

Le modèle calcule la capacité thermique sans soutirage à partir du débit de vapeur alimentant la turbine, de la pression et de la température à la sortie de la turbine et de la température de retour.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile pour combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Capacité thermique [- avec soutirage]

Le modèle calcule la capacité thermique avec soutirage (si un soutirage de vapeur est inclus) à partir du débit de vapeur, du taux maximum de soutirage de vapeur, de la pression et de la température au point intermédiaire de soutirage de la vapeur, de la pression et la température en sortie de turbine à vapeur et de la température de retour.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile pour combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Turbine à vapeur

Les turbines à vapeur produisent de l'électricité en utilisant la vapeur produite par un générateur de vapeur pour faire entraîner une génératrice électrique. De la chaleur utile pour combler les besoins de la charge de chaleur peut être récupérée par soutirage de vapeur à une pression intermédiaire et à la sortie de la turbine à vapeur. Se référer au [Schéma d'une turbine à vapeur](#) pour plus d'information.

Débit de vapeur

L'utilisateur entre le débit de vapeur disponible. Les valeurs typiques de débit de vapeur sont comprises entre 1 000 kg/h (150 kW) et 2 500 000 kg/h (1 000 MW).

Pression d'opération

L'utilisateur entre la pression d'opération de la turbine à vapeur, c'est-à-dire la pression de la vapeur à l'entrée de la turbine. Se référer au tableau [Pressions et températures typiques d'opération de turbines à vapeur](#) pour plus d'information.

Température de saturation

Le modèle calcule la température de saturation de la vapeur. La température de saturation est le point d'ébullition de l'eau à la pression d'opération de la turbine (pression de la vapeur alimentant la turbine).

Température de surchauffe

L'utilisateur entre la température de surchauffe de la vapeur. Si le projet n'a pas besoin de vapeur surchauffée, l'utilisateur entre la température de saturation calculée par le modèle.

La vapeur devient surchauffée quand elle est chauffée à une température supérieure à sa température de saturation tout en étant maintenue à la pression correspondant à la température de saturation. Par définition, elle ne peut pas coexister avec de l'eau sous forme liquide, elle ne contient donc aucune gouttelette d'eau et se comporte comme un gaz parfait tant que l'on ne se rapproche pas des conditions de saturation. La vapeur surchauffée est aussi appelée vapeur surchargée, plus communément vapeur sèche et parfois gaz vapeur. Une des raisons de surchauffer la vapeur est de pouvoir utiliser de la tuyauterie de plus petit diamètre pour le réseau de distribution de vapeur.

Enthalpie

Le modèle calcule l'enthalpie de la vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur. L'enthalpie est une mesure globale de la quantité d'énergie contenue dans un corps.

Entropie

Le modèle calcule l'entropie de la vapeur à l'entrée de la turbine à vapeur. L'entropie est une mesure globale du potentiel thermodynamique ou de la quantité de travail mécanique que l'on peut espérer extraire d'un corps.

Soutirage de vapeur

En utilisant la liste déroulante, l'utilisateur indique s'il y a soutirage ou non de la vapeur du système à une pression plus élevée que celle disponible en sortie de turbine à vapeur. Il s'agit donc d'une quantité de vapeur extraite, utilisée pour combler les besoins de la charge de chaleur, de qualité supérieure à celle disponible en sortie de turbine.

Taux maximum de soutirage de vapeur

L'utilisateur entre le taux maximum de soutirage de vapeur. Il s'agit d'un pourcentage du débit de vapeur qui alimente la turbine à vapeur. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine. Le taux maximum permis de soutirage de vapeur change selon le fabricant et le modèle de la turbine à vapeur.

Quantité de vapeur soutirée

Le modèle calcule la quantité de vapeur qui peut être extraite à partir du taux maximum de soutirage de vapeur et du débit de vapeur qui alimente la turbine à vapeur. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine.

Pression de la vapeur soutirée

L'utilisateur entre la pression de la vapeur soutirée de la turbine à vapeur. Plus la pression de la vapeur soutirée est élevée, plus la capacité thermique du soutirage de vapeur est grande et plus la capacité électrique est petite, et vice-versa. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, plus élevé que celui de la vapeur en sortie de turbine.

Température

Le modèle calcule la température de la vapeur extraite, qui est la température de saturation à la pression de la vapeur soutirée. Ce que l'on entend par soutirage de vapeur est un prélèvement de vapeur effectué à un niveau intermédiaire de pression, avant la sortie de turbine.

Indice de qualité de la vapeur d'eau

Le modèle calcule l'indice de qualité de la vapeur d'eau. Si l'indice de qualité de la vapeur d'eau est inférieur à 1, la vapeur contient de l'eau sous forme de microgouttelettes (on dit alors que la vapeur est humide).

Typiquement, une turbine à vapeur exige un indice de qualité minimum compris entre 0,90 et 0,95. Si l'indice de qualité est trop faible, il pourrait y avoir érosion des pales de la turbine à vapeur, due à la collision des gouttelettes d'eau sur les pales de la turbine, augmentant de ce fait le coût d'entretien du système de production d'électricité. Si la pression de la vapeur soutirée est plus élevée, l'indice de qualité de la vapeur qui traverse la turbine augmente. Si on ne peut pas laisser sortir la vapeur à une pression plus élevée, on devra utiliser plusieurs turbines à vapeur et éventuellement un réchauffeur de vapeur ou un séparateur d'humidité. Ceci aidera à réduire des coûts d'entretien, mais augmentera le coût initial de l'équipement.

Enthalpie

Le modèle calcule l'enthalpie de la vapeur à la sortie du point de soutirage. L'enthalpie est une mesure globale de la quantité d'énergie contenue dans un corps.

Consommation spécifique théorique de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique théorique de vapeur, une donnée qui caractérise la vapeur soutirée. Il s'agit de la quantité théorique de vapeur qu'il faut soutirer (à la température et à la pression au point de soutirage) pour produire 1 kWh d'électricité.

Sortie de turbine - pression de vapeur

L'utilisateur entre la pression de vapeur à la sortie de la turbine à vapeur. Plus la pression de vapeur à la sortie de la turbine est élevée, plus la capacité thermique de la vapeur que l'on peut en extraire est grande et plus la capacité électrique est petite, et vice-versa.

Température

Le modèle calcule la température de la vapeur à la sortie de la turbine, qui est la température de saturation à la pression de la vapeur à la sortie de la turbine.

Indice de qualité de la vapeur d'eau

Le modèle calcule l'indice de qualité de la vapeur d'eau. Si l'indice de qualité de la vapeur d'eau est inférieur à 1, la vapeur contient de l'eau sous forme de microgouttelettes (on dit alors que la vapeur est humide).

Typiquement, une turbine à vapeur exige un indice de qualité minimum compris entre 0,90 et 0,95. Si l'indice de qualité est trop faible, il pourrait y avoir érosion des pales de la turbine à vapeur, due à la collision des gouttelettes d'eau sur les pales de la turbine, augmentant de ce fait le coût d'entretien du système de production d'électricité. Si la pression de la vapeur à la sortie de la turbine est plus élevée, l'indice de qualité de la vapeur qui traverse la turbine augmente. Si on ne peut pas laisser sortir la vapeur à une pression plus élevée, on devra utiliser plusieurs turbines à vapeur et éventuellement un

réchauffeur de vapeur ou un séparateur d'humidité. Ceci aidera à réduire des coûts d'entretien, mais augmentera le coût initial de l'équipement.

Enthalpie

Le modèle calcule l'enthalpie de la vapeur à la sortie de la turbine à vapeur. L'enthalpie est une mesure globale de la quantité d'énergie contenue dans un corps.

Consommation spécifique théorique de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique théorique de vapeur, une donnée qui caractérise la vapeur disponible à la sortie de la turbine. Il s'agit de la quantité théorique de vapeur qu'il faut utiliser (à la température et à la pression en sortie de turbine) pour produire 1 kWh d'électricité.

Rendement de la turbine à vapeur (TV)

L'utilisateur entre le rendement de la turbine à vapeur (TV). Cette valeur inclut les pertes dans la turbine à vapeur, les pertes intrinsèques au système et pour faire fonctionner des équipements auxiliaires.

Les valeurs typiques de rendement de la turbine à vapeur varient entre 70 et 80 %. Les grandes turbines à vapeur ont typiquement des rendements plus élevés que les petites. Le rendement de la turbine varie en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine et de la différence entre les températures de surchauffe et de saturation.

Voir l'une des figures suivantes :

[Rendements typiques d'une turbine à vapeur](#)

[Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine](#)

[Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la surchauffe initiale](#)

Consommation spécifique réelle de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique réelle de vapeur globalement disponible en sortie de turbine et, si c'est le cas, au point d'extraction. Cette valeur caractérise la vapeur; il s'agit de la quantité réelle de vapeur nécessaire pour produire 1 kWh d'électricité. Elle est calculée en fonction du débit de vapeur, du taux maximum de soutirage de vapeur, du rendement de la turbine à vapeur (TV) et des consommations spécifiques théoriques de vapeur au point de soutirage et en sortie de turbine.

Sommaire

Cette section récapitule les capacités électriques et thermiques, avec et sans soutirage de vapeur. Elle donne également l'électricité fournie à la charge et exportée au réseau en fonction de la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Capacité électrique - avec soutirage

Le modèle calcule la capacité électrique produite par la turbine à vapeur avec soutirage.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique avec soutirage par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Capacité électrique [- sans soutirage]

Le modèle calcule la capacité électrique produite par la turbine à vapeur sans soutirage.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique sans soutirage par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

La charge minimale typique d'une turbine à vapeur est de 40 %.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle et capacité

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement. L'utilisateur peut également entrer la capacité électrique de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Rendement saisonnier

L'utilisateur entre le rendement saisonnier du générateur de vapeur. Cette valeur est généralement plus faible que celle du rendement en régime permanent, car elle est calculée sur une base saisonnière. Ainsi, le « rendement en régime permanent » est valable pour les conditions de pleine charge, tandis que le « rendement saisonnier » tient compte des conditions de charge partielle durant l'année. Les valeurs typiques du rendement saisonnier pour les générateurs de vapeur des turbines à vapeur sont comprises entre 75 et 85 % (basées sur le PCS du gaz naturel).

Température de retour

L'utilisateur entre la température de retour. Il s'agit de la température de retour d'eau après condensation de la vapeur soutirée et de la vapeur sortant de la turbine.

La température de retour est généralement de l'ordre de 50 à 90 °C.

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommée par le générateur de vapeur, en fonction de la température de retour, du débit de vapeur d'alimentation, de la température de surchauffe et du rendement saisonnier du générateur de vapeur.

Capacité thermique - sans soutirage

Le modèle calcule la capacité thermique sans soutirage à partir du débit de vapeur alimentant la turbine, de la pression et de la température à la sortie de la turbine et de la température de retour.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile pour combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Capacité thermique [- avec soutirage]

Le modèle calcule la capacité thermique avec soutirage (si un soutirage de la vapeur est inclus) à partir du débit de vapeur, du taux maximum de soutirage de vapeur, de la pression et de la température au point intermédiaire de soutirage de la vapeur, de la pression et la température en sortie de turbine à vapeur et de la température de retour.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile pour combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Système géothermique

Les systèmes géothermiques produisent de l'électricité en utilisant la chaleur à haute température des profondeurs terrestres, accessible dans certains sites. Le modèle suppose qu'il n'y a aucune chaleur récupérée pour des applications de cogénération.

Débit de vapeur

L'utilisateur entre le débit de vapeur disponible. Les valeurs typiques de débit de vapeur sont comprises entre 1 000 kg/h (150 kW) et 2 500 000 kg/h (1 000 MW).

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle et capacité

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement. L'utilisateur peut également entrer la capacité électrique de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Pression d'opération

L'utilisateur entre la pression d'opération de la turbine à vapeur, c'est-à-dire la pression de la vapeur à l'entrée de la turbine. Se référer au tableau [Pressions et températures typiques d'opération de turbines à vapeur](#) pour plus d'information.

Température de saturation

Le modèle calcule la température de saturation de la vapeur. La température de saturation est la température au point d'ébullition de l'eau à la pression d'opération de la turbine (pression de la vapeur alimentant la turbine).

Température de vapeur

L'utilisateur entre la température de vapeur, qui représente la température à laquelle la vapeur est extraite de la terre.

Sortie de turbine - pression de vapeur

L'utilisateur entre la pression de vapeur à la sortie de la turbine à vapeur.

Rendement de la turbine à vapeur (TV)

L'utilisateur entre le rendement de la turbine à vapeur (TV). Cette valeur inclut les pertes dans la turbine à vapeur, les pertes intrinsèques au système et pour faire fonctionner des équipements auxiliaires.

Les valeurs typiques de rendement de la turbine à vapeur varient entre 70 et 80 %. Les grandes turbines à vapeur ont typiquement des rendements plus élevés que les petites.

Voir l'une des figures suivantes :

[Rendements typiques d'une turbine à vapeur](#)

[Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine](#)

[Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la surchauffe initiale](#)

Consommation spécifique réelle de vapeur

Le modèle calcule la consommation spécifique réelle de vapeur du système géothermique. Cette valeur caractérise la vapeur; il s'agit de la quantité réelle de vapeur nécessaire pour produire 1 kWh d'électricité. Elle est calculée en fonction du débit de vapeur, de la température de la vapeur, de la pression à la sortie de la turbine et du rendement de la turbine.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

La charge minimale typique d'une turbine à vapeur est de 40 %.

Capacité électrique

Le modèle calcule la capacité électrique.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Pile à combustible

Les piles à combustible produisent de l'électricité à l'aide d'un procédé électrochimique. La réaction chimique est exothermique et offre des possibilités de récupération de chaleur. Se référer au [Schéma d'une pile à combustible](#) et au tableau des [Caractéristiques des piles à combustible](#) pour plus d'information.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique de la pile à combustible. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

La charge minimale typique d'une pile à combustible est de 25 % pour les capacités électriques supérieures à 10 kW et 35 % pour les capacités électriques inférieures à 10 kW.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les figures suivantes montrent les consommations spécifiques moyennes de l'International Standards Organization (ISO) dans les conditions standards soit 15 °C (59 °F), 1 atmosphère (101,3 kPa) et 60 % en humidité relative, conditions généralement utilisées par les fabricants. Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. Les figures montrent les consommations spécifiques de différents équipements basées sur le pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gaz naturel. La consommation spécifique varie

normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale.

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)
[Caractéristiques des piles à combustible](#)

Taux de récupération de chaleur

L'utilisateur entre le taux de récupération de chaleur du système de récupération de chaleur. Il s'agit du pourcentage de la quantité de chaleur dégagée par l'équipement de production d'électricité qui est récupérée sous forme d'énergie thermique utile. Si la température d'opération de l'équipement de production d'électricité est trop basse, seule une partie de la chaleur produite peut être récupérée de manière utile.

Les valeurs typiques du taux de récupération de chaleur d'une pile à combustible vont de 0 à 30 %.

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)
[Caractéristiques des piles à combustible](#)

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommée par le système de production d'électricité, en fonction de sa capacité électrique et de sa consommation spécifique.

Capacité thermique

Le modèle calcule la capacité thermique de l'équipement de production d'électricité à partir de la capacité électrique, de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile à combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Éolienne

Les éoliennes produisent de l'électricité à l'aide de l'énergie du vent. Le modèle suppose qu'il n'y a aucune chaleur récupérée pour des applications de cogénération.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique de l'éolienne. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Facteur d'utilisation

L'utilisateur entre le facteur d'utilisation, qui représente le ratio de la puissance moyenne annuelle produite par la centrale éolienne par rapport à sa capacité électrique installée. Les valeurs typiques pour le facteur d'utilisation de l'éolienne s'étendent de 20 à 40 %. La limite inférieure de cette plage est caractéristique de vieilles éoliennes installées sous des régimes de vents moyens, alors que la limite supérieure de cette plage est représentative des nouvelles éoliennes installées sous de bons régimes de vents.

L'utilisateur peut se référer au Modèle pour projets de centrale éolienne de RETScreen International pour calculer cette valeur.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Turbine hydroélectrique

Les turbines hydroélectriques produisent de l'électricité à l'aide de l'énergie cinétique et potentielle d'une chute d'eau ou d'un cours d'eau. Le modèle suppose qu'il n'y a aucune chaleur à récupérer pour des applications de cogénération.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique de la turbine hydroélectrique. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Facteur d'utilisation

L'utilisateur entre le facteur d'utilisation, qui représente le ratio de la puissance moyenne annuelle produite par la turbine hydroélectrique par rapport à sa capacité électrique installée. Les valeurs typiques de facteur d'utilisation de la turbine hydroélectrique s'étendent de 40 à 95 %.

L'utilisateur peut se référer au Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique de RETScreen International pour calculer cette valeur.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Module photovoltaïque

Les modules photovoltaïques (PV) produisent de l'électricité à l'aide du rayonnement solaire. Le modèle suppose qu'il n'y a aucune chaleur à récupérer pour des applications de cogénération.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique du système photovoltaïque. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Facteur d'utilisation

L'utilisateur entre le facteur d'utilisation, qui représente le ratio de la puissance moyenne annuelle produite par les modules photovoltaïques par rapport à la capacité installée. Les valeurs typiques de facteur d'utilisation des modules photovoltaïques s'étendent de 15 à 20 %.

L'utilisateur peut se référer au Modèle pour projets d'installation photovoltaïque de RETScreen International (version 3.0 ou supérieure) pour calculer cette valeur.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Autre

Dans cette section, l'utilisateur entre des informations sur d'autres types de systèmes de production d'électricité non proposés parmi les différents « Type » de la liste déroulante. L'option « Autre » peut être employée pour évaluer de nouvelles technologies de production d'électricité.

Description

L'utilisateur entre la description du système de production d'électricité à titre de référence seulement.

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique de l'équipement. Le graphique « Contribution des systèmes » affiché dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* peut être utilisé comme guide.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la capacité électrique par rapport à la charge de pointe du système de production d'électricité du cas proposé.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Charge minimale

L'utilisateur entre la charge (capacité électrique) minimale que doit fournir l'équipement électrique pour fonctionner, sous la forme d'un pourcentage de la « Capacité électrique » entrée précédemment. Cette valeur est comparée à la « Charge électrique moyenne nette » mensuelle du système du cas proposé, donnée dans la feuille de calcul *Charge et réseau*. Si la charge minimale de l'équipement dépasse la charge électrique moyenne nette pour certains mois, l'utilisateur doit choisir un autre équipement ou une combinaison d'équipements moins puissants dont la charge minimale pourra toujours être absorbée par les besoins électriques du projet. Pour respecter cette contrainte, on peut utiliser plusieurs unités plus petites opérant en parallèle.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Le modèle calcule le pourcentage que représente la quantité d'électricité fournie à la charge par rapport à la demande énergétique du système de production d'électricité du cas proposé.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau selon la stratégie d'exploitation choisie dans la section « Stratégie d'exploitation » plus bas dans cette feuille de calcul.

Fabricant

L'utilisateur entre le nom du fabricant de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen

Modèle

L'utilisateur entre le nom du modèle de l'équipement à titre de référence seulement.

Pour plus d'information, l'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen.

Consommation spécifique

L'utilisateur entre la consommation spécifique du système de production d'électricité. La consommation spécifique est la quantité d'énergie à fournir (en kJ ou Btu), sous forme de combustible, pour produire 1 kWh d'électricité. Cette valeur est une autre façon de présenter le rendement de conversion en électricité d'un système de production d'électricité et elle est communément employée dans l'industrie.

Les consommations spécifiques sont généralement établies pour le pouvoir calorifique inférieur. La consommation spécifique varie normalement en fonction du régime d'utilisation des équipements par rapport à leur puissance nominale. Cette consommation ne doit être prise en compte que si les équipements fonctionnent pendant des périodes prolongées à leur puissance nominale.

Voir la figure suivante :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

Taux de récupération de chaleur

L'utilisateur entre le taux de récupération de chaleur du système de récupération de chaleur. Il s'agit du pourcentage de la quantité de chaleur dégagée par l'équipement de production d'électricité qui est récupérée sous forme d'énergie thermique utile. Si la

température d'opération de l'équipement de production d'électricité est trop basse, seule une partie de la chaleur produite peut être récupérée de manière utile.

Voir la figure suivante :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)

Combustible nécessaire

Le modèle calcule la quantité horaire de combustible consommée par le système de production d'électricité, en fonction de sa capacité électrique et de sa consommation spécifique.

Capacité thermique

Le modèle calcule la capacité thermique de l'équipement de production d'électricité à partir de la capacité électrique, de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur.

La capacité thermique est la puissance thermique dégagée par l'équipement de production d'électricité qui peut être récupérée sous forme de chaleur utile à combler les besoins de la charge de chaleur. Si le projet proposé n'inclut pas de charge de chaleur ou si la charge de chaleur est plus petite que la capacité thermique, cette quantité de chaleur devra être rejetée en totalité ou en partie dans l'environnement (p. ex. avec un système de refroidissement).

Stratégie d'exploitation

La section stratégie d'exploitation permet de spécifier la stratégie d'exploitation optimale du système de production d'électricité. Noter que cette méthode est seulement un indicateur de la rentabilité du système choisi.

Les valeurs calculées selon la stratégie d'exploitation choisie dans la feuille de calcul *Choix des équipements* sont affichées en gras et sont copiées automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Prix du combustible - production de chaleur du cas de référence

Le modèle calcule le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le système de production de chaleur du cas de référence à partir des valeurs entrées dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Prix de l'électricité - cas de référence

Le modèle calcule le prix de l'électricité pour le système du cas de référence à partir des valeurs entrées dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Prix du combustible - production d'électricité du cas proposé

Le modèle calcule le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le système de production d'électricité du cas proposé (charge de base ou intermédiaire) à partir du prix du combustible entré dans la section « Méthode de choix du combustible » ci-dessus.

Prix de l'électricité exportée

L'utilisateur entre le prix de vente de l'électricité exportée, qui est le prix que la compagnie d'électricité ou un autre client accepte de payer pour l'électricité qu'on lui fournit. S'il n'y a pas d'électricité exportée au réseau alors l'utilisateur ne doit pas entrer cette valeur ou peut simplement entrer la valeur 0.

Prix de l'électricité - cas proposé

L'utilisateur entre le prix de l'électricité qui doit être encore achetée à un fournisseur extérieur dans le cas proposé, qui est le prix de l'électricité du réseau facturée par le fournisseur. Ce prix de l'électricité pourrait augmenter par rapport à celui du cas de référence. En effet, si la quantité d'électricité achetée au fournisseur diminue après l'implantation du projet proposé, le fournisseur d'électricité pourra décider de ne plus accorder le tarif accordé aux utilisateurs qui ont une demande d'électricité plus grande.

Électricité fournie à la charge

Le modèle calcule la quantité d'électricité fournie à la charge pour les différentes stratégies d'exploitation.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée au réseau (ou à un autre client) pour les différentes stratégies d'exploitation.

Électricité - complément nécessaire

Le modèle calcule le complément d'électricité nécessaire pour les différentes stratégies d'exploitation. Cette valeur représente l'électricité qui doit être fournie par le système de production d'électricité de pointe (qui peut être le réseau électrique), comme cela a été défini dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Chaleur récupérée

Le modèle calcule la quantité de chaleur récupérée du système de production d'électricité pour combler les besoins de la charge de chaleur pour les différentes stratégies d'exploitation.

Chaleur - complément nécessaire

Le modèle calcule le complément de chaleur nécessaire pour les différentes stratégies d'exploitation. Cette valeur représente la quantité de chaleur qui doit être fournie par les systèmes de production de chaleur intermédiaire # 2 et/ou de pointe, comme cela a été défini dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Combustible pour la production d'électricité

Le modèle calcule la quantité de combustible consommé pour la production d'électricité pour les différentes stratégies d'exploitation.

Profit (pertes) d'exploitation

Le modèle calcule le profit (ou les pertes) d'exploitation pour les différentes stratégies d'exploitation. Cette valeur représente les profits ou les pertes d'exploitation du système de production d'électricité choisi basé sur la stratégie d'exploitation retenue. Ce calcul ne tient pas compte des coûts liés aux coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien, au financement, etc.

Rendement

Le modèle calcule le rendement (en %) des différentes stratégies d'exploitation, qui représente le rapport de l'énergie utile fournie (l'électricité fournie à la charge, l'électricité exportée au réseau et la chaleur récupérée) sur la quantité d'énergie consommée (combustible pour la production d'électricité). L'utilisateur peut également choisir d'exprimer le rendement en kJ/kWh ou en Btu/kWh à partir de la liste déroulante. Dans ce cas-ci, le rendement est exprimé comme la quantité d'énergie (en kJ ou en Btu) du combustible nécessaire pour produire 1 kWh d'énergie utile (toutes formes d'énergie confondues).

Choix du système de production d'électricité de base

Cette option offre la possibilité d'intervertir les rôles respectifs des systèmes de base et intermédiaire, quand le projet comprend un système de production d'électricité intermédiaire en plus de celui de base. Pour ce faire, l'utilisateur choisit, à partir de la liste déroulante, lequel des deux systèmes de production d'électricité agira en tant que système de base. Le modèle recalcule alors les résultats des sections « Système de production

d'électricité de base » et « Système de production d'électricité intermédiaire » et du tableau de la stratégie d'exploitation.

Voir la figure suivante :

[Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe](#)

Choix de la stratégie d'exploitation

L'utilisateur choisit la stratégie d'exploitation à partir de la liste déroulante. Pour la « Pleine puissance électrique », le modèle suppose que le système fonctionne à pleine capacité 100 % du temps. Pour l'option « Asservi à la charge électrique », le modèle suppose que le système fonctionne à une capacité égale à la charge électrique. Pour l'option « Asservi à la charge de chaleur », le modèle suppose que le système fonctionne à une capacité électrique qui permet de fournir une capacité thermique égale à la charge de chaleur.

Les valeurs calculées pour la stratégie d'exploitation choisie dans la feuille de calcul *Choix des équipements* sont affichées en gras et sont copiées automatiquement dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Voir l'une des figures suivantes :

[Exploitation à pleine puissance électrique](#)

[Exploitation asservie à la charge électrique](#)

[Exploitation asservie à la charge de chaleur](#)

Analyse des coûts¹

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets d'énergies propres, la feuille de calcul *Analyse des coûts* aide l'utilisateur à estimer les coûts (et les crédits) relatifs au projet de cogénération proposé. Le modèle considère les coûts d'investissement initiaux et les frais annuels récurrents. L'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information nécessaire.

C'est normalement avec de nouveaux projets que l'on pourra réaliser les installations de cogénération d'électricité, de chaleur et/ou de froid les plus rentables. En second lieu, les projets de remise à niveau ou réparation d'un système existant peuvent être les plus rentables. Des coûts particulièrement élevés de l'électricité, de la chaleur et/ou du froid, ou encore des programmes d'incitatifs financiers peuvent rendre un système de cogénération avantageux, même dans le cas d'un projet de mise à niveau qui ne bénéficie pas de conditions favorables. C'est souvent la disponibilité d'un combustible à bas coût qui rend un projet de cogénération financièrement attrayant.

Lors de l'évaluation des coûts d'un projet de cogénération, il ne faut pas oublier que si ce projet ne se réalise pas, il y aura de toute façon fort probablement un autre projet à mettre en oeuvre, le projet « conventionnel » de référence. Cela signifie que plusieurs éléments de la liste de coûts du projet de cogénération devront être « crédités » des coûts des éléments équivalents du projet de référence, au niveau du matériel comme celui de la main-d'œuvre. L'utilisateur veillera donc à dresser un bilan détaillé des coûts d'investissement qui peuvent être crédités. Il est fort probable que des coûts d'ingénierie et de conception et d'autres coûts de développement puissent aussi être crédités, étant donné qu'une partie du temps consacré à ces activités aurait été consacrée de toute façon au projet de référence. Des cellules « Personnalisé », identifiées d'une couleur grise, dans lesquelles on peut ajouter du texte, ont été prévues dans la feuille de calcul pour permettre aux analystes de l'étude de pré faisabilité de bien identifier comment on a tenu compte de ces déductions de coûts dans l'analyse financière du projet. Ces « crédits » peuvent avoir un impact significatif sur la rentabilité du projet proposé.

Choix d'options

Analyse de pré faisabilité ou de faisabilité

L'utilisateur choisit le type d'analyse en cochant la case d'option de son choix. Pour une « analyse de pré faisabilité », le modèle exige des estimations moins détaillées et moins précises, alors qu'une « analyse de faisabilité » exige généralement plus détails et de précision dans les estimations.

¹ On rappelle à l'utilisateur que les plages indicatives des coûts données dans cette version de RETScreen sont en dollars canadiens, basés sur les prix de 2005. Certains prix peuvent fortement varier dans le temps, aussi, l'utilisateur doit s'assurer de leur validité. (Un dollar canadien valait environ 0,81 \$US et 0,62 € au 1^{er} janvier 2005).

Pour mieux comprendre le contexte, il faut se positionner dans la situation où l'on présente une demande de financement d'un projet énergétique à un organisme de prêt ou de subvention. Il est vraisemblable que les premières questions posées seront, « Est-ce que votre évaluation des coûts est précise ? Quelle est la probabilité qu'il y ait un dépassement des coûts ? Comment ce projet se compare financièrement à d'autres options ? ». Il est très difficile de répondre à ces questions avec un quelconque niveau de confiance. En effet, quiconque aura préparé les données d'un tel projet aura eu à trouver un compromis entre deux exigences contradictoires :

- Maintenir à un niveau peu élevé les frais de développement du projet, au cas où son financement ne pourrait être obtenu, ou au cas où le projet s'avérerait non rentable en comparaison d'une autre option énergétique.
- Engager des frais de conception et investir du temps additionnels, afin de pouvoir évaluer avec plus de précision et de confiance les coûts du projet et de connaître plus précisément les quantités d'énergie économisées ou produites par le projet.

Pour éviter autant que possible la situation d'avoir à choisir entre ces deux exigences, il est habituellement recommandé de faire progresser le projet selon les quatre étapes suivantes :

- Analyse de pré faisabilité
- Analyse de faisabilité
- Développement (incluant le montage financier) et conception
- Construction et mise en service

En passant d'une étape à l'autre, on doit augmenter plus ou moins d'un ordre de grandeur les montants à investir dans le projet. Mais chaque fois, le niveau d'incertitude dans l'estimé des coûts du projet est réduit d'environ la moitié. Ce processus est illustré pour les projets hydroélectriques dans la figure d'[exactitude des estimations de coûts de projets](#) [Gordon, 1989].

À la fin de chaque étape, le promoteur du projet considère généralement être arrivé à un point où il doit décider s'il passe ou non à l'étape suivante du projet. Des études de pré faisabilité et de faisabilité de haute qualité, mais à coût abordable, sont donc très importantes aux yeux des promoteurs, car elles leur permettent d'éliminer plus rapidement des projets qui n'ont pas de sens au plan financier, mais aussi d'identifier, avant même de s'engager dans la construction, sur quels points particuliers il vaut mieux consacrer ses efforts lors du développement et de la conception du projet. Le logiciel RETScreen d'analyse de projets d'énergies propres peut tout aussi bien être utilisé pour préparer une première analyse de pré faisabilité que pour préparer une analyse de faisabilité plus détaillée.

Coûts de référence ou Deuxième devise

L'utilisateur peut choisir la référence utilisée pour l'aider à estimer les coûts du projet proposé en cochant la case d'option de son choix. Il est à noter que les valeurs de ces

colonnes sont données à titre indicatif seulement et n'ont aucune incidence sur les calculs réalisés dans cette feuille et les autres feuilles de calcul.

Si l'utilisateur choisit l'option « Coûts de référence », il peut choisir le coût de référence dans la liste déroulante qui apparaît dans la colonne suivante. Cette nouvelle option permet de changer l'information qui est présentée dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût », ou encore donne à l'utilisateur la possibilité de créer ses propres bases de données de coûts de référence. Si l'utilisateur choisit « Deuxième devise », deux nouvelles cellules d'entrée de données apparaissent à la colonne suivante : « Deuxième devise » et « Taux : 1^{re} devise/2^e devise ». De plus, les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont chacune remplacées par « % Étranger » et « Montant étranger », respectivement. Cette option permet à l'utilisateur d'exprimer certains coûts du projet en une seconde devise pour tenir compte des montants qui doivent être payés dans une devise autre que celle choisie pour l'analyse de projet.

Coûts de référence

L'utilisateur choisit les coûts de référence à partir de la liste déroulante.

Si l'utilisateur choisit « Canada - 2005 » les plages de valeurs données dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » concernent des projets au Canada, avec des coûts en \$ canadiens, valides en 2005.

Si l'utilisateur choisit « Aucun », les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont cachées. Cela permet d'alléger la présentation d'un rapport utilisant les feuilles de calcul RETScreen.

Si l'utilisateur choisit l'option « Personnalisé 1 » (ou une des 5 autres options définies par l'utilisateur), l'utilisateur peut entrer lui-même les valeurs quantitatives et les coûts qui s'appliquent typiquement à la région où le projet est envisagé ou à une autre année de référence des coûts dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/unité ». L'utilisateur peut également changer le nom « Personnalisé 1 » par un nom plus descriptif, par exemple Japon - 2005 pour créer un ensemble de valeurs de quantités et de coûts. Il est également possible d'évaluer un seul projet selon différents scénarios de plages de coûts et de quantités et de conserver ces différents scénarios de coûts en les créant dans les différentes références « Personnalisé 1 » à « Personnalisé 5 ». Ainsi, l'utilisateur peut conserver, pour son usage propre, jusqu'à 5 plages de références de coûts et d'ordres de grandeur qu'il peut utiliser ensuite pour procéder à l'analyse RETScreen d'autres projets avec des références de coûts propres à sa région d'affaires, créant ainsi une nouvelle base locale de données de référence.

Deuxième devise

Dans certains projets (p. ex. lorsque plusieurs équipements sont importés, mais que le reste du projet est acheté localement), il peut être pratique d'utiliser une deuxième unité monétaire. La deuxième devise apparaît dans la colonne « Montant étranger ».

Sélectionner l'option « \$ » fait apparaître « \$ » comme unité monétaire dans la colonne « Montant étranger ».

L'option « Défini par l'utilisateur » permet d'entrer manuellement un autre symbole monétaire dans une cellule voisine à la liste déroulante « Devise ». L'entrée est limitée à 3 caractères (\$US, £, ¥, etc.). Cette option offre aussi la possibilité d'utiliser des facteurs multiplicatifs qui aident la lecture des données financières de projets d'envergure (p. ex. k\$ permet d'éliminer un facteur 1 000 dans la présentation des coûts en \$).

L'utilisateur peut également choisir « Aucun » pour n'utiliser aucune devise. Dans le cas des valeurs normalisées (p. ex. \$/kWh), l'unité monétaire sera remplacée par un tiret (-/kWh).

En désignant un pays dans la liste déroulante, on obtient automatiquement le code de devise à trois lettres de l'Organisation internationale de normalisation (ISO), par exemple AFA pour l'Afghanistan. Généralement, les deux premières lettres caractérisent le pays (AF pour Afghanistan) et la dernière la monnaie (A pour Afghani).

Certains symboles de devises peuvent être difficiles à lire à l'écran (p. ex. €); ce problème est causé par la valeur du zoom applicable à la feuille de calcul. L'utilisateur peut augmenter le zoom de façon à voir correctement ces symboles. Habituellement, les symboles sont bien lisibles à l'impression même s'ils n'apparaissent pas correctement à l'écran.

Taux : 1re devise/2e devise

L'utilisateur indique le taux de change entre la monnaie choisie dans « Devise » (dans le haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*) et celle de « Deuxième devise » (choisie en haut à droite de la feuille de calcul *Analyse des coûts*). Ce taux de change sert uniquement à calculer les montants de la colonne « Montant étranger ».

Par exemple, pour un projet en Afghanistan, la « Devise » choisie pour le projet (la « première » monnaie utilisée dans la feuille de calcul *Modèle énergétique*) serait (AFA). Si l'utilisateur choisit les États-Unis (USD) comme « Deuxième devise » dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, le « Taux : AFA/USD » est la quantité d'AFA nécessaire pour obtenir 1 USD. En utilisant ensuite la colonne « % Étranger », l'utilisateur pourra automatiquement calculer les coûts de ce projet qui devront être payés en USD.

Symbole

L'utilisateur peut entrer lui-même le nom d'une devise s'il a choisi l'option « Défini par l'utilisateur » comme deuxième devise. On devra se limiter à 3 caractères (p. ex. \$US, £, ¥, etc.). Cette option offre aussi la possibilité d'utiliser des facteurs multiplicatifs qui aident la lecture des données financières de projets d'envergure (p. ex. k\$ permet d'éliminer un facteur 1 000 dans la présentation des coûts en \$).

% Étranger

L'utilisateur entre le pourcentage du coût d'une composante du projet qui doit être payée dans une autre monnaie. La deuxième devise est choisie dans la liste déroulante qui est offerte dans la cellule « Deuxième devise ».

Montant étranger

Le modèle calcule, à titre indicatif seulement, le montant d'une composante de projet ou d'un service qui devra être payé dans la deuxième devise. Cette valeur dépend du taux de change et du pourcentage du coût d'une composante qui doit être payée dans une autre monnaie tel que spécifié par l'utilisateur.

Coûts d'investissement (crédits)

Les coûts initiaux de mise en œuvre d'un projet sont détaillés dans cette section. Ils incluent les grandes catégories de coûts suivantes : les coûts de l'étude de faisabilité, de développement, des travaux d'ingénierie, de l'achat et de l'installation des équipements directement reliés à la production d'énergie (production d'électricité, de chaleur et/ou de froid), de l'implantation des infrastructures connexes et autres composantes diverses.

Étude de faisabilité

Lorsque l'analyse de préfaçabilité effectuée à l'aide du modèle RETScreen révèle que le projet de cogénération peut être rentable, il est souvent nécessaire de passer à une étude de faisabilité plus détaillée, surtout pour les projets de grande envergure. En général, l'étude de faisabilité comporte l'inspection du site, une évaluation des ressources, une évaluation environnementale, des travaux de conception préliminaire, l'estimation détaillée des coûts, une étude du scénario de référence et un plan de surveillance des GES et la préparation d'un rapport final. De plus, il faut habituellement prendre en compte les coûts de gestion, de voyages et d'hébergement liés à l'étude de faisabilité. Les paragraphes ci-dessous décrivent en détail les coûts de tous les aspects de cette étude.

Une étude de faisabilité peut typiquement représenter 5 % des coûts totaux d'un projet. Dans le cas de petits projets, les coûts d'une étude de faisabilité plus détaillée peuvent ne pas se justifier par rapport à la valeur du projet. Dans ce cas, le promoteur du projet peut choisir de passer directement à l'étape d'ingénierie en combinant à cette étape certaines étapes qui auraient fait partie de l'analyse de faisabilité ou du développement du projet.

Note : Le logiciel RETScreen d'analyse de projets d'énergies propres peut servir à préparer une analyse de faisabilité.

Inspection du site

Les projets de cogénération, en particulier ceux qui comprennent un réseau urbain de distribution de chaleur et/ou de froid, nécessitent habituellement une inspection du site. Cette visite inclut un court examen des principaux bâtiments. Pour les petits réseaux urbains de distribution de froid ou de chaleur, dont la capacité est inférieure à 1 MW, l'utilisateur s'intéressera aux groupes de bâtiments chauffés et/ou climatisés au mazout ou à l'électricité qui ne sont pas éloignés de plus de 500 mètres les uns des autres. Généralement, les grands bâtiments chauffés et/ou climatisés au mazout ou à l'électricité sont des écoles, des hôpitaux ou des cliniques, des églises, des garages, des résidences pour personnes âgées et des bâtiments administratifs. Pour les systèmes de grande envergure, les bâtiments peuvent être situés à plusieurs kilomètres de la centrale.

Après avoir déterminé quels bâtiments ou groupe de bâtiments offrent le plus grand potentiel, on effectue généralement une analyse détaillée. Cette analyse comprend les travaux suivants :

- mesure de la distance entre les différents bâtiments;
- évaluation de la consommation de combustible de chaque bâtiment;
- mesure de la superficie des bâtiments et de leur niveau d'isolation thermique;
- étude, localisation et documentation des installations existantes de production d'électricité, de chaleur ou de froid, en notant tous les atouts ou tous les problèmes que ces installations peuvent offrir pour une conversion à une centrale de cogénération;
- sélection d'un site ou de locaux permettant d'accueillir les installations du projet de cogénération;
- préparation d'un plan sommaire des voies d'accès et d'une aire de stockage du combustible.

Le temps d'inspection du site comprend le temps nécessaire à l'organisation des réunions, à l'inspection comme telle et à la collecte de l'information requise, ainsi que le temps de déplacement (on n'inclut pas les frais de voyage; voir le sujet « Voyages et hébergement » plus loin). La collecte de données préliminaires, normalement basée sur l'analyse de préfaisabilité, devra avoir été amorcée avant la visite des lieux, ce qui permettra de compléter les données manquantes.

Le temps nécessaire à la visite des lieux ainsi qu'à l'analyse détaillée des bâtiments et du site varie selon le nombre de bâtiments et la complexité du système en place. Il faut parfois y ajouter le temps pour obtenir les données sur la consommation de combustible. Le coût de l'inspection du site dépend aussi de la durée des déplacements et voyages reliés au site. Généralement, le temps nécessaire à la cueillette des données avant et pendant l'inspection du site varie de 1 à 5 jours-personnes. Les coûts moyens de main-d'œuvre par jour d'inspection varient de 300 à 1 000 \$, selon le niveau d'expérience des intervenants.

Évaluation des ressources

L'utilisateur doit faire une évaluation attentive de la disponibilité de la ressource pour s'assurer qu'elle est suffisamment abondante et qu'elle répond à la demande d'énergie de façon écologique et rentable. Par exemple, les projets utilisant la biomasse ne peuvent pas être considérés comme des projets d'énergie « renouvelable », à moins que la biomasse ne soit récoltée selon les principes du développement durable.

Cette rapide évaluation de la ressource prend généralement de 1 à 5 jours-personnes, selon l'ampleur des études sur le terrain et des travaux de collecte des données et d'analyse de données. Les tarifs habituellement fixés par les spécialistes de ce genre d'évaluation sont de 300 à 1 000 \$ par jour. Souvent, l'étape d'évaluation de la ressource peut être combinée à l'inspection du site. Il faudra peut-être ajouter le coût de location d'un avion si un relevé aérien s'impose (le cas échéant, on l'ajoute aux coûts indiqués sous le sujet « Voyages et hébergement » de la feuille de calcul).

Évaluation environnementale

L'évaluation d'impact environnemental est un élément essentiel de l'étude de faisabilité. Les projets de cogénération peuvent habituellement être implantés de manière acceptable du point de vue de l'environnement (on peut même avoir des installations qui ont un impact positif), mais ces impacts doivent quand même être évalués. Au niveau de l'étude de faisabilité, l'évaluation environnementale vise à déterminer s'il existe un impact environnemental important qui pourrait empêcher la réalisation du projet. L'étude des impacts sonores, de l'intégration dans le paysage, des incidences sur la flore et sur la faune s'impose donc.

Le temps nécessaire à la consultation des divers intervenants ainsi qu'à la collecte et au traitement des données pertinentes, à l'éventuelle inspection des lieux et à la rencontre des communautés locales varie généralement de 1 à 8 jours-personnes. Les coûts moyens de main-d'œuvre par jour d'évaluation vont de 300 à 1 000 \$, selon le niveau d'expérience des intervenants.

Conception préliminaire

La conception préliminaire permet de déterminer la puissance optimale de la centrale, l'envergure et la disposition des structures et des équipements et d'estimer les quantités de matériaux de construction en vue de l'estimation détaillée des coûts. Comme dans le cas de l'inspection du site, on limite souvent les travaux de conception des petits projets afin de réduire les coûts. Le cas échéant, il faudra un budget pour frais imprévus plus important pour tenir compte du risque additionnel de dépassement des coûts pendant la construction.

Le calcul du coût de la conception préliminaire repose sur une estimation du temps nécessaire à un spécialiste pour effectuer les travaux requis. Le coût des services

professionnels nécessaires varie de 300 à 1 000 \$ par jour-personne. Comme dans le cas de l'inspection du site, le temps que prend la conception préliminaire dépend dans une large mesure de l'envergure du projet et du niveau correspondant de risque acceptable; il varie de 2 à 20 jours-personnes.

Estimation détaillée des coûts

L'estimation détaillée des coûts du projet pour le cas proposé est fondée sur les résultats de la conception préliminaire et des autres travaux exécutés pendant l'étude de faisabilité. Le calcul du coût de cette estimation repose sur une estimation du temps requis par un spécialiste pour réaliser ce travail. Dans le cas d'un projet de cogénération, le coût des services d'ingénierie nécessaires à l'estimation détaillée des coûts varie de 300 à 1 000 \$ par jour-personne, et il faut prévoir de 3 à 100 jours-personnes, selon l'envergure du projet et le niveau de risque acceptable.

Étude du scénario de référence et plan de surveillance des GES

De manière à ce que la réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) liée à un projet puisse être reconnue et vendue sur les marchés nationaux et internationaux des droits d'émission, plusieurs documents doivent être produits, les principaux étant l'étude du scénario de référence et le plan de surveillance (PS). Une étude du scénario de référence permet de déterminer et de justifier un niveau de référence crédible pour le projet fondé sur l'étude de renseignements pertinents comme les plans d'expansion du réseau, les modèles d'utilisation des capacités de production, la consommation de combustible à la marge, la répartition de la consommation actuelle de combustible et les facteurs d'émissions de GES. L'étude du scénario de référence définit la portée et les limites du projet et identifie toutes les sources d'émissions de GES qui seraient présentes dans le scénario de référence, c.-à-d. le scénario le plus probable si le projet n'était pas réalisé. Le plan de surveillance identifie les données à récolter de manière à mesurer et vérifier les réductions d'émissions réalisées à la suite de l'implantation du projet et propose une méthode pour quantifier ces réductions et les comparer au niveau de référence.

Généralement, les services d'un consultant ou d'une firme externe sont retenus pour effectuer l'étude du scénario de référence et le plan de surveillance. Par contre, à mesure que les exemples de projets deviennent disponibles et que des méthodes standardisées sont acceptées, ces études deviennent davantage à la portée des promoteurs. Le coût de ces travaux varie en fonction de la complexité du scénario de référence, de l'envergure du projet et de la disponibilité de références sectorielles ou régionales et de méthodes de surveillance standardisées. Les coûts associés au développement d'un scénario de référence et d'un plan de surveillance pour un projet d'envergure vont de 30 000 à 40 000 \$US selon l'étude du Fonds prototype pour le carbone (FPC).

Les exigences pour les projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP) sont généralement plus rigoureuses que pour celles associées aux projets de Mises en œuvre conjointes (MOC)¹ ou autres projets. À titre d'exemple, les projets relevant du MDP doivent aussi être surveillés en regard à leur contribution au développement durable du pays dans lequel ils sont implantés. Les règles encadrant les niveaux de référence et la surveillance à propos des projets relevant du MDP peuvent être consultées sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#)². Pour des projets de faible ampleur (avec une capacité de moins de 15 MW, ou avec des économies d'énergie de moins de 15 GWh/an), il pourrait ne pas être nécessaire de fournir une étude de scénario de référence complète puisque des méthodes simplifiées de détermination du niveau de référence et des méthodologies de surveillance sont disponibles.

Note : La feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen peut servir à préparer une étude du scénario de référence.

Préparation du rapport

Il est conseillé de produire un rapport sommaire exposant les résultats de l'étude de faisabilité et incluant des recommandations. Le rapport complet doit décrire clairement le projet au moyen de sommaires de données, de graphiques, de tableaux et d'illustrations. Il devrait présenter les coûts ainsi que le rendement et les risques prévus de façon suffisamment détaillée pour permettre aux investisseurs et aux autres décideurs d'évaluer le projet. Le calcul du coût de préparation du rapport est basé sur une estimation du temps dont un spécialiste a besoin, soit de 2 à 15 jours-personnes, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne.

Gestion du projet

L'estimation du coût de gestion du projet devrait porter sur toutes les phases de l'étude de faisabilité, y compris les consultations menées auprès des intervenants concernés. Ces consultations sont nécessaires si l'on veut obtenir l'appui et la collaboration de tous les intervenants tout en permettant de repérer toute opposition le cas échéant, dès le début du projet.

Le calcul du coût de gestion de l'étude de faisabilité repose sur une estimation du temps dont un spécialiste a besoin, soit de 2 à 8 jours-personnes, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne. Par ailleurs, la présentation du projet aux intervenants ne devrait pas prendre plus de 3 jours-personnes supplémentaires (il faut également ajouter le temps de déplacement).

¹ L'appellation Application Conjointe (AC) est aussi utilisée.

² La [documentation de la CCNUCC](#) (Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques) est disponible en français.

Voyages et hébergement

Cette rubrique comprend tous les frais de déplacement (exception faite du temps) engagés pour l'exécution de toutes les phases de l'étude de faisabilité par les divers membres de l'équipe : prix des billets d'avion, frais de location de véhicules et d'hébergement, indemnités journalières pour frais divers.

Les tarifs de transport aérien vers les localités isolées varient considérablement, mais ils équivalent généralement au double des tarifs exigés pour des trajets comparables dans les régions peuplées. Étant donné que les déplacements entrent pour une part importante dans les coûts des travaux dans ces localités et que les tarifs sont très variables, il est conseillé de recourir aux services d'un agent de voyages ayant l'expérience de ce genre de destination. De même, à ces endroits, les tarifs d'hébergement de catégorie moyenne sont en général deux fois plus élevés que ceux pratiqués dans les régions peuplées, soit de 180 à 250 \$ par jour.

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Développement

Lorsque l'étude de faisabilité montre que le projet est viable, on peut entreprendre la phase de développement. Dans certains cas, l'étude de faisabilité et les activités de développement et d'ingénierie peuvent se dérouler en même temps, selon le niveau de risque et de rendement de l'investissement que le promoteur juge acceptable.

Il existe divers types de promoteurs de projets de cogénération impliquant un réseau urbain de chauffage et/ou de distribution de froid. Il est courant que le client soit le

propriétaire de ou des immeubles et que le promoteur soit le fournisseur local de combustible et/ou de l'équipement principal qui assure des services complets de conception et de construction. Des entrepreneurs généraux peuvent également être promoteurs, auquel cas ils font l'acquisition du combustible et/ou du système de chauffage, de production de froid et/ou d'électricité pour le compte du client. Il se peut également que le promoteur soit une entreprise de services écoénergétiques (ESCO), de services publics ou un département des travaux publics de la région qui achète le combustible et les équipements de production d'électricité, de chaleur et/ou de froid et qui facture ensuite chacune de ces formes d'énergie aux propriétaires d'immeubles. L'estimation des coûts de la phase de développement dépend des arrangements particuliers déjà établis. Les coûts liés aux activités de développement des projets ont généralement trait aux aspects suivants : négociation des contrats, approbations et permis, arpentage et droits fonciers, validation et enregistrement pour les GES, financement du projet, services comptables et juridiques, gestion du projet, voyages et hébergement. Ces coûts sont décrits en détail ci-après.

Négociation des contrats

Si l'analyse de faisabilité du projet en arrive à des conclusions positives permettant de lancer le projet, le promoteur devrait mettre en place un montage financier et fiscal viable et négocier un contrat avec une ou plusieurs parties prenantes au projet.

Pour les projets comprenant de la vente d'électricité au réseau, si le promoteur du projet n'est pas un service public d'électricité, la négociation du contrat d'achat d'électricité (CAÉ) est l'une des premières étapes de la phase de développement. Une telle négociation est requise si le projet est de propriété privée plutôt que d'appartenir à l'entreprise publique d'électricité. De plus, ce processus implique la prestation de services juridiques et autres, notamment des services financiers et comptables. L'ampleur des négociations varie selon que les conditions de vente d'électricité sont déjà fixées, ou non (p. ex. si la compagnie d'électricité a établi une politique d'achat d'électricité des producteurs privés).

Le calcul du coût de la négociation du projet pour le cas proposé est basé sur une estimation du temps qu'y consacreront des spécialistes pour une durée pouvant atteindre 30 jours-personnes ou davantage selon la complexité du contrat. Le prix des services professionnels fournis pour la négociation du CAÉ varie de 300 à 1 500 \$ par jour-personne.

Approbations et permis

L'exécution du projet peut nécessiter plusieurs approbations et permis. Il peut s'agir d'approbations relatives à l'environnement (autorités fédérale/nationale ou provinciale/régionale), à l'utilisation du territoire (autorités provinciale/régionale ou municipale), à la circulation aérienne (autorités fédérale/nationale), aux travaux de construction (autorités provinciale/régionale ou municipale), à l'utilisation des ressources en eau (autorités provinciale/régionale) et des eaux navigables (autorités fédérale/nationale) et à l'exploitation de la centrale (autorités provinciale/régionale ou

municipale). D'autres régies peuvent exiger des expertises supplémentaires ou des visites d'inspection des bâtiments, des installations électriques, des chaudières, des installations de lutte contre le feu, un avis d'agents forestiers (dans le cas de l'approvisionnement en biomasse) ainsi que des agences de réglementation des émissions polluantes. Pour les grands projets, il est probable que l'approbation environnementale soit l'autorisation la plus longue et la plus coûteuse à obtenir.

Le calcul du coût d'obtention des approbations et des permis nécessaires repose sur une estimation du temps que prendra un spécialiste pour exécuter le travail, soit jusqu'à 400 jours-personnes, selon l'ampleur, la complexité et l'emplacement prévu du projet. Les tarifs courants des spécialistes en ces matières vont de 300 à 1 000 \$ par jour-personne.

Le temps nécessaire dépend du nombre d'intervenants et des conditions précises à remplir pour respecter la réglementation. L'utilisateur peut également ajouter au nombre d'heures, ou aux coûts unitaires, le coût du permis lui-même qui représente habituellement une fraction relativement modeste du coût global du projet.

Arpentage et droits fonciers

La nécessité de recourir aux services d'arpenteurs dépend en grande partie de la situation foncière (location ou achat du terrain), du zonage existant, du plan d'aménagement, de l'emplacement et de la superficie du terrain et des problèmes appréhendés au niveau juridique ou des assurances. Des droits fonciers sont exigés pour pouvoir utiliser le terrain aux fins du projet, et cela peut inclure les voies d'accès, les lignes de transport ou de distribution de l'énergie, les sous-stations et les bâtiments d'exploitation et d'entretien. Des droits de passage pour les voies d'accès, les lignes électriques et, le cas échéant, le réseau thermique doivent également être garantis. Le terrain nécessaire au projet peut être acheté ou loué. Dans cette rubrique, les droits fonciers sont considérés comme une somme non récurrente payée au début du projet.

En général, il en coûte environ 750 \$ pour faire arpenter un terrain de 1 à 10 hectares. À titre d'exemple, une centrale de cogénération à la biomasse de 40 MW aura besoin d'un terrain de 2 à 5 hectares, alors qu'une petite turbine à gaz de moins de 100 kW (microturbine) peut être installée dans moins de 20 m². Le coût peut augmenter si l'arpenteur facture des frais de déplacement et d'hébergement. Selon l'envergure du projet, les travaux d'arpentage peuvent prendre de 0 à 5 jours environ, à raison de 400 à 1 000 \$ par jour. L'utilisateur doit aussi inclure les coûts totaux estimés d'acquisition des terrains qui ne peuvent pas être loués ou pour lesquels on ne peut pas obtenir un droit de passage. Il faudrait également prévoir un budget pour les frais légaux qui sont associés. Il est à noter que le coût estimé de la négociation de baux de location et de droits de passage devrait être inclus sous la rubrique « Approbations et permis » décrite ci-dessus.

Validation et enregistrement pour les GES

Les projets visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) peuvent nécessiter une validation provenant d'une organisation indépendante dans le but de garantir que tous

les documents relatifs à la conception du projet, incluant l'étude du scénario de référence et le plan de surveillance, sont conformes aux exigences prévues. Le processus de validation inclut la confirmation que les réductions d'émissions prévues par le promoteur sont réalistes. Les projets doivent ensuite être enregistrés par une organisation certifiée.

La validation est obligatoire pour les projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP) et doit être effectuée par une entité opérationnelle désignée par la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Pour plus de détails, veuillez consulter le [site Web du MDP de la CCNUCC](#). En ce qui concerne les autres projets, la validation par un tiers peut rassurer les investisseurs quant à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions.

Le coût du processus de validation varie essentiellement en fonction de la taille du projet. Dans le cas des projets relevant du MDP, les travaux de validation sont réalisés au taux prescrit de 400 \$US par jour pour le personnel d'une entité opérationnelle désignée ou de 1 200 \$US par jour pour les groupes de vérification de trois personnes. Le Fonds prototype pour le carbone (FPC) estime le coût de la validation à 30 000 \$US pour les projets d'envergure.

Les projets relevant du MDP devront aussi payer des frais d'enregistrement à la CCNUCC pour fins administratives. Ces frais d'enregistrement varient en fonction de la taille du projet telle que définie dans la [grille des frais d'enregistrement des projets relevant du MDP](#).

Financement du projet

Le temps et les démarches nécessaires au financement du projet sont fonction du lien existant entre le promoteur et le client. Dans la plupart des cas, lorsque le client est le propriétaire des immeubles et que le promoteur est le fournisseur du système, les coûts de financement du projet sont minimes. Habituellement, le financement du projet est prévu aux budgets d'immobilisation ou d'exploitation et d'entretien du client, et le promoteur aidera le client dans ses démarches de financement. Dans le cas d'un projet développé par une entreprise de service écoénergétique (ESCO), par un producteur privé ou un service public d'électricité, le montage financier du projet exigera vraisemblablement beaucoup plus d'efforts pour arranger le financement, négocier les contrats de services énergétiques avec les propriétaires d'immeubles, et de vente d'électricité avec les services publics ou d'autres clients, et préparer les documents juridiques.

Le coût du financement comprendra les frais facturés par des spécialistes pour faire les démarches nécessaires, trouver des investisseurs et solliciter des fonds. En règle générale, ces frais représentent un pourcentage des capitaux obtenus, mais ils peuvent comprendre des frais fixes pour l'ouverture du dossier.

Le calcul du coût du financement du projet repose sur une estimation des services nécessaires à l'acquisition des fonds, dette et capital-actions, ce qui peut prendre de 3 à 100 jours-personnes à raison de 500 à 1 500 \$ par jour-personne, selon la complexité de

la structure de financement proposée. En général, le coût du financement devrait représenter environ 1,5 % du coût total du projet.

Services comptables et juridiques

Des services comptables et juridiques seront nécessaires à l'occasion pendant la phase de développement. Le coût de ces services couvre les activités de nature comptable et juridique non prévues à d'autres postes, par exemple : la création d'une société pour le développement du projet, la production d'états financiers mensuels et annuels, la comptabilité du projet, etc. L'importance du soutien juridique nécessaire dépendra des dispositions prises pour le financement, l'acquisition du terrain et les assurances, du degré de responsabilité et de la complexité des contrats et des ententes.

Le calcul du coût des services comptables et juridiques est basé sur une estimation du temps que prendront des spécialistes pour fournir ces services tout au long de la phase de développement du projet, soit de 3 à 100 jours-personnes, à raison de 300 à 1 500 \$ par jour-personne, selon la complexité et l'envergure du projet.

Gestion du projet

Le coût de gestion du projet devrait comprendre les frais estimés de gestion à toutes les étapes de la phase de développement, ce qui exclut la supervision des travaux de construction. Il comprend également le coût des activités de relations publiques qui peuvent compter pour une grande part dans la réussite du projet.

La phase de développement d'un projet de cogénération peut prendre plus de 2 ans. Le temps de gestion du projet (sans compter le temps nécessaire à la gestion de l'étude de faisabilité) totalisera de 0,2 à 4 années-personnes, à raison de 150 000 à 200 000 \$ par année-personne, selon la portée du projet. Une estimation raisonnable du coût de gestion d'un projet équivaut à 10 % du coût total des activités de développement. Toutefois, les sommes consacrées aux relations publiques dépendront du niveau d'appui local jugé nécessaire à la réussite du projet. Dans le cas d'un grand projet impliquant de nombreux intervenants, et exigeant de nombreux permis et autorisations, il n'est pas inhabituel que le coût des activités de relations publiques associées à la gestion de projet puisse atteindre 150 000 \$.

Voyages et hébergement

Il faut prévoir plusieurs visites du site et d'autres déplacements pendant la phase de développement du projet, surtout pour des réunions. Cette rubrique comprend tous les coûts reliés aux déplacements, sauf le temps, pendant la phase de développement.

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Ingénierie

Les coûts d'ingénierie comprennent les frais engagés pour la conception du site et du bâtiment du projet proposé, pour la conception mécanique, électrique et civile, pour la préparation des appels d'offres et des contrats d'exécution, et la supervision de la construction. Ces coûts sont décrits en détail ci-après.

Si le contrat accordé couvre la conception et la construction, tous les coûts seront inclus dans ceux fournis par le fournisseur de l'équipement ou l'entrepreneur chargé d'exécuter le projet. Si le contrat est accordé dans le cadre d'un appel d'offres basé sur un devis préparé par une société d'ingénieurs-conseils, il faut inclure les frais d'ingénierie engagés par la firme chargée de surveiller l'exécution des travaux, voire le fournisseur de l'équipement.

Conception du site et du bâtiment

La configuration du site comprend le choix du site du projet proposé de cogénération, le choix du bâtiment ou du groupe de bâtiments qui seront raccordés au réseau de chauffage urbain et/ou de distribution de froid, la localisation des voies d'accès et éventuellement les limites du terrain de la centrale. Par exemple, les dimensions d'une petite chaufferie commerciale à la biomasse et de son alimentation en combustible peuvent se comparer à celles d'un garage chauffé. Le plancher du bâtiment doit être en béton et les murs de la pièce utilisée pour le stockage du combustible doivent être assez résistants pour permettre l'utilisation d'une chargeuse frontale. Le bâtiment d'une plus grosse centrale de cogénération est comparable à un bâtiment industriel standard.

La configuration d'un site et la conception d'un bâtiment pour une petite centrale de cogénération impliquent généralement de 2 à 4 jours-personnes de travail et jusqu'à 100 jours-personnes pour un grand projet. Il faut tenir compte des restrictions du site, des types de véhicules de livraison et de l'espace de manœuvre requis, de l'espace pour le stockage et de la manutention du combustible. Les taux varient de 300 à 1 000 \$ par jour-personne, selon la complexité et l'envergure du projet.

Conception mécanique

Les principales activités de conception mécanique ont trait à la conception et à la planification de l'assemblage et de l'installation de l'équipement. Le calcul du coût de la conception mécanique devrait reposer sur une estimation du temps nécessaire à l'exécution des travaux par des spécialistes, qui peut varier de 20 à 10 000 jours-personnes, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne.

À titre d'exemple, la conception mécanique d'une centrale de cogénération typique dont la puissance se situe dans la gamme de 20 MW pourra exiger 2 000 jours-personnes alors qu'une petite chaufferie demandera beaucoup moins d'efforts avec environ 20 jours-personnes.

Conception électrique

Les principales activités de conception électrique ont trait à la conception et à la planification des systèmes de commande, de protection et de raccordement électrique au réseau de distribution existant. Par exemple, l'analyse du raccordement électrique au réseau devra aborder les aspects de sécurité liés à l'ajout d'une source de production électrique sur le réseau de même que la qualité de l'onde électrique fournie aux clients du réseau. L'ampleur des travaux est fonction de l'existence de données de conception appropriées fournies par le fabricant et des exigences relatives au raccordement au réseau du distributeur d'électricité.

Le calcul du coût de conception électrique devrait être basé sur une estimation du temps nécessaire à l'exécution des travaux par des spécialistes, qui peut aller de 5 à 300 jours-personnes, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne, selon l'envergure et la complexité du projet.

À titre d'exemple, la conception électrique d'une centrale de cogénération dont la puissance est de 50 à 100 MW se situera à l'extrémité supérieure de l'estimé précédent alors qu'une petite centrale demandera beaucoup moins d'efforts avec 5 à 15 jours-personnes.

Génie civil

Les principales activités de génie civil ont trait à la conception et à la planification de la construction des bâtiments, des fondations, des chemins d'accès et autres systèmes au sol.

L'ampleur des travaux est fonction de l'existence de données de conception appropriées et de renseignements précis sur l'accès, les conditions du sol, le drainage et autres paramètres physiques.

Le calcul du coût de la conception civile devrait être basé sur une estimation du temps nécessaire à l'exécution des travaux par des spécialistes, qui peut aller de 5 à 300 jours-personnes, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne, selon l'envergure et la complexité du projet.

À titre d'exemple, le génie civil d'une centrale dont la puissance est environ de 30 MW se situera à l'extrémité supérieure de l'estimé précédent alors qu'une petite centrale demandera beaucoup moins d'efforts avec environ 5 à 20 jours-personnes.

Appels d'offres et contrats

Habituellement, quand les travaux de génie sont terminés, on produit des documents d'appel d'offres pour choisir les entrepreneurs qui exécuteront les travaux. Une fois les appels d'offres lancés, le processus d'adjudication de contrats s'engage, ce qui implique des négociations et l'établissement des contrats nécessaires à l'exécution du projet.

Le calcul du coût du processus d'appel d'offres et d'adjudication de contrats devrait être basé sur une estimation du temps nécessaire à l'exécution des travaux par des spécialistes, qui peut aller de 5 à 300 jours-personnes, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne, selon la complexité du projet.

À titre d'exemple, la gestion des appels d'offres et des contrats d'une centrale dont la puissance est environ de 30 MW se situera à l'extrémité supérieure de l'estimé précédent alors qu'une petite centrale demandera beaucoup moins d'efforts avec environ 5 à 20 jours-personnes.

Surveillance des travaux

Les coûts de supervision des travaux de construction comprennent tous les coûts qu'on engagera pour que les installations soient construites conformément aux résultats de la conception. Cette supervision est assurée par la société d'experts-conseils qui coordonne les travaux, le fournisseur de l'équipement ou le gestionnaire du projet. La surveillance des travaux nécessite une présence à temps plein sur le chantier pour inspecter les installations.

Le temps consacré à la supervision de la construction peut atteindre 2 années-personnes, à raison de 150 000 à 200 000 \$ par année-personne, selon la durée des travaux. Par exemple, l'installation d'une turbine à gaz intégrée générant environ 60 kW (microturbine) ne devrait pas exiger plus de 0,02 année-personne (soit 7 jours-personnes) de surveillance. La durée des déplacements s'ajoute au temps prévu, mais les frais de déplacement devraient être pris en considération dans la section « Développement ».

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Système de production d'électricité

Ce que l'on entend par système de production d'électricité comprend l'ensemble des installations fournissant les charges électriques de base, intermédiaire, de pointe et éventuellement de secours, ainsi que la construction des chemins d'accès, la ligne électrique, le poste de raccordement (sous-station) et le coût de l'implantation des mesures d'efficacité énergétique concernant l'électricité. L'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen, pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information. Ces coûts sont décrits en détail ci-après.

Voir l'une des figures suivantes :

[Plages typiques de coûts - Équipements de production d'électricité](#)

[Exemples de coûts par kW installé pour les moteurs à pistons](#)

[Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz \(< 5 MW\)](#)

[Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz \(5 à 50 MW\)](#)

[Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz \(50 à 300 MW\)](#)

[Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à vapeur](#)

[Exemples de coûts par kW installé pour les piles à combustible](#)

Équipement de production d'électricité

L'utilisateur entre le coût unitaire par kW de capacité installée de production d'électricité de l'équipement du cas proposé. La capacité (en kW) est copiée automatiquement de la feuille de calcul *Modèle énergétique* vers la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Cette

valeur comprend les coûts de l'équipement et ceux de son installation. À cause des économies d'échelle, on observe généralement une baisse du coût unitaire avec l'augmentation de la capacité installée. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits RETScreen pour obtenir de l'information sur les fournisseurs de cet équipement et ainsi obtenir des prix ou toute autre information.

Chemins d'accès

Habituellement, l'aménagement d'une centrale de cogénération de moyenne à grande envergure nécessite la construction d'un chemin d'accès au chantier et d'un chemin de service permanent, selon l'emplacement et la nature du terrain. Il peut exister des facteurs saisonniers qui limitent les activités de construction et l'utilisation des voies de circulation pour le transport de matériel. En certains endroits, on peut éviter de construire des chemins même si le site prévu est éloigné du réseau routier. L'emplacement des voies de circulation existantes est d'ailleurs un facteur à prendre en considération au moment du choix du site.

En général, le coût de construction d'un chemin varie de 0 à 80 000 \$/km, mais il peut s'élever à 500 000 \$/km s'il faut traverser des cours d'eau. La longueur totale des voies de circulation inclut la longueur du chemin d'accès au site et des voies de service. On peut l'estimer à l'aide de cartes topographiques.

Ligne électrique

Le coût de la ligne électrique varie selon le site et la puissance de la centrale ainsi que selon le type, la longueur, la tension et l'emplacement de la ligne. Le tableau de [coûts approximatifs de lignes électriques](#) indique des coûts typiques pour un site d'accessibilité raisonnable. Ces coûts sont ceux d'une ligne aérienne et doivent être adaptés en fonction des caractéristiques du site. En milieu urbain, on utilisera plutôt des câbles souterrains. Leur coût peut être de 2 à 4 fois supérieur à celui des câbles aériens.

L'utilisateur entre la longueur de la ligne électrique ainsi que le coût par unité de longueur. Dans les régions de pergélisol, le coût du raccordement peut être très élevé. Il peut être indiqué de faire appel à un spécialiste local de la conception ou de la construction de lignes électriques pour estimer ce coût.

Poste de raccordement

Le coût du poste de raccordement dépend du site et est principalement fonction de la tension de la ligne et de la puissance installée de la centrale électrique. Les équipements électriques auxiliaires peuvent comprendre des charges de lissage ou des éléments chauffants, des batteries de condensateurs, des équipements de surveillance et des systèmes de commande et d'acquisition de données automatisés. Le tableau de [coûts approximatifs de postes de raccordement](#) donne une approximation des coûts pour de telles installations, prenant en considération un accès relativement facile au site.

L'utilisateur calcule le coût total en fonction du coût du poste de raccordement et des équipements électriques auxiliaires. Pour une centrale plus petite située à proximité d'un réseau de distribution électrique, le coût de construction du poste sera vraisemblablement inférieur à celui indiqué dans le tableau.

Mesures d'efficacité énergétique

L'utilisateur entre le coût total d'implantation des mesures d'efficacité énergétique supplémentaires prévues dans le cadre du projet pour réduire la demande d'électricité. Cette valeur comprend les coûts des équipements et de leur installation.

À titre d'exemple, au Canada, le coût d'implantation des mesures de réduction de la demande électrique des bâtiments pour réduire la charge électrique de pointe de 10 à 20 % par rapport à celle du cas de référence, peut varier de 1 à 10 \$/m² selon le type de mesure implantée.

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Système de production de chaleur

Ce que l'on entend par système de production de chaleur comprend l'ensemble des installations fournissant les charges de chaleur de base, intermédiaire, intermédiaire #2, de pointe et éventuellement de secours. Cela comprend aussi les composantes du système de distribution de chaleur, incluant les tuyaux de distribution et les tranchées qui les reçoivent, ainsi que les dispositifs de raccordement dans les bâtiments. Enfin, on inclut aussi le coût de l'implantation des mesures d'efficacité énergétique concernant la chaleur. L'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen,

pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information. Ces coûts sont décrits en détail ci-après.

Équipement de production de chaleur

L'utilisateur entre le coût unitaire par kW ou par million de Btu/h de capacité thermique installée de production de chaleur de l'équipement du cas proposé. La capacité (en kW ou en million de Btu/h) est copiée automatiquement de la feuille de calcul *Modèle énergétique* vers la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Cette valeur comprend les coûts de l'équipement et ceux de son installation. À cause des économies d'échelle, on observe généralement une baisse du coût unitaire avec l'augmentation de la capacité installée. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour obtenir de l'information sur les fournisseurs de cet équipement et ainsi obtenir des prix ou toute autre information

Voir la figure suivante :

[Plages typiques de coûts - Équipements de production de chaleur](#)

Stations de transfert d'énergie

Le nombre de bâtiments et le coût des stations de transfert d'énergie sont copiés automatiquement de la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Tuyaux de la ligne principale de distribution de chaleur

La longueur totale et le coût des tuyaux de la ligne principale de distribution de chaleur sont copiés automatiquement de la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Tuyaux des lignes secondaires de distribution de chaleur

La longueur totale et le coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution de chaleur sont copiés automatiquement de la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Mesures d'efficacité énergétique

L'utilisateur entre le coût total d'implantation des mesures d'efficacité énergétique supplémentaires prévues dans le cadre du projet pour réduire la demande de chaleur. Cette valeur comprend les coûts de l'équipement et ceux de son installation.

À titre d'exemple, au Canada, le coût d'implantation des mesures de réduction de la demande en chauffage des bâtiments pour réduire de 20 à 30 % la charge de chaleur de

pointe par rapport à celle du cas de référence, peut varier de 10 à 35 \$/m² selon le type de mesure implantée.

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Système de production de froid

Ce que l'on entend par système de production de froid comprend l'ensemble des installations fournissant les charges de froid de base, de pointe et éventuellement de secours. Cela comprend aussi les composantes du système de distribution de froid, incluant les tuyaux de distribution et les tranchées qui les reçoivent, ainsi que les dispositifs de raccordement dans les bâtiments. Enfin, on inclut aussi le coût des mesures d'efficacité énergétique concernant le froid. L'utilisateur peut aussi consulter la base de données de produits en ligne RETScreen, pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information. Ces coûts sont décrits en détail ci-après.

Équipement de production de froid

L'utilisateur entre le coût unitaire par kW par million de Btu/h, ou par tonne de réfrigération (TR), de capacité frigorifique installée de production de froid de l'équipement du cas proposé. La capacité (en kW, en million de Btu/h ou en TR) est copiée automatiquement de la feuille de calcul *Modèle énergétique* vers la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Cette valeur comprend les coûts de l'équipement et ceux de son installation. À cause des économies d'échelle, on observe généralement une baisse du coût unitaire avec l'augmentation de la capacité installée. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour obtenir de l'information sur les fournisseurs de cet équipement et ainsi obtenir des prix ou toute autre information.

Voir la figure suivante :

[Plages typiques de coûts - Équipements de production de froid](#)

Stations de transfert d'énergie

Le nombre de bâtiments et le coût des stations de transfert d'énergie sont copiés automatiquement de la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Tuyaux de la ligne principale de distribution de froid

La longueur totale et le coût des tuyaux de la ligne principale de distribution de froid sont copiés automatiquement de la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Tuyaux des lignes secondaires de distribution de froid

La longueur totale et le coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution de froid sont copiés automatiquement de la feuille de calcul *Charge et réseau*.

Mesures d'efficacité énergétique

L'utilisateur entre le coût total d'implantation des mesures d'efficacité énergétique supplémentaires prévues dans le cadre du projet pour réduire la demande de froid. Cette valeur comprend les coûts des équipements et de leur installation.

À titre d'exemple, au Canada, le coût d'implantation des mesures de réduction de la demande en climatisation des bâtiments pour réduire de 10 à 20 % la charge de froid de pointe par rapport à celle du cas de référence, peut varier de 5 à 15 \$/m² selon le type de mesure implantée.

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne

« Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Infrastructures connexes et divers

Les coûts des infrastructures connexes au projet proposé et autres coûts divers comprennent les coûts spécifiques au projet (p. ex. « système de captage du biogaz », « système d'approvisionnement en combustible », ou « personnalisé ») ainsi que les coûts de construction du bâtiment et de la cour d'entreposage, des pièces de rechange, du transport, de la mise en service et de la formation, des frais imprévus et des intérêts durant les travaux. Ces coûts sont détaillés plus bas.

Coûts spécifiques au projet

L'utilisateur choisit les coûts spécifiques au projet à partir de la liste déroulante.

Système de captage du biogaz

Dans cette section, l'utilisateur entre les coûts spécifiques à un projet concernant le système de captage des biogaz d'un site d'enfouissement. L'utilisateur devrait aussi consulter l'outil « Gaz d'enfouissement (biogaz) » de la feuille de calcul *Outils*.

Note : La majeure partie du texte sur les projets de biogaz est tirée du *Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean*, préparé par Conestoga-Rovers & Associates (Waterloo, Ontario, Canada) pour la Banque mondiale. Conestoga Rovers & Associates ont aussi aidé le CTEC-Varenes à développer l'outil « Gaz d'enfouissement (biogaz) » de RETScreen.

Champ de captage du biogaz

L'utilisateur entre le coût du champ de captage du biogaz.

Un réseau de puits verticaux et/ou de tranchées horizontales d'extraction est aménagé dans le dépotoir pour récolter le biogaz qui y est généré. Les puits verticaux sont généralement installés dans les sites où il n'y a plus d'apport de nouvelles ordures. Les tranchées horizontales sont adoptées dans les sites encore en phase de remplissage.

Le coût d'installation des puits verticaux peut varier considérablement en fonction des coûts locaux des matériaux de remplissage, de la tuyauterie et du coulis utilisé; mais aussi en fonction de la disponibilité des entrepreneurs, du type de machinerie disponible et de sa capacité ainsi que des caractéristiques propres à la configuration des puits [Banque mondiale, 2004].

À titre d'exemple, le coût typique de puits verticaux de 100 à 150 mm de diamètre varie de 225 à 375 \$/m vertical pour des profondeurs maximales de 15 m et de 300 à 525 \$/m vertical pour des profondeurs entre 15 et 30 m. Le coût typique de puits verticaux de 900 mm de diamètre dépasse 750 \$/m vertical et les puits de ce diamètre ne sont pas considérés comme rentables.

Réseau de captage du biogaz

L'utilisateur entre le coût du réseau de tuyaux qui assure le captage du biogaz. Ces tuyaux ont un diamètre d'au moins 100 mm. Ces tuyaux comprennent des conduites secondaires qui relient les puits (ou les tranchées) entre-eux puis à des tuyaux collecteurs qui conduisent le biogaz jusqu'à la station centrale d'extraction.

L'importance des coûts du réseau de captage et d'amenée du biogaz jusqu'aux installations peut varier significativement selon les caractéristiques du site et les pratiques de conception.

Les tuyaux hors terre de faible diamètre peuvent coûter moins de 45 \$/m alors que des tuyaux de plus gros diamètre enfouis peuvent engendrer des coûts dépassant les 300 \$/m. Ces coûts varient selon la conception du site (par ex. tuyaux enfouis ou hors terre), selon la nécessité de déplacer et de relocaliser les déchets sur le site, d'ajouter des matériaux de remblais ou de niveler le site en son centre ou en périphérie. Ils varient aussi en fonction de l'ampleur et du nombre de trappes de retenue des condensats, du coût des produits pétroliers et des produits dérivés, et de la disponibilité et des tarifs des entrepreneurs compétents [Banque mondiale, 2004].

Système d'élimination des condensats

L'utilisateur entre le coût du système d'élimination des condensats de biogaz extrait. Le biogaz est très humide et beaucoup de condensation se produit dans les puits et le réseau de captage. La tuyauterie doit donc toujours avoir une pente minimale permettant l'écoulement de ces condensats vers des drains ou des regards. Si on ne l'élimine pas correctement, l'eau accumulée peut conduire à l'obstruction au moins partielle du réseau de captage, ce qui a comme conséquence de réduire la quantité effective de biogaz qui peut être captée [Banque mondiale, 2004].

Système d'aspiration du biogaz et divers

L'utilisateur entre le coût du système d'aspiration du biogaz, ainsi que divers autres coûts. En créant un vide, le système d'aspiration permet d'extraire le biogaz du site d'enfouissement. En plus des turbines d'aspiration ou des compresseurs permettant d'assurer les débits adéquats, le système comprend également des valves et des systèmes de contrôle et de sécurité (par ex. des pare-flammes), des dispositifs de pompage ou de stockage des condensats, et un compteur des quantités fournies de biogaz.

Les coûts de ces dispositifs ne peuvent être estimés qu'en fonction des besoins spécifiques du site. En première approximation, on peut considérer que le coût d'un système d'aspiration du biogaz varie de 37 à 75 \$ par m³/h de capacité de biogaz à éliminer. Si le biogaz est utilisé comme combustible dans une centrale de production d'électricité, les coûts peuvent augmenter d'un facteur 2 à 5 ou même plus selon les exigences d'alimentation en biogaz du projet [Banque mondiale, 2004].

Torchère à biogaz

L'utilisateur entre le coût des torchères à biogaz. Il y a deux configurations différentes de torchères. Les torchères conçues pour brûler des gaz considérés comme des résidus, de manière non contrôlée, ni parfaite, et des torchères à chambre de combustion fermée pour réaliser une combustion contrôlée. Le premier type de torchère est le plus couramment utilisé, mais n'est pas vraiment acceptable si l'on veut certifier le projet pour ses réductions d'émissions de GES. En première approximation, le coût des torchères de base varie de 75 à 150 \$ m³/h de biogaz à brûler, selon les systèmes de contrôle et de sécurité exigés pour le projet. Une torchère à chambre de combustion fermée de capacité équivalente coûtera environ deux fois plus cher [Banque mondiale, 2004].

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Système d'approvisionnement en combustible

Dans cette section, l'utilisateur entre le coût du système d'approvisionnement en combustible.

Équipements de transport

L'utilisateur entre le coût des équipements de transport et de livraison du combustible, qui dépend du type de combustible. Pour les combustibles solides, cela peut comprendre des camions, une balance de pesage, un quai de déchargement, une chargeuse frontale, etc. Pour les combustibles liquides ou gazeux, cela peut comprendre une station de transfert, etc.

Équipements de préparation

L'utilisateur entre le coût des équipements de préparation du combustible. Pour les combustibles solides, comme pour la biomasse, cela peut comprendre un dispositif de déchiquetage pour réduire en copeaux les trop gros morceaux ainsi qu'un tamis pour calibrer le combustible selon la taille des morceaux. Pour les combustibles liquides, cela peut comprendre des filtres, un système de préchauffage avant combustion, etc. Pour les combustibles gazeux, un système de dessiccation ou de purification peut être nécessaire.

Équipements d'entreposage

L'utilisateur entre le coût des équipements d'entreposage du combustible. Pour les combustibles liquides ou gazeux, cela peut comprendre des réservoirs de stockage. Les combustibles solides peuvent être stockés à l'extérieur ou à l'intérieur. Dans ce cas, les coûts peuvent comprendre un bâtiment en plus de structures de soutien et, éventuellement, des planchers amovibles ou des grues. Les bennes de stockage peuvent aussi être équipées de systèmes de déchargement et de mélange.

Équipements de distribution

L'utilisateur entre le coût des équipements de distribution du combustible. Pour les combustibles liquides ou gazeux, cela peut comprendre des pompes, des compresseurs, une station de décompression, des régulateurs et de la tuyauterie, etc. Pour les combustibles solides, il pourra s'agir de convoyeurs à chaîne ou à vis sans fin, d'élévateurs à godets et de systèmes de souffleurs. Avec les combustibles solides, on prévoit généralement une petite réserve de combustible à proximité des chambres de combustion, qui peut servir comme réserve de secours ou pour préparer les chargements en lots.

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste

déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Personnalisé

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Construction du bâtiment et de la cour

L'utilisateur entre le coût du bâtiment et de la cour, par unité de surface des installations. L'utilisateur devrait demander une estimation à des entrepreneurs locaux, car la construction du bâtiment de la centrale peut représenter une partie importante des coûts du projet. Il faudrait également envisager la possibilité d'utiliser le bâtiment à d'autres fins, pour y aménager un atelier ou une aire de séchage de matériaux par exemple. Dans la mesure du possible, il faudrait utiliser un ou des bâtiments existants pour éviter ce coût.

La longueur totale des voies d'approche et la superficie de l'aire de déchargement et de stockage varient selon la configuration des lieux, le volume de combustible qu'il faut stocker à l'extérieur et les véhicules qui seront utilisés. L'espace doit être suffisant pour

que ces véhicules puissent manœuvrer sans difficulté. Un espace trop restreint peut occasionner beaucoup de problèmes dans la pratique.

Le coût de l'aménagement des voies d'approche et de la cour varie grandement, en fonction de la longueur des chemins et de la superficie de la cour, de la nature du sol et de l'éloignement des carrières de gravier. Dans certains cas, il peut être nécessaire d'acheter du terrain pour construire le bâtiment de la centrale et aménager l'aire de déchargement et de stockage. Il faut alors ajouter le prix d'achat du terrain aux coûts de construction de la cour. S'il faut louer du terrain, le coût du bail doit être indiqué sous la rubrique « Location du terrain » dans la section « Frais annuels », décrite plus loin.

Pièces de rechange

Il faut prévoir dans les coûts de projet, les coûts relatifs à la mise en place d'un stock initial de pièces de rechange. Ces coûts sont souvent beaucoup moins élevés si on négocie le prix des pièces détachées au moment de l'achat des équipements principaux. Le stock nécessaire dépend de la fiabilité, de la garantie, de la complexité des équipements, des difficultés d'approvisionnement au site et de la disponibilité de pièces de série. On suggère fortement de demander le prix des pièces de rechange au fabricant en même temps que le prix de vente du système. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information concernant les équipements.

Pour faciliter l'évaluation de ces coûts, ils ont été présentés sous la forme d'un pourcentage des coûts totaux des équipements du projet (incluant la production d'électricité, de chaleur, de froid et/ou les infrastructures connexes et divers). Dans les grandes centrales de cogénération exploitées dans des conditions normales, on peut bâtir un inventaire suffisant de pièces détachées avec un budget représentant au maximum 3 % des coûts totaux des équipements du projet.

Transport

Le coût de transport des équipements et des matériaux de construction varie grandement, selon les moyens de transport disponibles et la région où le projet se réalise. Dans de nombreux cas, il est fonction de la distance et calculé au moyen d'une formule basée sur le volume et le poids. Il faut aussi prendre en considération le coût de manutention au point de destination. Beaucoup de communautés isolées ne peuvent recevoir de grosses cargaisons qu'une fois par an. L'appui logistique est alors extrêmement important, par exemple pour les délais de réservation auprès des transporteurs desservant les régions concernées. Dès que l'envergure du projet et les quantités d'équipements et de matériaux nécessaires sont connus, il faut contacter les agents d'expédition et leur demander un devis. Il faut faire attention de ne pas compter deux fois les frais de transport si ceux-ci sont déjà inclus dans le prix des équipements livrés. L'utilisateur peut consulter la base de données de produits en ligne RETScreen pour contacter des fournisseurs et ainsi obtenir des prix ou toute autre information concernant les équipements.

Mise en service et formation

Les coûts de formation du personnel qui exploitera et entretiendra les installations dépendront de la taille du projet, de sa complexité, et de son éloignement. En régions isolées, il est nécessaire d'avoir des techniciens qualifiés sur place pour éviter les longues interruptions.

Pour exploiter une centrale à cogénération, il peut être nécessaire de prévoir une équipe d'environ 20 personnes. Dans le cas de petites turbines à gaz (microturbines), un seul technicien peut suffire pour l'exploitation normale et l'entretien préventif. Toutefois, pour certaines réparations périodiques, il faut compter sur du personnel spécialisé. Le coût de formation comprend les honoraires professionnels. Le cas échéant, les frais de déplacement sont inscrits à la rubrique « Voyages et hébergement », dans la section « Développement ».

Selon l'ampleur du projet, la formation peut mobiliser de 2 à 10 personnes pendant 1 à 20 jours, à raison de 300 à 1 000 \$ par jour-personne.

La mise en service des installations est la dernière étape de la phase de réalisation. Il s'agit de vérifier le bon fonctionnement de tous les équipements, de les soumettre à différents paramètres d'opération de manière à détecter et corriger d'éventuels défauts, et de vérifier les performances qui ont été garanties par les fournisseurs ou les concepteurs. Ce travail implique donc une surveillance des équipements et de leurs performances pendant une période de temps déterminée sous des conditions normales d'opération. Les coûts de ce travail dépendent de la technologie utilisée, des dimensions et du nombre de systèmes, mais aussi du niveau d'expérience du personnel d'opération et d'entretien. Ce coût peut également dépendre des conditions climatiques puisque qu'une période soutenue de fonctionnement sous une charge de pointe de chauffage et/ou de froid peut être nécessaire pour démontrer et prouver la performance de l'équipement.

Une mise en service peut monopoliser de 1 à 8 personnes pendant 1 à 30 jours et les taux journaliers par personne varient de 300 à 1000 \$ selon le niveau d'expertise requis par l'ampleur du projet.

Frais imprévus

La provision pour frais imprévus dépend du degré d'exactitude des estimations des coûts. L'estimation des frais imprévus est basée sur un pourcentage, déterminé par l'utilisateur, du coût total du projet, à l'exclusion des intérêts durant les travaux. Il est à noter que les frais imprévus sont calculés non pas sur le coût total du projet, mais sur le coût net, c'est-à-dire une fois que les crédits en ont été déduits.

La provision pour frais imprévus devrait être basée sur le degré d'exactitude des estimations des coûts du projet par le modèle RETScreen au stade de l'analyse de pré faisabilité ou de faisabilité. Typiquement, au stade de l'analyse de « pré faisabilité », les coûts comportent généralement une marge d'erreur de 40 à 50 %, alors qu'au stade de

l'analyse de « faisabilité » la précision des coûts se situe à l'intérieur de 15 à 25 %. Toutefois, le degré d'exactitude dépend du savoir-faire de l'équipe chargée de l'analyse, de l'envergure du projet examiné, de l'énergie consacrée à l'exécution de cette analyse, de la précision et de la fiabilité des données recueillies. Néanmoins, si l'utilisateur a l'expérience des projets de développement, il pourrait certainement produire des estimations avec une marge d'erreur de 5 à 40 % du coût initial du projet.

Intérêts durant les travaux

Les intérêts à payer durant les travaux (financement à court terme des travaux) varient suivant la durée des travaux et les taux d'intérêt. Bien que l'aménagement d'un projet de cogénération puisse prendre deux ans, il ne s'écoule normalement pas plus de 12 mois entre le début de la construction des infrastructures et des bâtiments, la livraison des équipements (l'un des plus importants postes budgétaires) et la mise en service des installations. L'utilisateur entre le taux d'intérêt (%) et la durée de la construction en mois.

Le coût des intérêts durant les travaux est ensuite calculé en supposant que la dette moyenne sur la durée totale du projet (en mois) représente 50 % du sous-total de tous les coûts associés au projet. À titre d'exemple, si 1 million \$ en équipement doivent être financés sur 12 mois à un taux d'intérêt annuel de 10 %, l'utilisateur devrait entrer 10 % comme taux d'intérêt durant les travaux. Le coût calculé des intérêts durant les travaux est :

$$1 \text{ M\$} \times 50 \% \times 12/12 \text{ mois/année} \times 10 \%/\text{année} = 50\,000 \$.$$

Le coût des intérêts à payer pendant la construction peut varier de 3 à 15 % du coût total du projet.

Frais annuels (crédits)

Plusieurs aspects de l'exploitation d'un projet de cogénération impliquent des frais annuels : location du terrain, taxes foncières, primes d'assurance, pièces et main d'œuvre, suivi et vérification des émissions de GES, bénéfices régionaux, frais généraux et administratifs. En plus, il faut prévoir des frais imprévus et bien sûr les coûts d'approvisionnement en combustible. Ces coûts sont détaillés dans les rubriques suivantes.

Exploitation et entretien

Location du terrain

Le coût annuel des taxes annuelles sur la propriété, que certains niveaux de gouvernement peuvent prélever, est entré sous la forme d'un pourcentage du coût total d'investissement. Le montant des taxes, qui doit être estimé au cas par cas, est fonction de la valeur de la propriété que constitue la centrale et/ou des revenus générés par le projet.

Taxes foncières

Le coût annuel des taxes annuelles sur la propriété, que certains niveaux de gouvernement peuvent prélever, est entré sous la forme d'un pourcentage du coût total d'investissement. Le montant des taxes, qui doit être estimé au cas par cas, est fonction de la valeur de la propriété que constitue la centrale et/ou des revenus générés par le projet.

Primes d'assurance

Le coût annuel des primes d'assurance, lequel doit couvrir au minimum la responsabilité civile, les dommages matériels, les déficiences des équipements et l'interruption des activités, est souvent calculé sous la forme d'un pourcentage du coût total d'investissement. Ce coût annuel, qui peut être important, devrait être estimé par un courtier d'assurance.

Pièces et main-d'oeuvre

L'élément de coût constitué par les pièces et la main-d'œuvre résume ce qu'il en coûte par année en pièces et en main-d'œuvre pour assurer l'entretien courant et d'urgence ainsi que l'exploitation du projet proposé. Cela comprend l'entretien de tous les équipements, sans oublier la ligne électrique et le réseau urbain de distribution de chaleur et/ou de froid si ceux-ci sont à la charge de l'exploitant de la centrale de cogénération. Les activités d'exploitation comprennent la surveillance, l'inspection régulière des équipements (dont la lubrification et les réglages périodiques), le déneigement, le dégivrage et le dépoussiérage, l'entretien préventif (inspection interne et entretien), etc. Dans le cas des systèmes à biomasse, il faut tenir compte de l'enlèvement des cendres et de l'entretien des systèmes d'approvisionnement en biomasse (convoyeurs, vis sans fin...) qui exige une surveillance régulière.

L'entretien de la ligne électrique d'énergie inclut l'émondage des arbres, s'il y a lieu, et le remplacement de pièces (p. ex. des poteaux, des conducteurs et des isolateurs) endommagés par la foudre, le verglas, des accidents, etc. L'estimation du coût annuel d'entretien de la ligne électrique peut représenter de 3 à 6 % du coût d'investissement initial dans les lignes de transport d'électricité et postes de raccordement. Il varie en fonction de l'endroit et des équipements de communication qu'il faut utiliser (par ex. quand il y a des endroits difficiles d'accès ou des arbres, quand il faut utiliser un réseau de communication VHF, etc.).

Les coûts des pièces et de la main-d'œuvre nécessaires à l'entretien et à l'exploitation d'un projet de cogénération sont souvent représentés sous la forme d'un pourcentage des coûts d'investissement totaux de projet et représentent environ 5 % de ceux-ci. Ils peuvent aussi être évalués en \$/kWh d'électricité produite, avec des coûts de l'ordre de 0,005 à 0,015 \$/kWh, selon la complexité du projet et les exigences en main-d'œuvre. Ces coûts peuvent aussi être déterminés par des règlements locaux exigeants, par exemple, l'obligation d'avoir un nombre élevé d'employés pour travailler dans la centrale, si bien

que de petits projets peuvent présenter des coûts annuels d'exploitation très élevés en comparaison de leur valeur initiale.

Dans les endroits isolés, les frais de main-d'œuvre sont généralement deux fois plus élevés que près des grands centres. La productivité du personnel est également affectée à cause des ressources limitées en matériel et en main-d'œuvre spécialisée et il faut prévoir un budget annuel pour les frais de déplacement et d'hébergement engendrés par les opérations annuelles d'entretien. Les coûts mentionnés doivent être ajustés en conséquence si nécessaire.

Suivi et vérification des GES

Le suivi des émissions de gaz à effet de serre (GES) est habituellement la responsabilité du promoteur du projet et doit être exécuté conformément aux données et aux méthodes décrites dans le plan de surveillance (PS). Si des données supplémentaires doivent être collectées pour estimer les émissions de GES, les coûts de la cueillette de ces données et de la quantification des réductions d'émissions devraient être estimés. Dans le cas des projets relevant du Mécanisme pour un développement propre (MDP), des indicateurs de développement durable doivent aussi être évalués. Pour les projets de faible ampleur relevant du MDP (avec une capacité de moins de 15 MW, ou avec des économies d'énergie de moins de 15 GWh/an), les exigences de suivi seront simplifiées, ainsi, les coûts prévus peuvent être réduits en conséquence (voir le [site Web du MDP de la CCNUCC](#) pour les exigences détaillées en matière de surveillance des projets relevant du MDP).

Pour la majorité des projets de réduction des émissions de GES, la vérification par un tiers est exigée sur une base annuelle ou périodique. En ce qui concerne les projets de Mises en œuvre conjointes (MOC), la vérification doit confirmer de manière indépendante la réduction d'émissions comme suite à la mise en place du projet et quantifier les unités de réduction des émissions (URE).

Dans le cas des projets relevant du MDP, la réduction des émissions doit être vérifiée et certifiée par une entité opérationnelle désignée avant l'attribution des unités de réduction certifiée des émissions (URCE). Le taux prescrit est de 400 \$US par jour pour le personnel des entités opérationnelles désignées ou 1 200 \$US par jour pour les groupes de vérification de trois personnes. Les projets relevant du MDP se verront imposés des frais d'administration et d'adaptation par la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Certains pays qui accueillent les projets peuvent aussi exiger un pourcentage de la valeur des URCE sous forme de frais d'administration (il est à noter que l'utilisateur peut tenir compte de ce pourcentage en l'entrant dans la feuille de calcul *Analyse des GES*).

Il peut être jugé pertinent de regrouper et encourir les dépenses liées au suivi et à la vérification des GES périodiquement (p. ex. de façon bisannuelle) plutôt qu'annuellement, en particulier pour les petits projets. Dans ce cas, l'utilisateur devrait remplir la section « Coûts périodique » au bas de la feuille de calcul *Analyse des coûts* et

inscrire « 0 » dans le champ correspondant de la section « Frais annuels - Exploitation et entretien ».

Bénéfices régionaux

Afin de faciliter la mise en oeuvre harmonieuse d'un projet de cogénération dans une communauté, surtout dans le cas de grands projets, il est courant de prévoir qu'une portion des frais d'exploitation soit allouée pour financer des initiatives bénéficiant à la communauté locale. Il peut s'agir d'une subvention accordée pour la création d'un centre d'information sur la cogénération, ou encore de dons à des œuvres charitables, pour l'organisation d'événements sportifs ou culturels, de bourses d'étude, de sessions de formation ou d'information, d'actions de protection locale de l'environnement, etc.

Frais généraux et administratifs

Les frais généraux et administratifs annuels comprennent, entre autres, les sommes affectées à la tenue des livres comptables, à la préparation des états financiers annuels, aux frais bancaires, aux communications, etc. Ils varient d'un endroit à l'autre et dépendent du statut juridique de l'entreprise (p. ex. une entreprise privée fournissant de l'énergie en vertu d'un simple contrat d'achat d'électricité ou une entreprise appartenant à l'État ou à un service public et desservant des clients particuliers).

Les frais généraux et administratifs peuvent représenter de 1 à 20 % des coûts annuels (à l'exclusion des coûts autres et des frais imprévus).

Exploitation et entretien (Personnalisé)

Ces cellules, identifiées d'une couleur grise, permettent de regrouper tous les coûts ou crédits d'une étape du projet qui ne sont pas couverts ailleurs.

L'utilisateur peut entrer le nom qu'il veut pour identifier le coût d'un produit ou d'un service à considérer dans la cellule. Il peut en effet remplacer le mot « Personnalisé » en écrivant par dessus. Il suffit ensuite de sélectionner l'option « Coût » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Ce poste budgétaire sert à tenir compte des différences entre les projets, les technologies et/ou les régions qui n'ont pas été expressément mentionnées dans l'information générique fournie.

Dans cette même cellule grise, un crédit peut être imputé à un produit ou à un service. L'utilisateur choisit pour cela l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité ». En effet, un projet peut être crédité des coûts en matériel ou en main-d'œuvre qui auraient dû être de toute façon consacrés au projet de référence ou à la source conventionnelle d'énergie. L'utilisateur peut entrer une quantité et un coût unitaire. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme négatif dans la colonne « Montant ».

Frais imprévus

Il faut établir une provision pour dépenses annuelles imprévues, dont le montant dépend du degré d'exactitude de l'estimation des coûts annuels d'exploitation et d'entretien. Cela est particulièrement important pour les projets en sites isolés. Il est courant d'établir une provision pour imprévus suffisante pour permettre le remplacement de la composante la plus coûteuse pouvant être sujette à une défaillance complète. Le calcul est basé sur un pourcentage estimé, habituellement de 10 à 20 %, des autres coûts d'exploitation et d'entretien.

Combustible

La consommation de combustible (quantité) et le prix du combustible (coûts unitaire) sont calculés dans les feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Charge et réseau* et *Choix des équipements*, puis automatiquement recopiés dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Si un même combustible est utilisé par différents équipements, le modèle n'affichera dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, que la seule valeur totale de consommation et les coûts annuels seront basés sur cette valeur totale. Quand le mot « Électricité » apparaît comme combustible, il s'agit de l'électricité achetée au réseau pour répondre aux besoins du projet proposé.

Coûts périodiques (crédits)

Sous cette rubrique, l'utilisateur peut préciser les coûts ou les crédits périodiques qui sont à prévoir au cours de la durée de vie du projet. Dans les cellules grises de la première colonne, l'utilisateur peut entrer un nom pour identifier le coût (ou le crédit) à considérer à intervalles réguliers ou prévisibles.

Un coût périodique est une dépense nécessaire qu'il faut prévoir à intervalles réguliers ou prévisibles au cours de la durée de vie du projet pour assurer la production d'énergie. Cette dépense est entrée dans la cellule grise de la colonne « Coût unitaire ». Pour préciser qu'il s'agit bien d'une dépense (et non d'un crédit), l'utilisateur doit choisir l'option « Coût » dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité ». Enfin, dans la troisième colonne, l'utilisateur doit préciser à quel intervalle périodique (en années) cette dépense doit être engagée.

Le projet peut aussi être crédité des coûts qu'il aurait fallu prévoir à intervalles périodiques pour assurer la production d'énergie de manière conventionnelle. Ce crédit est entré comme une valeur positive dans la cellule grise de la colonne « Coût unitaire ». Pour préciser qu'il s'agit bien d'un crédit (et non d'une dépense) l'utilisateur doit choisir l'option « Crédit » dans la liste déroulante offerte dans la colonne « Unité ». Enfin, dans la troisième colonne, l'utilisateur doit préciser à quel intervalle périodique (en années) ce crédit peut être appliqué. Il est à noter qu'un crédit apparaîtra comme une valeur négative dans la colonne « Montant ».

Valeur résiduelle du projet

L'utilisateur indique la valeur résiduelle du projet. Il s'agit soit d'une valeur réelle du projet à la fin de sa durée de vie, soit d'une dépense à prévoir pour son démantèlement. La valeur indiquée dans la colonne « Coût unitaire » doit toujours être positive. Si le projet a une valeur réelle (négociable) à la fin de sa durée de vie, l'utilisateur choisira l'option « Crédit » dans la liste déroulante de la colonne « Unité » et la valeur résiduelle apparaîtra comme une valeur négative dans la colonne « Montant ». Cependant, si les coûts de démantèlement excèdent la valeur résiduelle des équipements, la valeur résiduelle devient un coût. L'utilisateur choisira alors l'option « Coût » de la liste déroulante.

Note : À ce stade, l'utilisateur devrait passer à la feuille de calcul optionnelle *Analyse des GES*.

Sommaire financier

Dans le logiciel RETScreen d'analyse de projets d'énergies propres, chaque projet évalué dispose d'une feuille de calcul *Sommaire financier*. Cette feuille d'analyse financière comprend sept sections : **Sommaire des coûts annuels en combustible**, **Paramètres financiers**, **Revenus annuels**, **Sommaire des coûts, économies et revenus du projet**, **Viabilité financière**, **Flux monétaires annuels** et **Graphique des flux monétaires cumulatifs**.

Pour les décideurs, l'un des principaux avantages du logiciel RETScreen est **qu'il simplifie le processus d'évaluation des projets**. Grâce aux données d'entrée des paramètres financiers (taux d'actualisation, ratio d'endettement, etc.) et aux données résultant de l'analyse de viabilité financière (taux de rendement interne (TRI), retour simple, Valeur Actualisée Nette (VAN), etc.), la feuille de calcul *Sommaire financier* offre aux décideurs les paramètres financiers utiles à leur analyse. Les différentes rubriques, avec des commentaires sur leur importance dans l'analyse préliminaire de faisabilité, sont décrites ci-dessous.

Sommaire des coûts annuels en combustible

Cette section présente la charge de pointe du système du cas de référence, la demande énergétique, le prix de l'énergie utilisée et le coût en combustible entrés ou calculés dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

On trouve aussi dans cette section la capacité du cas proposé, la quantité d'énergie fournie, le prix de l'énergie utilisée et le coût en combustible entrés ou calculés dans les feuilles de calcul *Modèle énergétique* et *Choix des équipements*.

On calcule enfin les coûts globaux en combustible pour le cas de référence et pour le cas proposé.

Paramètres financiers

Les données entrées ici sont utilisées pour effectuer les calculs dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Les valeurs de chaque paramètre dépendront du point de vue de l'utilisateur, par exemple, un service public fournisseur ou distributeur d'énergie ou un producteur indépendant d'électricité.

Général

Taux d'indexation des combustibles

L'utilisateur entre, en %, le taux d'indexation des combustibles, qui est la prévision du taux annuel moyen d'augmentation du coût évité des combustibles du cas de référence et du cas proposé pendant la durée de vie du projet. Il peut ainsi appliquer aux coûts des

combustibles un taux d'indexation différent du taux moyen général d'inflation. Par exemple, les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent actuellement des taux d'indexation des combustibles à long terme variant entre 0 et 5 %, la plage de 2 à 3 % étant la plus fréquemment retenue.

Taux d'inflation

L'utilisateur entre le taux d'inflation (en %), qui est le taux d'inflation moyen annuel prévu pour la durée de vie du projet. Par exemple, l'inflation prévue en Amérique du Nord pour les 25 prochaines années est de l'ordre de 2 à 3 %.

Taux d'actualisation

L'utilisateur entre le taux d'actualisation (en %), qui est le taux utilisé pour actualiser les flux monétaires annuels futurs, afin d'obtenir leur valeur actualisée en \$ d'aujourd'hui. Le taux généralement considéré comme le plus approprié est le coût moyen des différentes sources de financement de l'entreprise. Pour une organisation, le coût en capital n'est pas seulement le taux d'intérêt exigé pour la dette à long terme. En fait, la notion de coût du capital est assez vaste, et fait intervenir un mélange des coûts de toutes les sources de fonds d'investissement, dette et capitaux propres investis. Le taux d'actualisation, utilisé pour atteindre la viabilité financière, est aussi appelé « taux de rendement minimal », « taux limite de rentabilité » ou « taux de rendement requis ». Le modèle utilise le taux d'actualisation pour calculer les économies annuelles sur la durée de vie du projet. À titre d'exemple de valeurs typiques de taux d'actualisation, les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent généralement des taux d'actualisation variant de 3 à 18 %, la plage de 6 à 11 % étant la plus fréquemment retenue.

Durée de vie du projet

L'utilisateur entre la durée de vie du projet en années, soit la période sur laquelle on évalue sa viabilité financière. Selon les circonstances, ce peut être la durée de vie prévue des équipements énergétiques, la durée de l'emprunt ou la durée du contrat d'achat d'énergie. Le modèle peut analyser des projets ayant une durée de vie allant jusqu'à 50 ans.

Financement

Encouragements et subventions

L'utilisateur peut indiquer tout montant versé à titre d'encouragements ou de subventions à l'adoption d'un projet énergétique. Ce montant s'applique aux coûts d'investissement (excluant les crédits). Il sera considéré comme une subvention non remboursable et il sera traité comme un revenu de l'an 0 (phase de développement et d'implantation) dans le calcul de l'impôt sur les bénéfices.

Les encouragements et subventions sont transférés dans la section Coûts du projet et économies générées.

Ratio d'endettement

L'utilisateur entre le ratio d'endettement (en %), qui est le rapport entre la dette et la somme de la dette et des capitaux propres investis dans le projet. Ce ratio reflète l'effet de levier financier créé pour le projet : plus le ratio d'endettement est élevé, plus le levier financier est important. Le modèle utilise le ratio d'endettement pour calculer les capitaux propres qu'il faut investir pour financer le projet. À titre d'exemple, les ratios d'endettement se situent généralement entre 0 et 90 %, la plage de 50 à 90 % étant la plus fréquente.

Dette du projet

Le modèle calcule la dette du projet, soit la partie de l'investissement total financée par un emprunt, pour permettre d'implanter le projet. La dette du projet intervient dans le calcul des paiements de la dette et de la valeur actualisée nette. Elle est calculée à partir des coûts d'investissements totaux et des capitaux propres investis.

Capitaux propres investis

Le modèle calcule les capitaux propres investis dans le projet, soit la portion de l'investissement total du projet qui est financée directement par son (ou ses) propriétaire(s). Cette somme est considérée comme devant être versée à la fin de l'an 0, soit l'année de développement et de réalisation. Cette valeur est calculée à partir des coûts d'investissements totaux et du ratio d'endettement.

Taux d'intérêt sur la dette

L'utilisateur entre le taux d'intérêt sur la dette (en %), qui est le taux d'intérêt annuel payé au créancier, à la fin de chaque année du terme de la dette. Le modèle utilise ce taux pour calculer les paiements de la dette. Par exemple, au minimum, le taux d'intérêt sur la dette correspondra au rendement des obligations d'état ayant le même terme que la dette. Le supplément normalement ajouté à ce taux (« la marge ») reflète le risque que l'on attribue au projet.

Durée de l'emprunt

L'utilisateur entre, en années, la durée de l'emprunt, soit le nombre d'années nécessaires au remboursement de la dette. Ce terme est égal ou inférieur à la durée de vie du projet. En général, plus il est long, meilleure est la viabilité financière du projet d'exploitation d'énergie. Le modèle utilise ce terme pour calculer les paiements de la dette et les flux monétaires annuels. La durée de l'emprunt est généralement comprise entre 1 et 25 ans; elle ne devrait pas dépasser la durée de vie estimée du projet.

Paielements de la dette

Le modèle calcule les paiements annuels de la dette, soit la somme du capital remboursé et des intérêts payés chaque année. Alors que les paiements de la dette sont constants pendant le terme, année après année, la partie « capital remboursé » augmente et la partie « intérêts » diminue. À cet égard, la situation est semblable à celle du remboursement annuel d'une hypothèque résidentielle. Les paiements de la dette sont calculés à partir du taux d'intérêt sur la dette, de la durée de l'emprunt et du montant de la dette.

Les paiements annuels de la dette sont transférés dans la section Coûts du projet et économies générées.

Analyse d'impôt sur le revenu

En cochant la case appropriée à droite du titre de cette sous-section, l'utilisateur sélectionne si l'impôt sur le revenu de l'entreprise doit être pris en compte dans l'analyse financière. Si l'utilisateur coche la case, certaines nouvelles cellules apparaîtront de manière à adapter l'analyse financière à différents contextes. Dans certains cas, la rentabilité financière d'un projet donne de meilleurs cas de figure dans une analyse après impôt que dans une analyse avant impôt.

L'analyse d'impôt sur le revenu permet de calculer les flux monétaires et les indicateurs financiers après impôt. Dans tous les cas, le modèle ne considère qu'un seul taux d'imposition, constant tout au long de la durée de vie du projet. Ce taux s'applique aux revenus nets (ou bénéfices) générés par le projet. Le calcul des impôts sur les bénéfices tient compte des investissements et des frais annuels nets, c'est-à-dire que les crédits dans la feuille de calcul *Analyse des coûts* ne sont pas traités séparément. On obtient ainsi une analyse fiscale assez précise à moins que les crédits appliqués aux coûts d'investissement ou annuels ne soient du même ordre de grandeur que les coûts associés et qu'ils soient, à des fins d'amortissement fiscal, dans des catégories de biens différentes.

Taux d'imposition sur le revenu

L'utilisateur entre, en %, le taux d'imposition qui est le taux global qui s'applique aux revenus nets ou aux économies du projet. Par taux global, on entend la somme de tous les impôts qui s'appliquent aux bénéfices des sociétés dans une juridiction donnée (p. ex. fédéral, provincial et local). Le bénéfice est le bilan annuel des revenus et des dépenses du projet, comptabilisés à la fin de l'année considérée.

Dans tous les cas, le modèle ne considère qu'un seul taux d'imposition, constant tout au long de la durée de vie du projet. Dans cette section, on ne parle que de l'impôt sur le revenu net des sociétés. Ainsi, la taxe de vente, si elle s'applique au projet, doit être comptabilisée dans la section « Coûts d'investissement » et la taxe foncière doit être prise en compte dans la section « Frais annuels ».

Report des pertes?

Grâce à la liste déroulante de la cellule, l'utilisateur indique si les pertes (un revenu imposable négatif) peuvent être reportées d'une année à l'autre. Le principe est que les pertes peuvent être utilisées pour réduire les impôts de l'année courante ou qu'elles peuvent être reportées à une année ultérieure, ce qui contribue à réduire les impôts à payer lorsque des bénéfices seront dégagés.

En choisissant « Oui », l'utilisateur autorise le report des pertes qui se déduisent donc, jusqu'au total de leur valeur cumulée, des revenus imposables ou des économies des années suivantes, ce qui réduit en conséquence les impôts à payer. En choisissant « Non », les pertes ne sont pas reportées et sont perdues, n'étant jamais utilisées pour réduire le revenu imposable d'une autre année. En choisissant « Transfert accréditif », les pertes ne sont pas reportées et s'appliquent uniquement aux revenus de la même année, sauf qu'elles serviront à réduire les bénéfices imposables provenant de sources autres que le projet (ou elles peuvent être admissibles à des crédits d'impôt remboursables). Ainsi, c'est véritablement l'impôt à payer pour l'année au cours de laquelle les pertes sont subies, qui s'en trouve réduit.

Ce sont les lois fiscales en vigueur au lieu du projet qui déterminent si des pertes peuvent être reportées d'une année à l'autre. Le choix de ne pas reporter les pertes, mais plutôt d'utiliser un transfert accréditif est généralement le plus avantageux pour l'investisseur et peut contribuer à rendre un projet rentable même si l'analyse avant impôt indiquait le contraire.

Le modèle ne permet pas le report des pertes sur les profits d'années antérieures. Il ne prévoit pas non plus de limite au nombre d'années pendant lesquelles des pertes peuvent être reportées.

Méthode d'amortissement

La liste déroulante propose trois méthodes différentes d'amortissement des coûts d'investissement : « Aucun », « Dégressif » ou « Linéaire ». Selon l'option choisie, le modèle calcule différemment les impôts à payer et les indicateurs financiers calculés après impôt. Le choix de la méthode d'amortissement est déterminé par les lois fiscales en vigueur au lieu de réalisation du projet. À la fin de la durée du projet, la différence entre la « Valeur résiduelle du projet » et le capital initial non amorti, sera considérée comme un revenu, si elle est positive et comme une perte, si elle est négative.

Avec l'option « Aucun », le modèle considère que le projet est entièrement capitalisé dès le début, qu'il ne bénéficie d'aucun amortissement, et que, par conséquent, il conserve entièrement sa valeur initiale non amortie tout au long de sa durée de vie.

Avec l'option « Dégressif », le modèle considère que les coûts capitalisés du projet, tels que définis à partir de l'allocation du coût en capital, sont dépréciés au taux

d'amortissement. La portion des coûts initiaux d'investissement qui n'est pas capitalisée est considérée comme une dépense durant l'an 0 de réalisation du projet.

Avec l'option « Linéaire », le modèle considère que les coûts capitalisés du projet, tels que définis à partir de l'allocation du coût en capital, sont dépréciés à un taux d'amortissement constant pendant toute la période d'amortissement. La portion des coûts initiaux d'investissement qui n'est pas capitalisée est considérée comme une dépense durant l'an 0 de réalisation du projet.

Dans les deux méthodes d'amortissement, « dégressif » ou « linéaire », le modèle considère que l'on bénéficie chaque année de la totalité du montant autorisé pour amortissement du capital. Le modèle ne prend pas non plus en compte la règle du calcul fiscal de la demi-année, telle qu'elle est pratiquée dans certains pays et qui ne permet d'amortir le capital que sur la moitié de sa valeur lors de la première année d'exploitation des immobilisations.

Allocation du coût en capital

L'utilisateur indique, en %, l'allocation du coût en capital. Cette valeur indique quelle portion des coûts initiaux d'investissement peut être capitalisée et donc être sujette à amortissement au sens fiscal. La portion de l'investissement qui n'est pas capitalisée est considérée comme une dépense durant l'an 0 de réalisation du projet.

Prenons le cas d'un projet dont le développement et l'étude de faisabilité coûtent 20 000 \$ alors que la conception (ingénierie), la réalisation et les commissions s'élèvent à 80 000 \$. On peut prendre 80 % comme allocation en capital de manière à amortir les immobilisations (conception, équipements énergétiques et connexes, divers). Les frais de développement et d'étude de faisabilité sont considérés comme des dépenses réalisées durant l'an 0.

Taux d'amortissement

L'utilisateur indique le taux d'amortissement (en %) qui est le taux auquel le coût en capital pas encore amorti sera amorti chaque année. Le taux d'amortissement peut varier considérablement selon la catégorie des actifs et les lois fiscales qui s'appliquent au lieu de réalisation du projet.

Période d'amortissement

L'utilisateur indique, en années, la période d'amortissement. Il s'agit du nombre d'années pendant lesquelles les coûts d'investissement capitalisés du projet sont dépréciés à taux constant. La période d'amortissement peut varier considérablement selon la catégorie des actifs et les lois fiscales qui s'appliquent au lieu de réalisation du projet.

Congé fiscal disponible?

La liste déroulante permet de choisir si le projet bénéficiera ou non d'un congé fiscal, c'est-à-dire d'une exonération totale d'impôts. L'option « Oui » indique que le congé fiscal s'applique dès l'an 1 d'exploitation du projet et pour toute la durée du congé fiscal. Le calcul des impôts sur le revenu pendant l'an 0 de développement et de réalisation du projet n'est pas affecté.

Durée du congé fiscal

L'utilisateur indique, en années, la durée du congé fiscal : il s'agit du nombre d'années pendant lesquelles le projet bénéficie du congé fiscal, année 1 comprise. Ainsi, en Inde, certains projets d'exploitation des énergies renouvelables bénéficient d'un congé fiscal d'une durée de 5 ans.

Revenus annuels

Prime (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur

En cochant la case appropriée à droite du titre de cette sous-section, l'utilisateur sélectionne si la prime (ou le rabais) sur les ventes à l'utilisateur est applicable. Si l'utilisateur coche la case, des cellules apparaîtront de manière à adapter la prime (ou le rabais) sur les ventes à l'utilisateur au contexte du projet.

% de prime (ou de rabais) sur l'électricité

L'utilisateur entre la prime ou le rabais (valeur négative) annuel sur l'électricité exprimé en pourcentage du coût annuel en combustible du système de production d'électricité du cas de référence. Ceci permet à l'utilisateur d'intégrer des coûts d'électricité supérieurs ou inférieurs au coût de l'électricité payé dans le contexte du système du cas de référence. En choisissant une valeur positive (prime), on suppose que l'utilisateur final (le client) est prêt à payer plus cher pour le coût de l'électricité fournie par le système de production d'électricité du cas proposé (p. ex. 'Prime pour Énergie Verte'). En choisissant une valeur négative (rabais), l'électricité est 'vendue' moins chère que le coût de l'électricité du système du cas de référence.

Prime (ou rabais) sur les ventes d'électricité

Le modèle calcule la valeur de la prime ou du rabais sur les ventes d'électricité. Cette valeur est calculée en multipliant le coût en combustible du système de production d'électricité du cas de référence par la prime ou le rabais sur les ventes d'électricité exprimé en pourcentage. La valeur annuelle de la prime ou rabais sur les ventes d'électricité est indexée au taux d'indexation des combustibles.

% de prime (ou de rabais) sur la chaleur

L'utilisateur entre la prime ou le rabais (valeur négative) annuel sur la chaleur exprimé en pourcentage du coût annuel en combustible du système de production de chaleur du cas de référence. Ceci permet à l'utilisateur d'intégrer des coûts de la chaleur supérieurs ou inférieurs au coût de la chaleur payé dans le contexte du système du cas de référence. En choisissant une valeur positive (prime), on suppose que l'utilisateur final (le client) est prêt à payer plus cher pour la chaleur fournie par le système de production de chaleur du cas proposé. Par exemple, le système de production de chaleur du cas proposé pourrait être construit par une société de services énergétiques (ESCO), le système de production de chaleur existant pouvant être déconnecté et aucun frais d'exploitation et d'entretien n'étant chargé à l'utilisateur final (p. ex. le propriétaire de l'immeuble). En choisissant une valeur négative (rabais), la chaleur est 'vendue' moins chère que le prix de la chaleur découlant du coût en combustible du système du cas de référence.

Prime (ou rabais) sur les ventes de chaleur

Le modèle calcule la valeur de la prime ou du rabais sur les ventes de chaleur. Cette valeur est calculée en multipliant le coût en combustible du système de production de chaleur du cas de référence par la prime ou le rabais sur les ventes de chaleur exprimé en pourcentage. La valeur annuelle de la prime (ou du rabais) sur les ventes de chaleur est indexée au taux d'indexation des combustibles.

% de prime (ou de rabais) sur le froid

L'utilisateur entre la prime ou le rabais (valeur négative) annuel sur le froid exprimé en pourcentage du coût annuel en combustible du système de production de froid du cas de référence. Ceci permet à l'utilisateur d'intégrer des coûts de production de froid supérieurs ou inférieurs au coût de production de froid payé dans le contexte du système du cas de référence. En choisissant une valeur positive (prime), on suppose que l'utilisateur final (le client) est prêt à payer plus cher pour le froid fourni par le système de production de froid proposé. Par exemple, le système de production de froid proposé pourrait être construit par une société de services énergétiques (ESCO), le système de production de froid existant pouvant être déconnecté et aucun frais d'exploitation et d'entretien n'étant chargé à l'utilisateur final (p. ex. le propriétaire de l'immeuble). En choisissant une valeur négative (rabais), le froid est 'vendu' moins cher que le prix du froid découlant du coût en combustible du système du cas de référence.

Prime (ou rabais) sur les ventes de froid

Le modèle calcule la valeur de la prime ou du rabais sur les ventes de froid. Cette valeur est calculée en multipliant le coût en combustible du système de production de froid du cas de référence par la prime ou le rabais sur les ventes de froid exprimé en pourcentage. La valeur annuelle de la prime (ou du rabais) sur les ventes de froid est indexée au taux d'indexation des combustibles.

Prime (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur

Le modèle calcule la valeur de la prime annuelle (ou du rabais annuel) sur les ventes à l'utilisateur. Cette valeur est transférée dans la section Coûts du projet et économies générées.

Revenu d'exportation d'électricité

Si de l'électricité est exportée sur le réseau électrique par le système de production d'électricité du cas proposé (au sens de « envoyée sur le réseau national d'électricité pour être vendue à d'autres utilisateurs »), des cellules apparaîtront de manière à adapter le revenu d'exportation d'électricité au contexte spécifique du projet. Notons que s'il n'y a pas d'électricité envoyée sur le réseau, l'utilisateur ne peut pas utiliser cette option.

Électricité exportée au réseau

Le modèle calcule la quantité d'électricité exportée sur le réseau (au sens d'« envoyée sur le réseau national d'électricité pour être vendue à d'autres utilisateurs »). Cette valeur est calculée dans la feuille de calcul *Choix des équipements*, et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Prix de l'électricité exportée

L'utilisateur entre le prix de l'électricité exportée par le système de production d'électricité du cas proposé dans la feuille de calcul *Choix des équipements*, et il est copié automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. « Exportée » doit être comprise au sens de « envoyée sur le réseau national d'électricité pour être vendue à d'autres utilisateurs ». Cette valeur est représentative de l'an 0, c'est-à-dire, l'année de développement précédent la première année d'exploitation (an 1).

Revenu d'exportation d'électricité

Le modèle calcule le revenu annuel d'exportation d'électricité, c'est-à-dire les revenus résultants de la vente d'électricité envoyée sur le réseau national d'électricité vers d'autres utilisateurs. Cette valeur est calculée en multipliant la quantité d'électricité exportée au réseau par le prix de l'électricité exportée. La valeur annuelle du revenu d'exportation d'électricité est indexée au taux d'indexation sur l'exportation d'électricité.

Le revenu annuel d'exportation d'électricité est transféré dans la section Coûts du projet et économies générées.

Taux d'indexation sur l'exportation d'électricité

L'utilisateur entre le taux d'indexation sur l'exportation d'électricité (en %), qui est le taux moyen annuel prévu de l'augmentation du prix de l'électricité exportée durant la durée de vie du projet. Ceci permet à l'utilisateur d'appliquer un taux d'inflation au prix de l'électricité exportée qui peut être différent du taux d'inflation général.

Revenu pour production d'Énergie Propre (ÉP)

En cochant la case appropriée à droite du titre de cette sous-section, l'utilisateur sélectionne si un revenu pour production d'Énergie Propre (ÉP) est applicable. Si l'utilisateur coche la case, des cellules apparaîtront de manière à adapter l'analyse du revenu pour la production d'énergie propre au contexte du projet. Notons que si l'utilisateur ne choisit pas, en bas de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, un combustible ou un système énergétique qui peut bénéficier du revenu pour la production d'énergie propre, alors il ne pourra pas utiliser cette option.

Production d'ÉP

Le modèle calcule la production annuelle d'Énergie Propre (ÉP). L'utilisateur choisit le combustible ou le système énergétique qui pourrait bénéficier du crédit pour production d'énergie propre dans la dernière colonne à droite de la section Sommaire du cas proposé en bas de la feuille de calcul *Modèle énergétique*.

Crédit pour production d'ÉP

L'utilisateur entre le crédit pour production d'Énergie Propre (ÉP), c'est-à-dire la valeur à créditer au bénéfice du projet pour chaque unité d'énergie propre qu'il produit. Il est utilisé conjointement avec la production d'énergie propre pour calculer le revenu annuel de production d'ÉP.

Des crédits pour production d'ÉP existent en pratique le plus souvent dans le cas de la production d'électricité à partir de sources d'énergie propre. Par exemple, il est possible de recevoir un crédit d'impôt de 1,5 ¢/kWh aux États-Unis pour des projets de production d'électricité à partir d'éoliennes, de biomasse ou de fumier de poulets. Les règlements particuliers au lieu même où est installé le système déterminent si un projet peut recevoir ou non ce type de subvention.

Cette valeur est représentative de l'an 0, par exemple l'année de développement précédant la première année d'exploitation (an 1). Le crédit pour réduction des émissions de GES est annuellement indexé au taux d'indexation du crédit pour réduction de GES à partir de l'an 1 et tout au long de la durée du crédit.

Revenu de production d'ÉP

Le modèle calcule le revenu de production annuelle d'Énergie Propre (ÉP). Cette valeur est calculée en multipliant la production d'ÉP par le crédit pour la production d'ÉP. Cette valeur annuelle du revenu de production d'énergie propre est indexée au taux d'indexation du crédit pour production d'ÉP.

Le revenu annuel de production d'ÉP est transféré dans la section Coûts du projet et économies générées.

Durée du crédit pour production d'ÉP

L'utilisateur indique, en années, la durée pendant laquelle le projet bénéficiera du crédit pour production d'Énergie Propre (ÉP). Cette valeur indique pendant combien d'années on peut calculer le montant annuel des sommes perçues à titre de crédit pour production d'ÉP.

Taux d'indexation du crédit pour production d'ÉP

L'utilisateur entre, en %, le taux d'indexation du crédit pour production d'Énergie Propre (ÉP) qui est une estimation du taux annuel moyen d'augmentation du crédit pour production d'énergie propre durant la durée du crédit. Cette donnée permet à l'utilisateur d'appliquer un taux d'inflation à la valeur du crédit pour production d'énergie propre, différent du taux global d'inflation.

Revenu pour réduction de GES

En cochant la case appropriée à droite du titre de cette sous-section, l'utilisateur sélectionne si un revenu pour réduction de gaz à effet de serre (GES) est applicable. Si l'utilisateur coche la case, des cellules apparaîtront de manière à adapter l'analyse du revenu pour réduction de GES au contexte du projet. Notons que l'utilisateur ne pourra pas utiliser cette option, s'il choisit de ne pas exécuter l'« Analyse des GES » dans la feuille de calcul *Analyse des GES*.

Réduction nette de GES - année 1 à x (1re période)

Le modèle calcule la réduction annuelle nette des émissions de gaz à effet de serre (GES) en équivalent tonnes de CO₂ par an (tCO₂/an). Cette réduction découle de l'utilisation du procédé du cas proposé plutôt que du système conventionnel (cas de référence). Cette valeur est calculée dans la feuille de calcul *Analyse des GES* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Lorsqu'un changement du niveau de référence des émissions de GES a été choisi pour le projet de référence dans la feuille de calcul *Analyse des GES*, le modèle indique la réduction des émissions annuelles nettes des GES pour les années précédant le changement.

Réduction nette de GES - année x+1 et suivantes (2ème période)

Le modèle calcule la réduction annuelle moyenne d'émissions de gaz à effet de serre (GES), exprimée en tonnes équivalentes de CO₂ par année (t_{CO2}/année). Cette réduction découle de l'utilisation du procédé du cas proposé plutôt que du système conventionnel (cas de référence). Lorsqu'un changement du niveau de référence des émissions de GES a été choisi pour le projet de référence dans la feuille de calcul *Analyse des GES*, le modèle indique la réduction des émissions annuelles nettes de GES pour les années suivant le changement. Cette donnée est calculée dans la feuille de calcul *Analyse des GES* et elle est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Réduction nette de GES - durée de vie du projet

Le modèle calcule la réduction nette cumulative des émissions de gaz à effet de serre (GES) pendant toute la durée de vie du projet, exprimée en tonnes équivalentes de CO₂ (t_{CO2}). Cette réduction découle de l'utilisation du procédé du cas proposé plutôt que du système conventionnel (cas de référence). Cette valeur découle du produit de la réduction nette des émissions de GES par le nombre d'années du projet. S'il y a eu changement du niveau de référence des émissions de GES du système de production électrique de référence, cette valeur est calculée en deux étapes : avant et après le changement du niveau de référence.

Crédit pour réduction de GES

L'utilisateur entre le crédit pour réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) par tonne équivalent de CO₂ (t_{CO2}). Il est utilisé conjointement avec la réduction nette des émissions de GES pour calculer le revenu annuel de réduction des émissions de GES.

Des estimations préliminaires prévoient que le prix du marché du crédit pour la réduction des émissions de GES sera compris entre 4 et 95 \$US par tonne de CO₂, la gamme la plus probable étant entre 5 à 8 \$US par tonne [Sandor, 1999]. En 2003, le prix global du marché était typiquement compris entre 3 et 5 \$US par tonne de CO₂.

Cette valeur représente l'an 0, par exemple l'année de développement précédant la première année d'exploitation (an 1). Le crédit pour réduction des émissions de GES est annuellement indexé au taux d'indexation du crédit pour réduction de GES à partir de l'an 1 et tout au long de la durée du crédit.

Revenu pour réduction de GES

Le modèle calcule le revenu annuel pour réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) qui représente le revenu généré par la vente ou l'échange de crédits pour réduction des émissions de GES. Il est calculé à partir de la réduction annuelle nette de GES et du

crédit pour la réduction de GES. Les valeurs annuelles du revenu de réduction de GES sont indexées au taux d'indexation du crédit pour réduction de GES.

Le revenu annuel pour réduction de GES est transféré dans la section Coûts du projet et économies générées.

Durée du crédit pour la réduction de GES

L'utilisateur indique, en années, la durée pendant laquelle le projet bénéficiera du crédit de réduction de gaz à effet de serre (GES). Cette valeur indique pendant combien d'années on peut calculer le montant annuel des sommes perçues à titre de crédits pour la réduction de GES. Elle est utilisée dans le calcul du revenu pour réduction de GES tout au long de la durée de vie du projet.

Pour des projets de Mécanisme du Développement Propre (MDP), deux options sont généralement avancées pour la durée du crédit (i) une période de crédit fixe de 10 ans ou (ii) une période de crédit renouvelable sur 7 ans qui peut être renouvelée deux fois (soit une durée maximale de 21 ans). Si la période de crédit de 10 ans est choisie, dès que le projet a été validé et enregistré, le certificat de réductions des émissions (CRÉ) peut être approuvé et émis pour 10 ans sans que le projet ne soit révisé. Dans le cas d'un crédit renouvelable aux 7 ans, le projet devra être validé après chaque période de 7 ans afin de recevoir le certificat des réductions des émissions pour les 7 prochaines années.

Ainsi, pour une période de crédit choisie, les bénéfices d'une éventuelle période de crédit plus longue par rapport à une période de crédit renouvelable (p. ex. supérieure à 21 ans) devraient être comparés aux coûts additionnels des transactions liés à la validation du projet pour chaque période de 7 ans, et au risque éventuel que le projet ne soit pas renouvelé à ce moment-là.

Réduction nette de GES - durée du crédit

Le modèle calcule la réduction nette cumulative de gaz à effet de serre (GES), en équivalent tonnes de CO₂ (tCO₂), qui découle de l'utilisation du procédé du cas proposé plutôt que celui du cas de référence, pour la durée du crédit pour réduction de GES. Cette valeur est calculée en multipliant la réduction annuelle nette de GES par la durée du crédit pour réduction de GES.

Taux d'indexation du crédit pour réduction de GES

L'utilisateur entre le taux d'indexation du crédit pour réduction de gaz à effet de serre (GES) (en %), qui est le taux d'augmentation moyen annuel prévu du crédit pour réduction de GES durant la durée du crédit. Ceci permet à l'utilisateur d'appliquer un taux d'inflation à la valeur du crédit pour réduction de GES, différent du taux global d'inflation.

Sommaire des coûts, économies et revenus du projet

Plusieurs éléments de cette section sont calculés ou entrés dans la feuille de calcul *Analyse des coûts* et transférés dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Les autres sont calculés ou entrés à d'autres endroits de la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement représentent l'investissement total nécessaire jusqu'à la mise en route du projet, avant qu'il ne commence à générer des économies ou des revenus. Les coûts d'investissement sont la somme des coûts estimés pour l'étude de faisabilité, pour le développement, pour les travaux d'ingénierie, pour les équipements de production d'électricité, de chaleur et de froid, et leur installation, pour les infrastructures connexes et autres frais divers. C'est une donnée nécessaire aux calculs des temps de retour simple, de la valeur actualisée nette, des capitaux propres investis et de la dette du projet.

Il est important de noter que les plages de coûts possibles indiquées dans RETScreen **n'incluent pas les taxes de vente**. Dans certains cas, les coûts liés aux projets d'énergie propre ne sont pas assujettis aux taxes de vente. L'utilisateur doit établir ce qu'il en est dans la localité au moment de préparer l'évaluation des coûts du projet. Par exemple, si dans une région donnée, le coût d'un projet d'énergie propre est assujetti à la taxe de vente, l'utilisateur doit ajouter le montant de cette taxe aux différents coûts du projet.

Étude de faisabilité

Sous le poste « Étude de faisabilité », on retrouve la somme des coûts engagés pour évaluer la viabilité d'un projet. Ce montant est net de tout « crédit », c'est-à-dire qu'il est déjà réduit de tous les coûts qu'il aurait fallu engager si on avait réalisé un projet de référence de type traditionnel. On donne de nombreux détails dans la feuille de calcul *Analyse des coûts* sur la façon d'évaluer les divers coûts associés à une étude de faisabilité. Ces détails aident le promoteur du projet à mieux estimer les coûts de l'étude de faisabilité qui font suite à la présente étude de préfaisabilité. Il est possible que l'analyse de préfaisabilité RETScreen suffise comme analyse de faisabilité, surtout dans le cas de projets de faible envergure, et que l'on puisse passer directement à la phase d'ingénierie ou même directement à la réalisation du projet.

Note : Le logiciel d'analyse de projets d'énergie propre RETScreen peut être utilisé pour réaliser des études de faisabilité.

Développement

Le poste « Développement » représente la somme des coûts engagés pour passer au stade de la conception détaillée et de la construction, une fois la faisabilité du projet établie. Ce montant est net de tout « crédit », c'est-à-dire qu'il est déjà réduit de tous les coûts qu'il aurait fallu engager si on avait réalisé un projet de référence de type traditionnel.

Ingénierie

Le poste « Ingénierie » représente la somme des coûts engagés pour passer du stade du développement à celui de la construction. Ce montant est net de tout « crédit », c'est-à-dire qu'il est déjà réduit de tous les coûts qu'il aurait fallu engager si on avait réalisé un projet de référence de type traditionnel.

Système de production d'électricité

Le poste « Système de production d'électricité » représente la somme des coûts engagés pour l'achat et l'installation de l'équipement pour la production d'électricité moins les « crédits » qui pourraient être alloués en raison du fait qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter ou d'installer l'équipement de référence de type traditionnel.

Système de production de chaleur

Le poste « Système de production de chaleur » représente la somme des coûts engagés pour l'achat et l'installation du matériel de production de chaleur moins les « crédits » qui pourraient être alloués en raison du fait qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter ou d'installer l'équipement de référence de type traditionnel.

Système de production de froid

Le poste « Système de production de froid » représente la somme des coûts engagés pour l'achat et l'installation du matériel de production de froid moins les « crédits » qui pourraient être alloués en raison du fait qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter ou d'installer l'équipement de référence de type traditionnel.

Infrastructures connexes et divers

Le poste « Infrastructures connexes et divers » représente la somme des coûts engagés pour l'achat, la construction et l'installation de tous les éléments du système énergétique, autres que les coûts des équipements et de leur installation, moins les « crédits » qui pourraient être alloués en raison du fait qu'il ne sera pas nécessaire d'acheter ou d'installer les infrastructures du système de référence de type traditionnel. Ce poste permet d'inclure tous les coûts qui ne sont pas identifiés dans les autres catégories de coûts d'investissement, mais qui sont nécessaires à la réalisation du projet.

Encouragements et subventions

Le montant versé à titre d'encouragements, entré par l'utilisateur dans la section des paramètres financiers, est transféré ici. Cela comprend toutes les contributions, donations, subventions, etc. qui contribuent aux coûts d'investissement du projet (hormis les crédits). Dans le modèle, l'encouragement monétaire est considéré comme non remboursable et il

est traité comme un revenu de l'an 0 (phase de développement et d'implantation) dans le calcul de l'impôt sur le revenu.

Frais annuels et paiements de la dette

Il s'agit des déboursés annuels totaux du projet. Cette valeur est calculée par le modèle et représente les frais annuels engagés pour exploiter, entretenir et financer le projet. C'est la somme des frais d'exploitation et d'entretien, des coûts en combustible du cas proposé et des paiements de la dette. Notons que les déboursés annuels totaux incluent le remboursement de la partie « capitale » de la dette, qui n'est pas, à strictement parler, un frais, mais plutôt une sortie de fonds. Les coûts sont décrits sommairement ci-après.

Exploitation et entretien

Les frais d'exploitation et entretien sont la somme des frais annuels qui doivent être engagés pour exploiter et entretenir le système d'énergie, en sus de ceux qu'exigerait le projet de référence de production d'énergie. Le modèle utilise les frais d'exploitation et d'entretien pour calculer le total annuel des frais et les flux monétaires annuels.

Coût en combustible - Cas proposé

Le modèle calcule le coût en combustible total pour les systèmes de production d'électricité, de chaleur et de froid du cas proposé. La valeur annuelle du coût en combustible pour le cas proposé est indexée au taux d'indexation des combustibles.

Paiements de la dette - durée de l'emprunt

Le modèle calcule les paiements de la dette, qui est la somme de la partie « capital » et de la partie « intérêts » des annuités de remboursement du capital. Ces montants sont considérés comme constants pendant toute la durée de l'emprunt, cependant la partie de ce montant destinée au remboursement du capital (principal) augmente au cours du temps, alors que la partie consacrée aux intérêts diminue. Ils peuvent se comparer aux paiements d'un versement hypothécaire constant pendant toute la durée de l'emprunt. Les paiements de la dette sont calculés à partir du taux d'intérêt, de la durée de la dette et du montant de l'emprunt.

Coûts périodiques (crédits)

Les coûts et les crédits périodiques sont entrés dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, ces données sont automatiquement copiées dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Le modèle applique aux coûts ou crédits périodiques un taux d'indexation égal au taux d'inflation, pour chaque année écoulée à partir de l'an 1 du projet et pour toute sa durée de vie. Du point de vue des impôts sur les revenus, les coûts ou crédits périodiques ne sont

pas considérés comme des dépenses en capital, mais plutôt comme des frais d'exploitation et d'entretien, entièrement dépensés pendant l'année où ils ont lieu.

Valeur résiduelle du projet - coût/crédit

La valeur résiduelle du projet est entrée dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*. Il s'agit soit d'une valeur réelle du projet à la fin de sa durée de vie, soit d'une dépense à prévoir pour son démantèlement.

La valeur entrée est présumée représentative de l'an 0, soit l'année de développement et de construction précédant la première année d'exploitation (an 1). Le modèle applique à la valeur résiduelle le taux d'inflation de l'an 1 jusqu'à la fin de vie du projet qui a été indiquée dans le modèle.

La valeur résiduelle entrée doit représenter celle à l'an 0, généralement l'année de développement et de construction précédant la première année d'exploitation (an 1). La valeur résiduelle est ensuite indexée annuellement au taux d'inflation à partir de l'an 1 jusqu'à la fin de la durée du projet déjà identifiée dans le modèle.

D'un point de vue fiscal, la différence entre la valeur résiduelle du projet et les coûts d'investissement non encore amortis à la fin du projet, est traitée comme un revenu si elle est positive, et comme une perte si elle est négative.

Économies et revenus annuels

On entend par économies et revenus annuels totaux, les économies ou les revenus réalisés chaque année grâce à la mise en place du procédé du cas proposé.

Coût en combustible - Cas de référence

Le modèle calcule le coût total en combustible pour assurer la production d'électricité, de chaleur et de froid avec le projet de référence. La valeur annuelle du coût en combustible du cas de référence est indexée au taux d'indexation des combustibles.

Prime (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur

Le modèle calcule la prime (ou le rabais) sur le total des ventes à l'utilisateur. Cette valeur est calculée en multipliant chacun des coûts en électricité ou en combustible des systèmes de production d'électricité, de chaleur et de froid par le pourcentage de prime (ou de rabais) sur l'électricité, la chaleur ou le froid vendus. Les valeurs annuelles de la prime ou le rabais sur les ventes d'électricité, de chaleur ou de froid sont indexées au taux d'indexation des combustibles.

Revenu d'exportation d'électricité

Le modèle calcule le revenu d'exportation d'électricité. Cette valeur est calculée en multipliant la quantité d'électricité exportée au réseau par le prix de l'électricité exportée. La valeur annuelle du revenu d'exportation d'électricité est indexée au taux d'indexation sur l'exportation d'électricité.

Revenu pour production d'ÉP - durée du crédit

Le modèle calcule la prime pour la production d'Énergie Propre (ÉP). Cette valeur est calculée en multipliant la quantité d'énergie propre produite par le crédit pour production d'ÉP. La valeur annuelle de la prime pour production d'énergie propre est indexée au taux d'indexation du crédit pour production d'ÉP.

Revenu pour réduction de GES - durée du crédit

Le modèle calcule le revenu annuel pour réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), qui représente le revenu généré par la vente ou l'échange de crédits pour réduction des émissions de GES. Cette valeur est calculée à partir de la réduction nette annuelle des émissions de GES et du crédit pour réduction de GES. La valeur du revenu pour réduction de GES est indexée au taux d'indexation du crédit pour réduction de GES.

Viabilité financière

Le décideur prend une décision en fonction des résultats et des divers indicateurs financiers fournis pour le projet.

Taux de rendement interne (TRI) avant impôt - capitaux propres

Le modèle calcule, en %, le taux de rendement interne (TRI) avant impôt des capitaux propres investis, qui représente le rendement réel des capitaux propres du projet pendant sa durée de vie, avant impôt. Il est calculé en utilisant les flux monétaires annuels avant impôt et la durée de vie du projet. On parle aussi à ce sujet de « rendement du capital propre investi » ou de « taux de rentabilité interne ». Ce taux est calculé en trouvant le taux d'actualisation qui ramène à 0 la valeur nette actualisée du projet. Il n'est donc pas nécessaire de choisir un taux d'actualisation d'une entreprise pour évaluer le taux de rendement interne. Les entreprises intéressées par un projet peuvent comparer le taux de rendement interne de celui-ci avec le taux requis (souvent, le coût du capital). Le TRI est calculé en tenant compte de l'inflation.

Si le taux de rendement interne du projet est égal ou supérieur au taux de rendement requis de l'entreprise, le projet peut être jugé financièrement acceptable, à risque équivalent. S'il est inférieur, le projet est habituellement rejeté. Une entreprise peut avoir

différents taux de rendement souhaités, qui varient selon le risque attribué aux projets. L'avantage le plus évident qu'il y a à utiliser l'indicateur de taux de rendement interne pour évaluer un projet est que son issue ne dépend pas d'un taux d'actualisation particulier à une organisation donnée. Au contraire, le taux de rendement interne obtenu est propre au projet et vaut pour tous ceux qui investissent dans ce projet.

Taux de rendement interne (TRI) avant impôt - actifs

Le modèle calcule, en %, le taux de rendement interne (TRI) avant impôt des actifs, qui représente le rendement réel des actifs du projet pendant sa durée de vie, avant impôt. Il est calculé en utilisant les flux monétaires annuels avant impôt et la durée de vie du projet. On parle aussi à ce sujet de « taux de rendement de l'actif ». Il est calculé en trouvant le taux d'actualisation qui ramène à 0 la valeur actualisée des actifs. Il n'est donc pas nécessaire de choisir le taux d'actualisation utilisé par une entreprise pour utiliser cet indicateur. Les entreprises intéressées par un projet peuvent comparer le taux de rendement interne de celui-ci avec le taux requis (souvent, le coût du capital). Le TRI est calculé en tenant compte de l'inflation.

Taux de rendement interne (TRI) après impôt - capitaux propres

Le modèle calcule le taux de rendement interne (TRI) après impôt des capitaux propres investis (en %), qui représente le rendement réel du projet pendant sa durée de vie après impôt. Il est calculé en utilisant les flux monétaires annuels après impôt et la durée de vie du projet.

Taux de rendement interne (TRI) après impôt - actifs

Le modèle calcule le taux de rendement interne (TRI) après impôt des actifs (en %), qui représente le rendement réel des actifs du projet pendant sa durée de vie après impôt. Il est calculé en utilisant les flux monétaires annuels après impôt et la durée de vie du projet.

Retour simple

Le modèle calcule le retour simple, soit le temps, en années, qu'il faut pour récupérer le coût initial du projet d'investissement grâce aux recettes qu'il génère. L'hypothèse de base de la méthode de la période de retour est la suivante : plus vite on peut récupérer le coût de l'investissement, plus celui-ci est souhaitable. Par exemple, dans le cas de la mise en place d'un projet énergétique, une période de remboursement négative indiquerait que les coûts annuels engagés sont plus élevés que les économies annuelles réalisées.

La méthode du retour simple ne permet pas de déterminer si un projet est plus rentable qu'un autre. C'est plutôt une mesure de temps, dans le sens qu'elle indique combien d'années de plus demandera le remboursement d'un projet, par rapport à un autre.

Le retour simple ne devrait pas être utilisé comme indicateur primaire pour l'évaluation d'un projet, bien qu'il ait son utilité comme indicateur du degré de risque d'un investissement. De plus, la méthode du retour simple a le désavantage de ne pas tenir compte de la valeur temporelle de l'argent, ni de l'inflation.

D'un autre côté, la période de retour est souvent importante pour les petites entreprises qui ne disposent pas de beaucoup de liquidités. Dans ce cas, on pourra préférer un projet à courte période de retour, mais de faible taux de rendement, à un projet à taux de rendement plus élevé, mais demandant une période de retour plus longue. En effet, l'entreprise peut simplement désirer un retour plus rapide de son investissement en capital. Le modèle utilise les coûts totaux d'investissement, le total des frais annuels (excluant les paiements de la dette) et les économies annuelles totales pour calculer le retour simple. Ce calcul est basé sur des montants avant impôt et comprend d'éventuelles mesures d'encouragements ou de subventions.

Retour sur les capitaux propres

Le modèle calcule le temps de retour sur les capitaux propres, soit le temps, en années, qu'il faut pour récupérer les montants investis dans le projet par le promoteur (capitaux propres) grâce aux flux monétaires qu'il génère. Le retour sur les capitaux propres investis prend en compte les flux monétaires du projet dès le début, mais aussi le levier financier (fonction du niveau d'endettement), ce qui en fait un bien meilleur indicateur financier du projet que le retour simple. Le modèle utilise le nombre d'années et les flux monétaires cumulatifs après impôt pour calculer cette valeur.

Notons que le retour sur les capitaux propres investis se rapporte à l'« année de flux monétaire nul » dans les modèles précédents de RETScreen.

Valeur Actualisée Nette (VAN)

Le modèle calcule la Valeur Actualisée Nette (VAN) du projet. Il s'agit de la différence entre la valeur cumulée des bénéfices de chacune des années à venir du projet, ramenés à la valeur de l'argent en l'an 0, et le coût d'investissement initial. La VAN est directement liée au taux de rendement interne (TRI). Elle est calculée au temps 0 qui correspond à la fin de l'an 0 et au début de l'an 1. En utilisant la méthode de la VAN, la valeur actualisée (ramenée à la valeur en l'an 0) de toutes les entrées de fonds générées par le projet est comparée à la valeur actualisée de toutes les sorties de fonds occasionnées par le projet, investissement initial inclus. La différence entre les valeurs de ces flux monétaires, appelée la Valeur Actualisée Nette (VAN), détermine si un projet est financièrement viable ou non. Des VAN positives sont une indication que le projet est économiquement viable. En utilisant la méthode de la valeur actualisée nette, il faut choisir le taux d'actualisation qui permettra de convertir des flux monétaires annuels en valeurs actualisées. Dans la pratique, les organismes consacrent beaucoup de temps et d'études à ce choix. Le modèle calcule la VAN à partir des flux monétaires cumulés indiqués dans la colonne « après impôt ». Si on choisit de ne pas tenir compte des impôts, la VAN calculée est égale à la valeur du flux monétaire avant impôt.

Économies annuelles sur la durée de vie

Le modèle calcule les économies annuelles moyennes générées par le projet sur sa durée de vie (économies globales ramenées à une valeur annuelle), soit le revenu net annuel constant année après année, qui, sur une durée égale à celle du projet, donnerait la même valeur actualisée nette. Les économies annuelles sur la durée de vie sont calculées à partir de la valeur actualisée nette, du taux d'actualisation et de la durée de vie du projet.

Ratio avantages-coûts

Le modèle calcule le ratio avantages-coûts net, qui est le rapport des bénéfices nets tirés du projet par les coûts afférents au projet. Les bénéfices nets représentent la valeur actualisée des revenus et économies annuels moins les coûts annuels; alors que les coûts afférents au projet sont définis comme étant les capitaux propres investis.

Des ratios supérieurs à 1 sont représentatifs de projets rentables. Le ratio avantages-coûts net, semblable à l'indice de rentabilité, conduit aux mêmes conclusions que l'analyse de la Valeur Actualisée Nette (VAN).

Recouvrement de la dette

Le modèle calcule le taux de recouvrement de la dette pour chaque année du projet et ne retient que la valeur la plus faible pendant la durée du remboursement de l'emprunt. Il s'agit du 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. Il est calculé en divisant les primes et économies d'exploitation nettes (flux monétaires nets après amortissements, paiements de la dette et impôts sur le revenu) par les paiements de la dette (capital et intérêts).

Le recouvrement de la dette est donc un rapport très utilisé par les prêteurs potentiels pour juger du risque financier d'un projet. Le modèle considère que les flux monétaires cumulés sont d'abord utilisés pour constituer une réserve suffisante pour rembourser la dette avant d'être distribués aux actionnaires.

Coût de réduction de GES

Le modèle calcule le coût de réduction de gaz à effet de serre (GES). On obtient cette valeur en divisant les économies annuelles sur la durée de vie par la réduction annuelle nette de GES ramenée à une valeur moyenne sur toute la durée de vie du projet. Pour les projets avec une augmentation nette d'émissions de GES, cette donnée n'est pas pertinente et n'est donc pas calculée. Pour calculer le véritable coût économique (et non pas financier) de réduction des émissions de GES, certains paramètres, comme les frais de transaction pour crédits de GES, les crédits pour réduction de GES, le ratio

d'endettement, etc., doivent être fixés à 0. De plus, on ne doit pas procéder à une « Analyse d'impôt sur le revenu » et on doit mettre à 0 toutes les autres taxes.

Flux monétaires annuels

Avant impôt

Le modèle calcule pour chaque année de la durée du projet, les flux monétaires nets avant impôt, c'est-à-dire l'estimation à chaque année des sommes d'argent qui sont déboursées ou récoltées, avant impôt, tout au long de la vie du projet. On considère que les capitaux propres sont investis à la fin de l'an 0, et que l'an 1 est la première année d'exploitation du projet. Les économies et revenus annuels rapportés dans le *Sommaire financier* sont représentatifs de l'an 0 et donc sont indexés pour une année de manière à déterminer les économies et revenus annuels valides pour la première année d'opération (an 1).

Après impôt

Le modèle calcule pour chaque année de la durée du projet, les flux monétaires nets après impôt, c'est-à-dire l'estimation à chaque année des sommes d'argent qui sont déboursées ou récoltées, après impôt, tout au long de la vie du projet. On considère que les capitaux propres sont investis à la fin de l'an 0, et que l'an 1 est la première année d'exploitation du projet. Les économies et revenus annuels rapportés dans le *Sommaire financier* sont représentatifs de l'an 0 et donc sont indexés pour une année de manière à déterminer les économies et revenus annuels valides pour la première année d'opération (an 1).

Cumulatif

Le modèle calcule les flux monétaires cumulatifs qui représentent, année après année, les flux monétaires nets après impôt cumulés depuis l'an 0. Il utilise les flux nets pour calculer les flux cumulatifs.

Graphique des flux monétaires cumulatifs

Le graphique des flux monétaires donne les flux monétaires cumulés en fonction du temps tels que présentés dans le tableau des flux monétaires cumulatif pour chaque année.

Feuilles de calcul vierges (3)

Les feuilles de calcul vierges permettront à l'utilisateur de préparer une version personnalisée de présentation d'une analyse RETScreen. Par exemple, on pourra y indiquer plus de données ou de détails sur un projet, y préparer des graphiques, y présenter les résultats d'études de sensibilité plus détaillées, ou encore y bâtir une base de données personnelle. L'utilisateur peut aussi développer et inclure dans ces feuilles de calcul son propre modèle d'analyse des résultats de RETScreen.

Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)

Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Analyse des GES* permet d'estimer le potentiel de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES) du projet analysé. Cette feuille de calcul comprend cinq sections principales : **Choix d'options**, **Réseau électrique de référence (Niveau de référence)**, **Sommaire des GES du cas de référence (Niveau de référence)**, **Sommaire des GES du cas proposé (Projet)** et **Sommaire des réductions d'émissions de GES**. La section Choix d'options indique si la feuille de calcul optionnelle *Analyse des GES* est utilisée et permet de choisir le type d'analyse que l'on préfère. On y trouve également le potentiel de réchauffement planétaire des GES, c'est-à-dire leur faculté de contribuer à l'effet de serre en comparaison d'une tonne de CO₂. Les sections Réseau électrique de référence et Sommaire des GES du cas de référence dressent un bilan des émissions de GES du système de référence. La section Sommaire des GES du cas proposé expose le bilan des émissions de GES du système proposé. La section Sommaire des réductions d'émissions de GES estime les réductions d'émissions de GES d'après les données entrées par l'utilisateur dans les sections précédentes. Les résultats sont calculés en tonnes équivalentes de CO₂ évitées par année. Cette analyse est optionnelle, les valeurs entrées dans cette feuille n'affecteront pas les résultats présentés dans les autres feuilles de calcul, sauf pour les rubriques reliées aux GES qui apparaissent dans les feuilles de calcul *Sommaire financier* et *Sensibilité*.

Les gaz à effet de serre comprennent la vapeur d'eau (H₂O), le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), l'oxyde nitreux (N₂O), l'ozone (O₃) et différents gaz de la famille des organochlorés (c.-à-d. les produits chimiques qui contiennent du carbone associé à du fluor, du chlore ou du brome). Les gaz à effet de serre permettent au rayonnement solaire d'entrer dans l'atmosphère terrestre, mais absorbent en partie le rayonnement infrarouge émis par la surface terrestre et l'empêchent de s'échapper. Les gaz à effet de serre ré-émettent alors partiellement cette énergie vers la terre, sous forme de radiation thermique, ce qui la réchauffe. Les gaz à effet de serre les plus pertinents au niveau de l'analyse d'un projet énergétique sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitreux (N₂O); RETScreen ne considère donc que ces gaz dans son analyse des réductions d'émissions de GES.

Le logiciel RETScreen a été amélioré dans le but de mieux tenir compte des nouvelles règles de financement par les crédits d'émissions qui émergent dans le contexte du **protocole de Kyoto** et qui sont établies en collaboration avec le [Programme des Nations Unies pour l'environnement \(PNUE\)](#) et avec le [Fonds prototype pour le carbone \(FPC\)](#) de la Banque mondiale. Le protocole de Kyoto a été adopté en 1997 à la troisième conférence des parties (CP 3) de la [Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques \(CCNUCC\)](#). En vertu du protocole de Kyoto, les pays industrialisés (définis dans l'annexe I) s'engagent à atteindre leurs objectifs de réduction des gaz à effet de serre (GES) au cours de la période allant de 2008 à 2012. Ces objectifs représentent en moyenne des niveaux d'émissions 5 % plus faibles que ceux de 1990.

La feuille de calcul *Analyse des GES* est présentée dans un format assez identique pour chacun des modèles RETScreen, de manière à simplifier la tâche de l'utilisateur dans l'analyse de la viabilité de différents projets. Ainsi, la description de chaque paramètre est commune aux différents modèles, pour la plupart des rubriques qui apparaissent dans la feuille de calcul *Analyse des GES*. RETScreen permet à l'utilisateur de faire l'évaluation d'un projet à la fois d'un point de vue national et dans une perspective de marchés internationaux. Il permet aussi d'évaluer les projets qui relèvent du Mécanisme pour un développement propre (MDP) et des Mises en œuvre conjointes (MOC), deux programmes issus du protocole de Kyoto. Ce manuel en ligne fournit de l'information et des liens vers des sites Web qui traitent des règlements et directives, relatifs aux projets du MDP et de la MOC, particulièrement de ceux qui concernent les niveaux de référence et les frais de transaction associés à ces projets. En fonction des données entrées par l'utilisateur, RETScreen estime le nombre de crédits que le projet peut générer et introduit la valeur de ces crédits dans l'analyse financière du projet.

Pour les décideurs, l'un des principaux avantages du logiciel RETScreen est qu'il facilite le processus d'évaluation des projets. La feuille de calcul *Analyse des GES* permet d'évaluer relativement facilement l'impact de plusieurs variables (p. ex. la proportion des modes de production d'électricité) sur les émissions de GES, ainsi que ceux de certaines caractéristiques calculées pour le projet proposé à l'étude (p. ex. les facteurs d'émissions de GES). Cependant, l'utilisateur doit savoir que cette apparente facilité d'évaluation du projet ne présente qu'une vue d'ensemble simplifiée qui peut être trop optimiste si on respecte mal les exigences encadrant la détermination du niveau de référence d'un projet. Il est donc suggéré à l'utilisateur d'**adopter une approche conservatrice dans le calcul du facteur d'émissions de GES du niveau de référence**, particulièrement au stade de l'analyse de préféabilité. Pour évaluer les bénéfices nets découlant d'un financement par l'utilisation des crédits d'émissions du projet, l'utilisateur devrait évaluer le projet deux fois; une première fois en tenant compte de la valeur des crédits d'émissions et des frais de transaction associés et une seconde fois sans en tenir compte, afin de pouvoir comparer les résultats.

La procédure à suivre est présentée dans l'[*organigramme de la feuille de calcul Analyse des GES*](#) de RETScreen.

Choix d'options

Analyse des GES

L'utilisateur indique, en cochant la case, s'il utilise ou non la feuille de calcul *Analyse des GES* pour réaliser une analyse des émissions de GES.

Si l'utilisateur coche la case, il devra compléter la feuille de calcul *Analyse des GES*. Certaines valeurs d'entrées seront ajoutées à la feuille de calcul *Sommaire financier* afin de calculer d'éventuels crédits ou coûts liés aux réductions d'émissions de GES.

Si l'utilisateur ne coche pas la case, il peut aller directement à la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Analyse simplifiée, standard ou personnalisée

L'utilisateur sélectionne le type d'analyse désirée parmi les trois options : « simplifiée », « standard » et « personnalisée ». Pour une analyse « standard », le logiciel utilisera plusieurs paramètres prédéfinis dans les calculs, tandis que pour une analyse de type « personnalisée », ces paramètres devront être entrés par l'utilisateur.

On choisira généralement une analyse simplifiée si les facteurs d'émission pour la production d'électricité sont déjà connus. Les facteurs d'émissions de GES pour la production d'électricité dans différents pays ou différentes régions peuvent être pris en compte de manière globale pour faciliter les calculs. Cette méthode simplifiée d'évaluation du niveau de référence peut réduire le temps et les coûts associés à la détermination du niveau de référence applicable au projet, mais dans la plupart des cas, elle réduira la précision de l'évaluation des émissions associées au niveau de référence.

Si on utilise la méthode « simplifiée », RETScreen propose des facteurs typiques d'émissions de GES liés à la production d'électricité applicables à différents pays choisis dans une liste déroulante.

Projet MDP potentiel

Le protocole de Kyoto a prévu trois mécanismes pour permettre aux parties impliquées de réduire les émissions ou de renforcer les puits de carbone à l'étranger : **le Mécanisme pour un développement propre (MDP)**, **les Mises en œuvre conjointes (MOC)**¹ **et les systèmes d'échanges des droits d'émission**. Les coûts pour limiter les émissions varient considérablement d'une région à l'autre; il est donc logique, sur le plan économique, de réduire les émissions là où le coût est moindre, étant donné que les émissions évitées peuvent l'être n'importe où.

L'utilisateur indique, en cochant la case, s'il désire ou non que le projet soit évalué à titre de projet MDP potentiel. L'utilisateur doit cocher la case si **le projet est situé dans un pays en développement** et s'il possède un bon potentiel pour **satisfaire les exigences relatives aux projets relevant du MDP**. Ces exigences sont brièvement décrites dans ce document, mais sont détaillées dans les documents officiels présents sur le [site Web du MDP](#), lequel est accessible à partir de celui de la CCNUCC. L'utilisateur ne doit pas cocher la case pour tout autre projet local ou international de réduction des GES, incluant ceux qui pourraient se qualifier pour les Mises en œuvre conjointes. Les exigences relatives aux MOC sont décrites plus loin dans ce document.

Si l'utilisateur coche la case, RETScreen évalue automatiquement, à l'aide des valeurs entrées dans les autres feuilles de calcul, si l'ampleur du projet lui permet d'être considéré

¹ L'appellation Application Conjointe (AC) est aussi utilisée.

comme un **projet de faible ampleur admissible au titre du MDP** (c.-à-d. que la puissance du projet de production d'énergie renouvelable n'excède pas 15 MW ou encore, dans le cas d'un projet d'efficacité énergétique, que les économies totales d'énergie n'excèdent pas l'équivalent de 15 GWh par année). Si le projet répond aux critères de projet de faible ampleur admissible au titre du MDP, l'utilisateur peut alors profiter de la méthode simplifiée pour déterminer le niveau de référence et aussi de certaines règles et procédures s'appliquant à de tels projets.

Le concept sur lequel s'appuie le [Mécanisme pour un développement propre](#) est que les pays industrialisés (ou entreprises) investissent dans des projets visant à réduire les émissions de GES dans les pays en développement et obtiennent les crédits de ces projets qu'ils peuvent ensuite utiliser pour respecter leurs propres engagements concernant la réduction des GES, tel que convenu dans le cadre du protocole de Kyoto.

L'article 12 du protocole de Kyoto définit les buts du MDP comme suit :

- Aider les pays en développement à atteindre un développement durable et contribuer à l'objectif global de la convention;
- Aider les pays industrialisés à atteindre leurs objectifs en termes de réduction d'émissions de GES.

Le protocole de Kyoto prescrit aussi que les réductions d'émissions seront certifiées seulement si :

- Le projet relevant du MDP est approuvé par le pays hôte;
- Le projet permet des améliorations réelles, mesurables et à long terme au niveau des GES; et
- Les réductions d'émissions sont additionnelles à toute autre réduction qui aurait existé en l'absence de projet certifié.

En vertu du protocole de Kyoto, un comité exécutif (CE) a été mis sur pied afin de superviser et contrôler le MDP. Le comité exécutif est responsable d'accréditer les entités opérationnelles désignées (EOD) qui valident les projets admissibles au titre du MDP, vérifient et certifient les réductions d'émissions. Les crédits certifiés générés par les projets relevant du MDP se nomment « unités de réduction certifiée d'émissions » ou URCE. Une URCE est l'équivalent d'une tonne métrique de dioxyde de carbone (CO₂) et doit être certifiée par une entité opérationnelle désignée.

En novembre 2001, à la CP 7 à Marrakech, au Maroc, les parties se sont entendues sur le texte légal nécessaire à la mise en application du protocole de Kyoto. Un point important de la conférence à Marrakech fut l'accord sur les règles de base qui allaient régir le MDP. Ces règles sont décrites dans la section « Modalités et procédures d'application d'un Mécanisme pour un développement propre » de l'accord de Marrakech. Les principaux points d'entente ressortant de cet accord incluent les approches permises pour déterminer le niveau de référence d'un projet relevant du MDP, les procédures d'approbation des méthodes de détermination du niveau de référence et le format standard de [description](#)

[d'un projet \(DP\)](#). La rencontre de Marrakech a aussi permis de définir des procédures simplifiées pour les projets de faible ampleur et d'identifier les types de projets qui pourraient être considérés comme étant de faible ampleur.

Tous les projets admissibles au titre du MDP doivent être « additionnels à tout projet qui verrait le jour en l'absence du projet proposé » pour être éligibles aux crédits, c'est ce qu'on appelle le « **principe de complémentarité** ». Tous les projets admissibles au titre du MDP requièrent donc une estimation ou une mesure des émissions pour déterminer leur niveau de référence - la quantité d'émissions qui auraient été dégagées en l'absence du projet proposé - et le niveau d'émissions prévu une fois le projet réalisé. Des directives sont disponibles sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#) à propos du principe de complémentarité.

L'**approche adoptée pour évaluer le niveau de référence** est en fait à la base de la méthode de détermination du niveau de référence. La conférence des parties a permis d'en venir à une entente sur les trois approches admissibles pour les activités de projet de MDP :

1. Le niveau actuel ou historique des émissions, selon le cas.
2. Le niveau des émissions obtenu en utilisant une technologie qui représente une solution attrayante du point de vue économique, compte tenu des barrières à l'investissement.
3. Le niveau moyen des émissions de projets comparables mis en œuvre au cours des cinq années antérieures, dans des conditions sociales, économiques, environnementales et technologiques comparables, et dont les résultats les classent parmi les meilleurs 20 % de leur catégorie.

La feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen peut être utilisée quelle que soit l'approche envisagée.

Bien que le conseil exécutif ait approuvé ces trois approches, elles n'en demeurent pas moins des règles de référence. Pour enregistrer un projet admissible au titre du MDP, le niveau de référence doit avoir été évalué à l'aide d'une méthode reconnue.

La **méthode de détermination du niveau de référence** est la mise en application d'une des approches permises à un projet particulier et le reflet des particularités d'un secteur d'activité et de la région d'application. Les méthodes de détermination du niveau de référence des projets admissibles au titre du MDP doivent être approuvées par le conseil exécutif. Le promoteur peut utiliser une nouvelle méthode, à condition que celle-ci soit soumise au processus d'approbation. Des méthodes déjà approuvées sont détaillées sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#).

Les projets de [Mises en œuvre conjointes \(ou d'Application conjointe\)](#) sont, quant à eux, réalisés dans des pays qui se sont engagés à poursuivre les objectifs de réduction

d'émissions du protocole de Kyoto (annexe I). À l'instar du MDP, le concept de base des MOC est l'investissement de pays industrialisés (ou entreprises) dans des projets de réduction d'émissions de GES dans d'autres pays de l'annexe I où les réductions sont moins coûteuses à réaliser que dans leur propre pays. Encore une fois, les crédits obtenus à partir de ces projets peuvent être appliqués en contrepartie de leurs propres engagements de réductions des GES, dans le cadre de Kyoto. En pratique, les projets de Mises en œuvre conjointes sont plutôt susceptibles d'avoir lieu dans des pays dits d'économie en transition, où il existe plus d'opportunités de diminuer les émissions à faible coût.

Les projets de Mises en œuvre conjointes doivent être approuvés par toutes les parties impliquées et doivent conduire à une élimination ou à une réduction d'émissions qui est additionnelle à ce qui aurait eu lieu sans la construction du projet. Une unité de réduction des émissions (URE) équivaut à une tonne métrique de dioxyde de carbone (CO₂) économisée par l'implantation d'un projet de MOC.

À partir de l'an 2000, les projets qui respectent les règles mentionnées ci-dessus peuvent être inscrits en tant que projets de Mises en œuvre conjointes. Cependant, les URCE ne pourront être délivrées qu'après 2008.²

Éligibilité au calcul simplifié pour niveau de référence

À l'aide des valeurs entrées dans les autres feuilles de calcul, RETScreen évalue automatiquement si le projet peut être qualifié de **projet de faible ampleur admissible au titre du MDP** (c.-à-d. que la puissance du projet de production d'énergie renouvelable n'excède pas 15 MW ou encore, dans le cas d'un projet d'efficacité énergétique, que les économies totales d'énergie n'excèdent pas l'équivalent de 15 GWh par année). Il est à noter que cette option demeurera cachée pour les projets ne relevant pas du MDP ou pour les projets potentiellement admissibles au titre du MDP qui sont d'ampleur plus importante.

Les projets de faible ampleur peuvent profiter de règles et de procédures simplifiées s'il peut être démontré qu'un des obstacles identifiés par la CCNUCC a été franchi pour mettre en œuvre le projet. Ces simplifications permettent au promoteur d'utiliser des scénarios de référence standardisés, des procédures de surveillance de performances assez simples, une description de projet simplifiée et de réduire les frais d'enregistrement du projet. Toutes ces mesures contribuent à diminuer les frais de transaction de manière à ce que les projets de faible ampleur relevant du MDP puissent offrir des URCE à des prix plus compétitifs.

À l'aide de la feuille de calcul *Analyse des GES* de RETScreen, il est possible de déterminer le niveau de référence d'un projet de faible ampleur admissible au titre du MDP directement en accord avec l'annexe B du document « [Modalités et procédures](#)

² Des parties de ce texte ont été rédigées sur la base du document de la CCNUCC : « *Guide to the Climate Convention and its Kyoto Protocol* », disponible sur le [site Web de la CCNUCC](#).

[simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP](#) » disponible sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#). Cette annexe contient des méthodes simplifiées de détermination du niveau de référence et des méthodes de surveillance d'un certain nombre de catégories de projets de faible ampleur admissibles au titre du MDP. Il contient également des recommandations afin d'évaluer les limites du projet, les fuites, le niveau de référence et la surveillance. Les projets de faible ampleur relevant du MDP ne doivent pas constituer une partie d'un projet de plus grande ampleur, tel qu'expliqué dans l'annexe C.

En vertu des modalités et procédures simplifiées des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP, une méthode simplifiée pour déterminer le niveau de référence et le plan de surveillance peut être utilisée si le promoteur du projet peut démontrer à une entité opérationnelle désignée que le projet n'aurait jamais pu être mis en œuvre à cause d'un ou de plusieurs des obstacles suivants :

- (a) Obstacle financier : un autre projet est plus rentable que le projet proposé, mais conduirait à des émissions plus élevées.
- (b) Obstacle technologique : un autre projet moins avancé au plan technique présente un risque plus faible à cause de l'incertitude sur la performance et de la faible part de marché de la nouvelle technologie adoptée dans le cadre du projet proposé. Mais cet autre projet plus conservateur mènerait à des émissions plus élevées.
- (c) Obstacle lié à la pratique courante : la pratique courante ou les politiques existantes auraient conduit à la mise en œuvre de technologies générant plus d'émissions.
- (d) Autres obstacles : sans le projet, les émissions auraient été plus élevées pour une raison spécifique identifiée par le promoteur telle que des barrières institutionnelles, des limites en matière d'information, de ressources en gestion, de capacités organisationnelles, de ressources financières ou bien la résistance à adopter de nouvelles technologies.

On peut donner un exemple de l'utilisation de RETScreen en conformité avec l'annexe B du document « Modalités et procédures simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP ». Selon le paragraphe 28 de ce document, le niveau de référence d'un projet d'énergie renouvelable remplaçant un système de production d'électricité fonctionnant à l'huile ou au diesel serait la quantité d'énergie annuellement produite en kWh par le projet proposé d'énergie renouvelable multipliée par le facteur d'émissions d'un groupe électrogène au diesel de puissance équivalente au projet et fonctionnant à un régime optimal, comme indiqué dans le tableau [Facteurs d'émissions de groupes électrogènes diesel en fonction du facteur de charge](#).³

³ Des parties de ce texte proviennent de l'annexe B du document « Modalités et procédures simplifiées pour des activités de projet de faible ampleur admissibles au titre du MDP », disponible sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#).

Dans cet exemple, l'utilisateur sélectionnerait « analyse simplifiée » en haut de la feuille de calcul *Analyse des GES* et entrerait « autre » comme type de combustible dans la section « Réseau électrique de référence (Niveau de référence) ». Ensuite, il devrait entrer le facteur d'émission de GES approprié à partir du tableau. Noter que la CCNUCC a utilisé RETScreen pour calculer les facteurs d'émission à divers niveaux de charge qui figurent dans le tableau.

Potentiel de réchauffement planétaire des GES

Le modèle indique le potentiel de réchauffement planétaire du méthane (CH₄) et de l'oxyde nitreux (N₂O). Si l'utilisateur a sélectionné l'analyse de type « personnalisée », d'autres valeurs que celles proposées par défaut par le logiciel peuvent être entrées. Des valeurs du « potentiel de réchauffement planétaire » de différents gaz à effet de serre sont proposées par des experts afin de comparer leur capacité relative à piéger l'énergie thermique dans l'atmosphère. Plus le potentiel de réchauffement d'un gaz est élevé, plus sa contribution à favoriser l'effet de serre est grande. Par exemple, l'oxyde nitreux (N₂O) a 310 fois plus d'« efficacité » que le dioxyde de carbone (CO₂) pour piéger l'énergie thermique dans l'atmosphère.

Le potentiel de réchauffement planétaire est donné en comparaison de celui du dioxyde de carbone (CO₂) à qui on attribue une valeur de référence de 1 (c.-à-d. que le potentiel de réchauffement planétaire du CO₂ est 1 et celui du N₂O est 310). Les valeurs par défaut proposées par le logiciel sont tirées de la version révisée des Lignes Directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour les inventaires de gaz à effet de serre, 1996.

Réseau électrique de référence (Niveau de référence)

Pour réaliser une analyse RETScreen des réductions d'émissions de GES, l'utilisateur doit définir un réseau électrique de référence (appelé cas de référence).

L'utilisateur sélectionne le type d'analyse désirée parmi les trois options : « simplifiée », « standard » et « personnalisée ». Pour une analyse « standard », le logiciel utilisera plusieurs paramètres prédéfinis dans les calculs, tandis que pour une analyse « personnalisée », ces paramètres devront être entrés par l'utilisateur. Celui-ci choisit le type d'analyse dans la section « Choix d'options » en haut de la feuille de calcul *Analyse des GES*.

On choisira généralement une analyse simplifiée si les facteurs d'émission pour la production d'électricité sont déjà connus. Les facteurs d'émissions de GES pour la production d'électricité dans différents pays ou différentes régions peuvent être pris en compte de manière globale pour faciliter les calculs. Cette méthode simplifiée d'évaluation du niveau de référence peut réduire le temps et les coûts associés à la détermination du niveau de référence applicable au projet, mais dans la plupart des cas, elle réduira la précision de l'évaluation des émissions associées au niveau de référence.

Si on utilise la méthode « simplifiée », RETScreen propose des facteurs typiques d'émissions de GES liés à la production d'électricité applicables à différents pays choisis dans une liste déroulante.

RETScreen offre aussi la possibilité de préparer une analyse standard, plus détaillée. Par exemple, dans l'analyse de projets de production d'électricité raccordés au réseau nord-américain, il est généralement reconnu de considérer une centrale au gaz naturel à cycle combiné comme référence, car c'est le moyen le plus couramment employé actuellement pour augmenter la capacité de production électrique. Dans ce cas, l'utilisateur n'a qu'à sélectionner « Gaz naturel » comme type de combustible avec une valeur de 100 % comme proportion de combustible. Pour tenir compte des « Pertes de transport et de distribution », il pourra utiliser comme valeur par défaut 8 %. Dans le cas d'une application en réseau isolé, c'est une génératrice diesel qui sera généralement retenue comme technologie pour accroître la capacité de production d'électricité, avec le « Diesel (mazout # 2) » comme type de combustible. Pour les applications hors réseau, le type de combustible est défini dans la feuille de calcul *Charge et réseau*.

On peut aussi simuler un réseau avec plusieurs centrales électriques interconnectées, en réalisant une moyenne pondérée en fonction de la quantité annuelle d'énergie qu'elles produisent, des divers types de combustible primaire qu'elles utilisent et des pertes de transport et de distribution qu'il faut leur associer, par exemple en fonction de leur éloignement. Ainsi, des installations photovoltaïques décentralisées auront, en général, des pertes de transport et de distribution inférieures aux autres centrales. Ce genre d'information est habituellement disponible auprès de la régie locale de l'énergie ou du gouvernement. Par exemple, la « United States Environmental Protection Agency (US-EPA) » tient à jour une banque de données nommée E-GRID, « The Emissions & Generation Resource Integrated Database ». Cette banque de données présente les caractéristiques environnementales des centrales électriques, incluant leurs sources respectives d'énergie primaire. Cette banque de données est disponible gratuitement sur le [site Web E-GRID](#).

Pour illustrer cette méthode d'analyse, prenons l'exemple d'un projet de centrale reliée au réseau en Nouvelle-Écosse au Canada. Le gouvernement provincial pourrait déterminer que le niveau de référence doit être basé sur une moyenne pondérée selon les proportions des combustibles utilisés pour la production. Ceci peut être calculé simplement en entrant les proportions de combustible dans le réseau avec les coefficients d'émissions appropriés. L'information fournie par Ressources naturelles Canada, permet de dresser la répartition suivante des sources d'énergie primaire : charbon 78 %, hydroélectricité 9 %, mazout (# 6) 5 %, gaz naturel 5 % et biomasse 3 %, avec une moyenne globale de 8 % de pertes pour le transport et la distribution d'électricité. Cette méthode peut aussi être utilisée pour les projets d'énergie renouvelable de faible ampleur relevant du MDP qui sont reliés à un réseau qui comprend des systèmes de production d'électricité autres que ceux au diesel ou à l'huile.

Certains utilisateurs préféreront réaliser une analyse encore plus détaillée des réductions d'émissions de GES de leur projet (p. ex. un économiste travaillant pour une régie

publique de l'énergie). Le modèle permet des analyses plus détaillées du rendement de conversion en électricité et des pertes de transport et de distribution. En utilisant l'analyse personnalisée, l'utilisateur pourra alors définir ses propres valeurs de facteurs d'émissions, etc.

Si le promoteur du projet a accès aux modèles d'utilisation des capacités de production de la compagnie d'électricité, il pourra utiliser les données du réseau électrique de référence pour déterminer quelle est la consommation marginale de combustible qui sera affectée par son projet, une fois raccordé au réseau. De cette façon, le combustible et les émissions qui seraient déplacés par la mise en place du projet pourraient être évalués avec plus d'exactitude. Par exemple, si le modèle d'utilisation des capacités de production de la compagnie d'électricité montre que les combustibles utilisés à la marge sont le gaz naturel pour 85 % du temps et l'huile pour les 15 % restant, l'utilisateur pourrait entrer ces renseignements dans le tableau du scénario de référence avec les coefficients d'émission de GES correspondants. Le niveau de référence résultant est souvent qualifié de « marge de fonctionnement ou d'opération ».

Une autre option de référence appelée « marge à la construction » peut être évaluée en modélisant les installations énergétiques récemment construites; par exemple : les 5 centrales les plus récentes à avoir été ajoutées au réseau. Pour modéliser la marge à la construction, il faut entrer dans les données du réseau électrique de référence, les installations énergétiques récentes accompagnées de leur puissance relative (ramenée à un total de 100 %) et de leurs coefficients d'émissions de GES.

Il est conseillé de suivre une approche conservatrice dans le calcul des facteurs de référence des émissions, particulièrement à l'étape de l'analyse de préfaisabilité.

Pays - région

L'utilisateur choisit un pays (région) à partir de la liste déroulante.

RETScreen prend en compte les facteurs d'émission de GES associés à la production d'électricité d'un grand nombre de pays ou de régions. L'année de référence est l'année 2002 pour tous les pays et 2000, pour les provinces canadiennes. Les pertes de transmission et de distribution (pertes t-d) ne sont pas comprises dans ces facteurs. Elles sont ajoutées séparément par l'utilisateur [GHG Protocol Initiative, 2004], [International Energy Agency, 2002] et [United Nations Framework Convention on Climate Change, 2004].

Les facteurs d'émission de GES varieront d'année en année, suivant les proportions de combustible primaire utilisées. L'utilisateur devrait utiliser les plus récentes informations qui sont disponibles. Toutefois, en l'absence d'autres données, l'information sur le pays (ou la région) conduira à une première estimation acceptable.

Type de combustible

(Analyse standard ou personnalisée)

L'utilisateur sélectionne le type de combustible à partir de la liste déroulante. Le logiciel RETScreen peut modéliser les émissions de GES de n'importe quel réseau électrique. La rubrique type de combustible fait référence aux sources d'énergie qui seront déplacées par le projet proposé. Lorsque l'utilisateur sélectionne un type de combustible dans la liste déroulante de cette rubrique, des valeurs par défaut des facteurs d'émissions et une valeur par défaut du rendement de conversion en électricité sont automatiquement insérées dans les colonnes correspondantes du tableau.

Si un combustible n'est pas disponible dans la liste déroulante, l'utilisateur choisit « combustible défini par l'utilisateur ». Pour une analyse de type « personnalisée », l'utilisateur entre les valeurs dans les colonnes correspondantes. Pour les analyses « standard », l'utilisateur entre les facteurs dans la feuille de calcul *Outils*.

Type de combustible

(Analyse simplifiée)

L'utilisateur choisit un type de combustible à partir de la liste déroulante. RETScreen prend en compte les facteurs d'émission de GES associés à la production d'électricité dans plusieurs pays ou régions. L'option « tous les types » correspond à l'ensemble de tous les combustibles utilisés pour alimenter le réseau en électricité. L'utilisateur peut aussi choisir le gaz naturel, le charbon, le mazout (# 6) ou tout autre combustible, en fonction du ou des types de combustible qui seront remplacés par le cas proposé.

Proportion de combustible

L'utilisateur entre la proportion (en %) de chaque type de combustible utilisé pour alimenter le réseau électrique de référence. L'unité correspond à un pourcentage du total de l'énergie électrique fournie au réseau. L'utilisateur doit vérifier que la somme des proportions est égale à 100 %.

Facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse personnalisée)

L'utilisateur entre les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O pour les types de combustible sélectionnés. Les facteurs sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie produite. Les facteurs d'émissions varient selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la capacité des équipements. Pour les projets raccordés à un réseau, l'utilisateur devra entrer des facteurs d'émissions de GES qui seront représentatifs de ce réseau, c'est-à-dire, ceux applicables aux grandes centrales électriques. Le modèle calcule, par unité d'électricité fournie, la moyenne pondérée du facteur global d'émissions de toutes les centrales utilisant des types différents de combustible primaire. Le modèle présente ces résultats dans la ligne « Bilan de la production d'électricité » située dans le

bas du tableau. Le bilan de la production d'électricité est la moyenne pondérée des rendement de conversion en électricité et des pertes de transport et de distribution associées à chaque type de combustible.

Pour chaque type de combustible sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique générée (kg/GJ). Pour le bilan de la production d'électricité, situé dans la ligne en bas du tableau, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'électricité nette fournie au réseau électrique.

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre »](#). Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual » (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual ». De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse standard)

Le modèle propose des facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O pour les types de combustible sélectionnés. Les facteurs sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie produite. Les facteurs d'émissions varient selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la capacité des équipements. Les facteurs d'émissions proposés par défaut sont représentatifs d'une centrale électrique de taille importante qui alimenterait un réseau central. Le modèle calcule, par unité d'électricité fournie, la moyenne pondérée du facteur global d'émissions de toutes les centrales utilisant des types différents de combustible primaire. Le modèle présente ces résultats dans la ligne « Bilan de la production d'électricité » située dans le bas du tableau. Le bilan de la production d'électricité est la moyenne pondérée des rendements de conversion en électricité et des pertes de transport et de distribution associées à chaque type de combustible.

Pour chaque type de combustible sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique générée (kg/GJ). Pour le bilan de la production d'électricité, situé dans la ligne en bas du tableau, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'électricité nette fournie au réseau électrique.

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre »](#). Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual » (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual ». De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être

disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Rendement de conversion en électricité

L'utilisateur entre le rendement de conversion en électricité de chaque type de combustible. Le rendement de conversion en électricité représente l'efficacité de conversion de l'énergie primaire en électricité. Cette valeur permet de calculer le facteur global d'émission de GES pour chaque type de combustible; ainsi, elle n'est pertinente que pour les types de combustible qui produisent des GES (c.-à-d. avec des valeurs non nulles de facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ ou N₂O).

Par exemple, une centrale typique de production d'électricité alimentée au charbon peut avoir un rendement de conversion en électricité de 35 %. Cela indique que seulement 35 % de l'énergie thermique que génère le charbon est transformée en électricité pour le réseau.

Les unités sont exprimées en pourcentage et représentent le rapport entre l'énergie électrique utile (gigajoules d'électricité) et l'énergie primaire nécessaire à sa production (gigajoules d'énergie thermique). Les types de combustible électrique qui ne produisent pas de GES (p. ex. le solaire) ont une valeur par défaut de 100 %.

Pertes de transport et de distribution (t-d)

L'utilisateur entre (en %) les pertes de transport et de distribution (t-d) du réseau électrique de référence, qui incluent toutes les pertes d'énergie entre la centrale électrique et le point de consommation. Cette valeur varie selon la tension des lignes électriques, la distance entre le point de production et le site d'utilisation, les charges de pointe, la température ambiante et même, le vol d'électricité. De plus, le type d'équipements utilisés pour assurer le transport (p. ex. CA ou CC) et la qualité de l'onde peut aussi influencer les pertes. Le modèle calcule la moyenne pondérée des pertes globales de transport et de distribution de tous les types de combustible et présente les résultats dans la ligne « Bilan de la production d'électricité » située dans le bas du tableau.

Les unités sont exprimées en pourcentage et représentent le rapport entre toutes les pertes électriques et l'électricité totale générée. En première approximation, les pertes de transport et de distribution sont de l'ordre de 8 à 10 % pour un réseau moderne et de 10 à 20 % pour un réseau situé dans un pays en développement.

Facteur d'émission de GES (avant pertes)

L'utilisateur entre le facteur d'émission de GES du réseau électrique de référence, avant les pertes de transport et de distribution.

L'utilisateur peut obtenir les facteurs d'émission de GES (avant pertes) en choisissant un « pays - région » et un « Type de combustible » à partir des listes déroulantes dans les cellules adjacentes à gauche. Si une case vide apparaît, cela indique qu'aucune information n'est disponible pour ce choix. L'utilisateur peut alors entrer ces valeurs en mode manuel directement dans les cellules.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Facteur d'émissions de GES

(Analyse standard ou personnalisée)

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES de chaque type de combustible à partir des valeurs individuelles des facteurs d'émissions de CO_2 , de CH_4 et de N_2O , du rendement de conversion de l'électricité et des pertes de transport et de distribution (t-d). Le modèle calcule ensuite le facteur moyen pondéré d'émissions de GES du bilan de la production d'électricité et présente le résultat dans la ligne au bas du tableau.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Facteur d'émissions de GES

(Analyse simplifiée)

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES du réseau électrique considéré. La valeur est calculée à partir du facteur d'émissions de GES (avant pertes) et des pertes de transport et de distribution (t-d) entrées par l'utilisateur.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Changement du niveau de référence durant le projet

L'utilisateur indique, en cochant la case, si le niveau de référence change durant le projet. En effet, il est possible que le niveau de référence ne demeure pas constant durant la durée de vie du projet pour différentes raisons telles que des changements de réglementation dans le secteur de l'électricité, l'ajout prévu de nouvelles centrales au réseau (p. ex. projets hydroélectriques de grande ampleur) ou le démantèlement prévu de centrales polluantes existantes.

Le présent modèle permet un seul changement du niveau de référence durant le projet. Celui-ci sera pris en compte par l'utilisateur en exprimant le changement en pourcentage d'augmentation ou de diminution du niveau de référence initial. Les émissions du niveau de référence varieront donc en fonction du nouveau niveau de référence pour l'année du changement et toutes les années suivantes.

Changement du facteur d'émissions de GES

L'utilisateur entre le pourcentage d'augmentation (positif) ou de diminution (négatif) par lequel les émissions du niveau de référence vont être modifiées à la suite du changement du niveau de référence.

Par exemple, si une nouvelle centrale hydroélectrique, déjà en construction, réduira les émissions de 10 % lors de la 5^e année du projet, alors l'utilisateur entre moins 10 %. Le modèle réduira alors les émissions du niveau de référence de 10 % pour la cinquième année et les années suivantes.

Année du changement

L'utilisateur entre le nombre d'années après lequel le changement du niveau de référence surviendra.

Si l'intégration au réseau d'une nouvelle centrale hydroélectrique est prévue au cours de la 5^e année suivant le début du projet proposé par l'utilisateur, celui-ci entre la valeur 5.

Facteur d'émissions de GES - Xième année et +

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES pour les années suivant le changement du niveau de référence. Les valeurs sont calculées en appliquant le changement de facteur d'émissions au facteur d'émissions de GES du bilan de la production d'électricité correspondant au niveau de référence initial.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO₂/kWh ou en tCO₂/MWh (les deux valeurs étant équivalentes).

Raison du changement

L'utilisateur entre la raison qui motive le changement du niveau de référence, c.-à-d. l'événement qui provoque le changement. Ce renseignement ne servira qu'à titre d'information.

Par exemple, si l'ajout d'une centrale hydroélectrique est la raison du changement du niveau de référence, l'utilisateur pourrait entrer dans ce champ : « Nouvelle centrale hydroélectrique en construction ».

Sommaire des GES du cas de référence (Niveau de référence)

Type de combustible

L'utilisateur entre les types de combustible dans la feuille de calcul *Charge et réseau* (ou dans la section du Réseau électrique de référence pour le type de combustible « électricité ») et ils sont automatiquement copiés dans la feuille de calcul *Analyse des GES*. Si le même type de combustible est utilisé pour plusieurs zones ou groupes de bâtiments ou pour la production de chaleur et de froid, le modèle affichera le type de combustible seulement une fois dans la feuille de calcul *Analyse des GES* et la consommation totale de carburant sera calculée par le modèle.

Si de l'électricité produite dans le cas proposé est exportée au réseau dans le cas proposé, cette électricité sera ajoutée au système de référence et les émissions de GES afférentes seront prises en compte dans la comparaison. Pour les projets utilisant les gaz d'enfouissement comme combustible, les émissions de GES du site et les émissions associées à leur combustion éventuelle par torchère sont alors comprises dans les calculs du cas de référence.

Proportion de combustible

La proportion de combustible du cas de référence est calculée automatiquement à partir de la consommation des différents types de combustible définis dans la feuille de calcul *Charge et réseau* et dans la section Stratégie d'exploitation de la feuille de calcul *Choix des équipements*, dans le cas où de l'électricité est exportée au réseau.

Facteur d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse personnalisée)

L'utilisateur entre les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O correspondants aux types de combustibles. Si l'un des types de combustible est l'électricité, on utilise le facteur d'émissions du système électrique de référence.

Les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont exprimés en masse de GES émise par unité d'énergie produite. Les facteurs d'émissions varient selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la capacité des équipements utilisés.

Pour chaque type de combustible sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique générée (kg/GJ).

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre »](#). Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual » (disponible en

anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence « IPCC Reference Manual »](#). De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Facteurs d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse standard)

Le modèle propose des facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O correspondants aux types de combustible. Si l'un des types de combustible est l'électricité, on utilise le facteur d'émissions du système électrique de référence.

Les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie thermique. Les facteurs d'émissions varient selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la capacité des équipements utilisés.

Pour chaque type de combustible sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique générée (kg/GJ).

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre »](#). Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence « IPCC Reference Manual »](#) (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence « IPCC Reference Manual »](#). De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Consommation de combustible

Le modèle calcule la consommation totale de combustible pour chaque type de combustible. Cette valeur est utilisée conjointement avec le facteur global d'émissions de GES pour calculer les émissions de GES de chaque type de combustible.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer la consommation de combustible en MWh ou en GJ.

Facteur d'émissions de GES

(Analyse standard ou personnalisée)

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES de chaque type de combustible. Les valeurs sont calculées à partir des facteurs individuels d'émissions.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Facteur d'émissions de GES

(Analyse simplifiée)

Le modèle calcule le facteur d'émissions de GES de chaque type de combustible.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Émissions de GES

Le modèle calcule la quantité annuelle d'émissions de GES du cas de référence en multipliant la consommation de combustible par le facteur d'émissions de GES.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO_2 par an ($\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{an}$).

Potentiel de récupération de biogaz

Le modèle calcule la quantité de biogaz brûlé par torchère ainsi que la quantité de biogaz émis à partir des valeurs entrées dans la feuille de calcul *Outils*.

Sommaire des GES du cas proposé (Projet)

Le cas proposé peut être considéré comme une mesure d'atténuation, car il s'agit en fait du projet proposé.

On réfère au cas proposé comme une option d'atténuation pour employer le vocabulaire d'une analyse économique standard.

Type de combustible

L'utilisateur entre les types de combustible dans les feuilles de calcul *Choix des équipements* et *Modèle énergétique* et ils sont automatiquement copiés dans la feuille de calcul *Analyse des GES*. Si le même combustible est utilisé par plusieurs équipements, le modèle affichera le type de combustible seulement une fois dans la feuille de calcul *Analyse des GES* et la consommation totale de carburant sera calculée par le modèle. Le combustible « électricité » correspond à l'énergie fournie par le réseau électrique pour alimenter le système du cas proposé (en d'autres mots, il s'agit de l'électricité achetée à un fournisseur et non produite sur le site).

Proportion de combustible

La proportion de combustible consommée par le système du cas proposé est calculée automatiquement à partir de la consommation des différents types de combustible définis dans les feuilles de calcul *Choix des équipements* et *Modèle énergétique*.

Facteur d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O

(Analyse personnalisée)

L'utilisateur entre les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O correspondants aux types de combustible. Si l'un des types de combustible est l'électricité, on utilise le facteur d'émissions du système électrique de référence.

Les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie produite. Les facteurs d'émissions varieront selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la capacité des équipements.

Pour chaque type de combustible sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie générée (kg/GJ).

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre »](#). Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual » (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual ». De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Facteur d'émissions de CO₂, CH₄ et N₂O

(Analyse standard)

Le modèle propose des facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O correspondants aux types de combustible.

Les facteurs d'émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont exprimés en masse de GES émis par unité d'énergie produite. Les facteurs d'émissions varieront selon le type et la qualité de la source d'énergie, et selon le type et la capacité des équipements.

Pour chaque type de combustible sélectionné, les unités sont exprimées en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie générée (kg/GJ).

Pour plus d'information sur la façon de déterminer les facteurs d'émissions de GES, consulter le guide [« Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à](#)

[effet de serre](#) ». Les facteurs d'émissions de CO₂ de plusieurs sources d'énergie sont donnés à la [page 1.13 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual » (disponible en anglais seulement). Les facteurs d'émissions de CH₄ et de N₂O de différentes sources d'énergie primaire sont donnés dans les [pages 1.35 et 1.36 du manuel de référence](#) « IPCC Reference Manual ». De plus, des facteurs d'émissions plus récents peuvent être disponibles pour le pays d'intérêt dans les « *National Communications* » du [site Web de la CCNUCC](#).

Consommation de combustible

Le modèle calcule la consommation totale de combustible pour chaque type de combustible. Cette valeur est utilisée conjointement avec le facteur global d'émissions de GES pour calculer les émissions de GES de chaque type de combustible.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer la consommation de combustible en MWh ou en GJ.

Facteur d'émissions de GES

(Analyse standard ou personnalisée)

Le modèle calcule le facteur d'émission de GES de chaque type de combustible. Les valeurs sont calculées à partir des facteurs individuels d'émissions.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO₂/kWh ou en t_{CO2}/MWh (les deux valeurs étant équivalentes).

Facteur d'émissions de GES

(Analyse simplifiée)

Le modèle calcule le facteur d'émission de GES pour chaque type de combustible.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO₂/kWh ou en t_{CO2}/MWh (les deux valeurs étant équivalentes).

Émissions de GES

Le modèle calcule la quantité annuelle d'émissions de GES du cas proposé en multipliant la consommation de combustible par le facteur d'émissions de GES.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ par an (t_{CO2}/an).

Potentiel de récupération de biogaz

Le modèle calcule la quantité de biogaz brûlée par torchère à partir des valeurs entrées dans la feuille de calcul *Outils*.

Électricité exportée au réseau

L'électricité exportée au réseau est calculée dans la feuille de calcul *Choix des équipements* et la valeur est copiée automatiquement dans la feuille de calcul *Analyse des GES*.

Cette valeur est multipliée par les pertes de transport et de distribution (t-d) (en %) et par le facteur d'émissions de GES du système électrique du cas de référence, afin de calculer les émissions de GES associées aux pertes t-d du système de production d'électricité du cas proposé.

Pertes de transport et de distribution (t-d)

L'utilisateur entre (en %) les pertes de transport et de distribution (t-d) du système de production d'électricité du cas proposé, qui incluent toutes les pertes d'énergie entre la centrale et le point de consommation. Cette valeur varie en fonction de la tension des lignes électriques, de la distance entre le point de production et le site d'utilisation, des charges de pointe, de la température ambiante et même du vol d'électricité. De plus, le type de technologie utilisée pour assurer le transport d'électricité (p. ex. CA ou CC) et la qualité de l'onde peut aussi influencer les pertes.

L'unité est exprimée en pourcentage et représente le rapport entre toutes les pertes électriques et l'électricité exportée au réseau. L'électricité fournie à la charge électrique sur le site est considérée sans pertes de transport ou distribution. En première approximation, les pertes de transport et de distribution sont de l'ordre de 8 à 10 % pour un réseau moderne et de 10 à 20 % pour un réseau situé dans un pays en développement.

Sommaire des réductions d'émissions de GES

Le modèle calcule la réduction annuelle d'émissions de GES lorsque le cas de référence est remplacé par le projet proposé. Ce calcul est basé sur les données entrées d'émissions de GES.

Si le niveau de référence des émissions de GES de la production d'électricité change durant la vie du projet, le modèle calcule les réductions annuelles nettes d'émissions de GES pour les deux périodes, donc pour les années avant le changement de niveau de référence et pour les années suivant le changement.

Années d'occurrence

Si l'utilisateur a indiqué que le niveau des émissions de référence a changé au cours du projet, le modèle affiche les plages d'années définissant les deux périodes caractérisées par des facteurs d'émissions de GES avant et après le changement du niveau de référence.

Émissions de GES du cas de référence

Le modèle transfère les émissions totales de GES du système du cas de référence qui ont été calculées dans la section Sommaire des GES du cas de référence. Cette valeur représente la quantité de GES émise par le système du cas de référence.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Émissions de GES du cas proposé

Le modèle transfère les émissions totales de GES du système du cas proposé qui ont été calculées dans la section Sommaire des GES du cas proposé. Cette valeur représente la quantité de GES émise par le système du cas proposé.

Conversion d'unités : l'utilisateur peut choisir d'exprimer le facteur d'émissions en kgCO_2/kWh ou en $\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}$ (les deux valeurs étant équivalentes).

Réduction annuelle brute d'émissions de GES

Le modèle calcule la réduction annuelle brute d'émissions de GES lorsque le projet proposé est réalisé. Ce calcul est basé sur les émissions comparées des systèmes des cas de référence et du projet proposé, sur une base annuelle.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO_2 émises par année ($\text{t}_{\text{CO}_2}/\text{an}$).

Frais de transaction pour les crédits de GES

L'utilisateur entre le pourcentage des crédits qui sera payé annuellement à titre de frais de transaction. Pour pouvoir obtenir des crédits dans le cadre d'un projet de réduction des émissions de GES, une portion des crédits pourrait être soustraite en tant que frais de transaction et payée annuellement à une agence créancière (p. ex. la CCNUCC) ou le pays hôte du projet.

Quant aux projets relevant du MDP, 2 % des URCE générées par chaque projet seront versées dans le *fonds d'adaptation* qui aidera les pays en développement les plus vulnérables à s'adapter aux changements climatiques. Dans le but de promouvoir une

distribution équitable des projets, les projets proposés dans les pays les moins développés sont cependant exemptés de cette mesure.

Le conseil de direction du MDP, ainsi que plusieurs pays hôtes, exige également un pourcentage des crédits pour couvrir leurs frais administratifs (p. ex. pour l'approbation d'un projet, etc.). L'utilisateur peut consulter le [site Web du MDP de la CCNUCC](#) pour savoir si l'autorité nationale désignée du pays hôte exige un pourcentage des crédits.⁴

Le modèle diminue alors les réductions annuelles brutes d'émissions de GES par ce pourcentage pour calculer la réduction annuelle nette d'émissions de GES.

Réduction annuelle nette d'émissions de GES

Le modèle calcule la réduction annuelle nette d'émissions de GES lorsque le projet proposé est réalisé. Ce calcul est basé sur la réduction annuelle brute d'émissions de GES et sur les frais de transaction des crédits pour les GES.

Les unités sont exprimées en tonnes équivalentes de CO₂ émises par année (t_{CO2}/an).

Le modèle permet à l'utilisateur de comparer la réduction annuelle nette d'émissions de GES avec des unités plus concrètes (p. ex. les automobiles et camions légers non utilisés), en utilisant la liste déroulante. Ces nombres se basent sur les valeurs typiques d'utilisation d'équipements sur le territoire nord-américain.

Note : À cette étape, l'utilisateur peut compléter la feuille de calcul *Sommaire financier*.

⁴ Une liste des autorités nationales désignées est disponible sur le [site Web du MDP de la CCNUCC](#).

Analyse de sensibilité et de risque

La feuille de calcul *Analyse de sensibilité et de risque*, du logiciel RETScreen d'analyse de projets d'énergie propre permet à l'utilisateur d'évaluer la sensibilité des indicateurs financiers importants aux variations des paramètres techniques et financiers clés. Cette feuille de calcul standard contient une section de choix d'options et deux sections principales, l'analyse de sensibilité et l'analyse de risque. Chaque section fournit des renseignements sur les relations entre les paramètres clés et les indicateurs financiers importants, illustrant quels paramètres ont le plus d'impact sur les indicateurs financiers. L'analyse de sensibilité est prévue pour un usage général alors que l'analyse de risque, qui s'appuie sur une simulation de type Monte-Carlo, s'adresse à des utilisateurs qui possèdent des connaissances en statistiques.

Les deux analyses sont optionnelles. Les données entrées sur cette feuille de calcul n'affecteront pas les résultats des autres feuilles de calcul.

Choix d'options

Analyse de sensibilité

En cochant la case appropriée dans la section de choix d'options, l'utilisateur indique s'il désire ou non réaliser une analyse de sensibilité des indicateurs financiers importants.

Si l'utilisateur coche la case analyse de sensibilité, la section d'analyse de sensibilité s'ouvrira.

Analyse de risque

En cochant la case appropriée dans la section de choix d'options, l'utilisateur indique s'il désire ou non réaliser une analyse de risque sur les indicateurs financiers importants. Dans la section d'analyse de risque, l'impact de chaque donnée d'entrée sur un indicateur financier est calculé en lui appliquant une régression linéaire multiple normalisée sur l'indicateur financier.

Si l'utilisateur coche la case analyse de risque, la section d'analyse de risque s'ouvrira.

Analyse de sensibilité sur...

Cette section affiche les résultats de l'analyse de sensibilité. Chaque tableau présente les changements de l'indicateur financier sélectionné (p. ex. le TRI après impôt - capitaux propres) suite aux variations selon les pourcentages indiqués, de deux paramètres, par exemple les coûts d'investissement et les frais d'exploitation et d'entretien. Parmi les options de la liste déroulante, l'utilisateur choisit quels paramètres vont varier ensemble. Les paramètres varient en fonction des fractions suivantes de la plage de sensibilité : -1, - 1/2, 0, 1/2, 1. Les valeurs nominales (celles qui apparaissent dans la feuille de calcul

Sommaire financier) sont affichées en gras dans les tableaux des résultats de l'analyse de sensibilité.

Des résultats qui indiquent un projet non viable, le critère de viabilité étant défini par le Seuil entré par l'utilisateur, apparaîtront dans des cellules orangées à l'intérieur des tableaux de résultats de l'analyse de sensibilité.

Toutes les valeurs des paramètres utilisés dans les calculs proviennent de la feuille de calcul *Sommaire financier* et les variations utilisées pour effectuer la sensibilité sont évaluées dans cette feuille de calcul seulement.

Effectuer l'analyse sur

Parmi les quatre options de la liste déroulante, l'utilisateur choisit l'indicateur financier à utiliser pour l'analyse de sensibilité. Modifier ce choix changera les résultats dans la feuille de calcul.

Plage de sensibilité

L'utilisateur entre la valeur de la plage de sensibilité (en %) qui définit le pourcentage maximal de variation appliqué aux paramètres clés dans les tableaux des résultats de l'analyse de sensibilité. Chaque paramètre varie en fonction de l'une des fractions suivantes de la plage de sensibilité : -1, -1/2, 0, 1/2, 1.

Seuil

L'utilisateur entre la valeur du seuil pour l'indicateur financier sélectionné. Le seuil est la valeur sous laquelle (pour le « TRI après impôt - capitaux propre », le « TRI après impôt - actifs » et la « Valeur Actualisée Nette - VAN ») ou au-dessus de laquelle (pour le temps de « Retour sur les capitaux propres »), l'utilisateur considère que le projet n'est pas financièrement viable. Des résultats qui indiquent un projet non viable, tel que défini par le seuil, apparaîtront dans des cellules orangées à l'intérieur des tableaux de résultats de l'analyse de sensibilité.

Analyse de risque sur...

Cette section permet à l'utilisateur d'effectuer une analyse de risque en spécifiant l'incertitude associée à plusieurs paramètres clés et d'évaluer l'impact qu'a cette incertitude sur le TRI après impôt - capitaux propres, le TRI après impôt - actifs, le temps de retour sur les capitaux propres ou la Valeur Actualisée Nette (VAN).

L'analyse de risque exécute une simulation de type Monte-Carlo avec 500 combinaisons possibles de variables d'entrée pour générer 500 valeurs du TRI après impôt - capitaux propres, du TRI après impôt - actifs, du temps de retour sur les capitaux propres ou de la Valeur Actualisée Nette (VAN). En observant la distribution des résultats possibles,

L'utilisateur peut évaluer si la variabilité de l'indicateur financier est acceptable ou non. Si elle n'est pas acceptable, il devra s'efforcer de réduire l'incertitude associée aux paramètres d'entrée identifiés comme ayant le plus grand impact sur l'indicateur financier choisi.

Effectuer l'analyse sur

Parmi les quatre options de la liste déroulante, l'utilisateur choisit l'indicateur financier à utiliser pour l'analyse de risque. Modifier ce choix changera les résultats en bas de la feuille de calcul.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement sont automatiquement copiés de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation des coûts d'investissement. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation des coûts d'investissement. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que les coûts d'investissement pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à des coûts d'investissement de 30 000 000 \$ indique que les coûts d'investissement pourraient prendre n'importe quelle valeur entre 27 000 000 \$ et 33 000 000 \$. Puisque la valeur estimée est de 30 000 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si les coûts d'investissement sont connus de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Exploitation et entretien

Les frais annuels d'exploitation et d'entretien du projet sont automatiquement copiés de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation des frais d'exploitation et d'entretien. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation des frais d'exploitation et d'entretien. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que les frais d'exploitation et d'entretien pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à des coûts d'exploitation et d'entretien de 1 000 000 \$ indique que les frais d'exploitation et d'entretien pourraient prendre n'importe quelle valeur entre 900 000 \$ et 1 100 000 \$. Puisque la valeur estimée

est de 1 000 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si les frais d'exploitation et d'entretien sont connus de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Coût en combustible - Cas proposé

Le coût annuel en combustible du cas proposé est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du coût en combustible du cas proposé. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du coût en combustible du cas proposé. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le coût en combustible du cas proposé pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % pour le coût en combustible du cas proposé de 300 000 \$ indique que le coût en combustible du cas proposé pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 270 000 \$ et 330 000 \$. Puisque la valeur estimée est de 300 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le coût en combustible du cas proposé sont connus de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Coût en combustible - Cas de référence

Le coût annuel en combustible du cas de référence est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du coût en combustible du cas de référence. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du coût en combustible du cas de référence. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le coût en combustible du cas de référence pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % pour le coût en combustible du cas de référence de 300 000 \$ indique que le coût en combustible du cas de référence pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 270 000 \$ et 330 000 \$. Puisque la valeur estimée est de 300 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le coût en combustible du cas de référence sont connus de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Prime (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur

Les primes (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur sont automatiquement copiés de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation des primes (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation des primes (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que les primes (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur pourraient prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % pour une prime sur les ventes à l'utilisateur de 300 000 \$ indique que les primes sur les ventes à l'utilisateur pourraient prendre n'importe quelle valeur entre 270 000 \$ et 330 000 \$. Puisque la valeur estimée est de 300 000 \$, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si les primes (ou rabais) sur les ventes à l'utilisateur sont connues de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Prix de vente de l'électricité exportée

Le prix de vente de l'électricité exportée est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du prix de vente de l'électricité exportée. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du prix de vente de l'électricité exportée. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le prix de vente de l'électricité exportée pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un prix de vente de l'électricité exportée de 100 \$/MWh indique que le prix de vente de l'électricité exportée pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 90 \$/MWh et 110 \$/MWh. Puisque la valeur estimée est de 100 \$/MWh, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le prix de vente de l'électricité exportée est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Crédit pour production d'Énergie Propre (ÉP)

Le crédit pour production d'Énergie Propre (ÉP) est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du crédit pour production d'énergie propre. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du crédit pour production d'énergie propre. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le crédit pour production d'énergie propre pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un crédit pour production d'énergie propre de 0,05 \$/kWh indique que le crédit pour production d'énergie propre pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 0,045 \$/kWh et 0,055 \$/kWh. Puisque la valeur estimée est de 0,05 \$/kWh, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le crédit pour production d'énergie propre est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Crédit pour réduction de GES

Le crédit pour réduction de GES est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du crédit pour réduction de GES. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du crédit pour réduction de GES. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le crédit pour réduction de GES pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un crédit pour réduction de GES de 5 \$/tCO₂ indique que le crédit pour réduction de GES pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 4,5 \$/tCO₂ et 5,5 \$/tCO₂. Puisque la valeur estimée est de 5 \$/tCO₂, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le crédit pour réduction de GES est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Réduction nette de GES - durée du crédit

La réduction nette de GES pendant la durée du crédit est automatiquement copiée de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation de la réduction nette des GES pendant la durée du crédit. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à la réduction nette des GES pendant la durée du crédit. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que la réduction nette des GES pendant la durée du crédit pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à la réduction nette des GES pendant la durée du crédit de 10 000 tonnes équivalent de CO₂ indique que la réduction nette de GES pendant la durée du crédit pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 9 000 et 11 000 tonnes. Puisque la valeur estimée est de 10 000 tonnes, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si la réduction nette des GES pendant la durée du crédit est connue de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Ratio d'endettement

Le ratio d'endettement est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du ratio d'endettement. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du ratio d'endettement. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude, entrée par l'utilisateur, doit être comprise entre 0 % et la plus petite valeur (exprimée en pourcentage) qui garde le ratio d'endettement compris entre 0 et 100 %. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le ratio d'endettement pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un ratio d'endettement de 70 % indique que le ratio d'endettement pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 63 et 77 %. Puisque la valeur estimée est de 70 %, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le ratio d'endettement est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Taux d'intérêt sur la dette

Le taux d'intérêt sur la dette est automatiquement copié de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation du taux d'intérêt sur la dette. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation du taux d'intérêt sur la

dette. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que le taux d'intérêt sur la dette pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à un taux d'intérêt sur la dette de 20 % indique que le taux d'intérêt sur la dette pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 18 et 22 %. Puisque la valeur estimée est de 20 %, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si le taux d'intérêt sur la dette est connu de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Durée de l'emprunt

La durée de l'emprunt est automatiquement copiée de la feuille de calcul *Sommaire financier* à la feuille de calcul *Sensibilité*.

L'utilisateur entre la plage de variation de la durée de l'emprunt. La plage, exprimée en pourcentage, représente l'incertitude associée à l'estimation de la durée de l'emprunt. Plus le pourcentage est élevé, plus l'incertitude est grande. La plage d'incertitude, entrée par l'utilisateur, doit être comprise entre 0 % et la plus petite valeur (exprimée en pourcentage) qui garde la durée de l'emprunt comprise entre 1 an et la durée de vie du projet. Cette plage délimite l'intervalle des valeurs possibles que la durée de l'emprunt pourrait prendre.

Par exemple : une plage d'incertitude de 10 % associée à une durée de l'emprunt de 20 ans indique que la durée de l'emprunt pourrait prendre n'importe quelle valeur entre 18 et 22 ans. Puisque la valeur estimée est de 20 ans, cette valeur sera considérée comme étant la plus probable dans l'analyse de risque, alors que les valeurs minimale et maximale seront considérées comme étant les moins probables, le tout selon une distribution normale.

Si la durée de l'emprunt est connue de façon précise par l'utilisateur (aucune incertitude), alors celui-ci devrait entrer une plage de 0 %.

Cliquer ici pour mettre à jour l'analyse de risque

Le bouton « Cliquer ici pour mettre à jour l'analyse de risque » permet de mettre à jour les calculs de l'analyse de sensibilité avec les plus récentes valeurs des paramètres entrés par l'utilisateur. En cliquant sur ce bouton, on démarre une simulation de type Monte-Carlo sur une base de 500 combinaisons possibles des variables d'entrée pour calculer 500 valeurs de l'indicateur financier sélectionné. Le graphique d'impact, la médiane, les minimum et maximum de l'intervalle de confiance ainsi que le graphique de distribution sont calculés à partir de ces résultats et sont actualisés chaque fois que l'utilisateur clique sur le bouton « Cliquer ici pour mettre à jour l'analyse de risque ».

L'exécution des calculs d'analyse de risque peut prendre jusqu'à 15 secondes en fonction de la version d'Excel et de la vitesse de l'ordinateur. Lorsque l'analyse de risque est mise à jour, le bouton disparaît.

Si l'utilisateur modifie un paramètre ou s'il navigue dans une autre feuille de calcul du modèle, le bouton réapparaît et le graphique d'impact, le graphique de distribution et le graphique de l'intervalle de confiance apparaîtront barrés, signe que les calculs de l'analyse de risque doivent être mis à jour. L'utilisateur pourra alors cliquer de nouveau sur celui-ci pour actualiser l'analyse de risque afin qu'elle reflète les modifications apportées.

Graphique d'impact

Le graphique d'impact présente la contribution relative des incertitudes associées aux paramètres clés sur la variabilité de l'indicateur financier sélectionné. L'axe des abscisses au bas du graphique n'a pas d'unités puisque l'on y représente seulement les indices du poids relatif de la contribution de chaque paramètre clé.

Pour un paramètre donné, plus la barre horizontale est longue, plus l'impact de ce paramètre sur la variabilité de l'indicateur financier est grand.

Les paramètres entrés sont automatiquement triés selon leur impact sur l'indicateur financier. Le paramètre situé en haut du graphique (axe des ordonnées) est celui qui contribue le plus aux variations de l'indicateur financier, alors que celui situé en bas du graphique est celui qui y contribue le moins. Ce graphique de type « tornade » peut aider l'utilisateur à identifier les paramètres qui méritent une analyse plus approfondie.

La direction de la barre horizontale (positive ou négative) indique la façon dont l'indicateur financier varie en fonction du paramètre étudié. La relation entre les deux est positive lorsqu'une augmentation de la valeur du paramètre entraîne l'augmentation de la valeur de l'indicateur financier. Par exemple, il y a habituellement une relation négative liant les coûts d'investissement et la Valeur Actualisée Nette (VAN), car une diminution des coûts d'investissement entraîne une augmentation de la VAN.

Dans certains cas, les données sont insuffisantes pour afficher correctement le graphique. Par exemple, lorsque le remboursement des capitaux propres est immédiat, le symbole « n/a » apparaît et ces valeurs ne peuvent être affichées.

Médiane

Le modèle calcule la médiane de l'indicateur financier. La médiane de l'indicateur correspond au 50^e centile des 500 valeurs générées par la simulation Monte-Carlo. La valeur de la médiane sera généralement proche de la valeur de l'indicateur financier calculée dans la feuille de calcul *Sommaire financier*.

Niveau de risque

L'utilisateur entre le niveau de risque acceptable pour l'indicateur financier évalué.

Le niveau de risque permet d'établir un intervalle de confiance (défini par des limites maximale et minimale) à l'intérieur duquel devrait se trouver l'indicateur financier. En fait, le niveau de risque représente la probabilité que l'indicateur financier se trouve à l'extérieur de cet intervalle de confiance.

Les limites de l'intervalle de confiance sont automatiquement calculées en fonction de la médiane et du niveau de risque, et sont présentées comme le « minimum de l'intervalle de confiance » et le « maximum de l'intervalle de confiance ».

Il est recommandé de choisir un niveau de risque de 5 ou 10 % puisque ces valeurs sont typiques des analyses de risque.

Minimum de l'intervalle de confiance

Le modèle calcule le « Minimum de l'intervalle de confiance » qui est la limite inférieure de l'intervalle de confiance à l'intérieur duquel devrait se trouver l'indicateur financier. Le minimum est le centile de la distribution de l'indicateur financier correspondant à la moitié du niveau de risque sélectionné. Par exemple : pour un « Minimum de l'intervalle de confiance » de 15 % dans le cas du TRI - capitaux propres, un niveau de risque de 10 % implique que 5 % (la moitié du niveau de risque) des valeurs possibles du TRI - capitaux propres sont inférieures à 15 %.

Maximum de l'intervalle de confiance

Le modèle calcule le « Maximum de l'intervalle de confiance » qui est la limite supérieure de l'intervalle de confiance à l'intérieur duquel devrait se trouver l'indicateur financier. Le maximum est le centile de la distribution de l'indicateur financier correspondant à 100 % moins la moitié du niveau de risque. Par exemple : pour un « Maximum de l'intervalle de confiance » de 27,5 % dans le cas du TRI - capitaux propres, un niveau de risque de 10 % implique que 95 % des valeurs possibles du TRI - capitaux propres sont inférieures à 27,5 %.

Graphique de distribution

Cet histogramme présente la distribution des valeurs possibles pour l'indicateur financier résultant de la simulation Monte-Carlo. La hauteur des colonnes représente la fréquence (en %) pour laquelle on retrouve les valeurs comprises dans la plage définie par la largeur de chaque colonne. La valeur au centre de la plage définie par chaque colonne est affichée sur l'axe des abscisses.

En observant la distribution de l'indicateur financier, l'utilisateur peut rapidement évaluer sa variabilité.

Dans certains cas, les données sont insuffisantes pour afficher correctement le graphique. Par exemple, lorsque le retour sur les capitaux propres est immédiat, le résultat n'est pas une valeur numérique et les valeurs dans le graphique ne peuvent être affichées.

Si l'utilisateur modifie un paramètre ou s'il navigue dans une autre feuille de calcul du modèle, le bouton « Cliquer ici pour mettre à jour l'analyse de risque » réapparaîtra et le graphique d'impact, le graphique de distribution et le graphique de l'intervalle de confiance apparaîtront barrés, signe que les calculs de l'analyse de risque doivent être mis à jour. L'utilisateur pourra alors cliquer de nouveau sur celui-ci pour actualiser l'analyse de risque afin qu'elle reflète les modifications apportées.

Graphique de l'intervalle de confiance

Le graphique de l'intervalle de confiance décrit les valeurs minimale et maximale de l'indicateur financier auxquelles on peut s'attendre en fonction du niveau de risque choisi.

Si l'utilisateur modifie un paramètre ou s'il navigue dans une autre feuille de calcul du modèle, le bouton « Cliquer ici pour mettre à jour l'analyse de risque » réapparaîtra et le graphique d'impact, le graphique de distribution et le graphique de l'intervalle de confiance apparaîtront barrés, signe que les calculs de l'analyse de risque doivent être mis à jour. L'utilisateur pourra alors cliquer de nouveau sur celui-ci pour actualiser l'analyse de risque afin qu'elle reflète les modifications apportées.

Outils

L'utilisation de la feuille de calcul *Outils* est optionnelle. Dans cette section du logiciel RETScreen d'analyse de projets sur les énergies propres, la feuille de calcul *Outils* est conçue pour aider l'utilisateur à calculer certaines valeurs comme la quantité de méthane qui peut être retirée d'un site d'enfouissement.

Choix d'options

L'utilisateur indique, en cochant les cases appropriées, quels *Outils* seront utilisés.

En cochant une case, l'outil correspondant apparaît dans la feuille de calcul.

Combustible défini par l'utilisateur

Cet outil est utilisé pour préciser le « Combustible défini par l'utilisateur » sélectionné par l'utilisateur à partir de la liste « Type de combustible » dans les feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Charge et réseau*, *Choix des équipements* ou *Analyse des GES*.

Type de combustible

L'utilisateur entre le nom du combustible à titre de référence seulement. L'utilisateur choisit alors « Unités d'énergie » ou « Unités du pouvoir calorifique ». Si l'utilisateur choisit « Unités d'énergie », on suppose que le combustible est acheté par unité d'énergie. Si l'utilisateur choisit « Unités du pouvoir calorifique », on suppose que le combustible est acheté par unité de volume ou de masse.

Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

L'utilisateur entre le pouvoir calorifique supérieur du combustible.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie dégagée lors de la combustion complète du combustible. Selon la composition du combustible, sa teneur en hydrogène plus précisément, la quantité de vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion varie. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme gazeuse, y compris l'eau sous forme de vapeur.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

L'utilisateur entre le pouvoir calorifique inférieur du combustible.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie dégagée lors de la combustion complète du combustible. Selon la composition du combustible, sa teneur en hydrogène plus précisément, la quantité de vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion varie. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme gazeuse, y compris l'eau sous forme de vapeur.

Densité

L'utilisateur entre la densité du combustible.

Consommation de combustible - unité

(Unités de pouvoir calorifique)

Le modèle affiche l'unité de consommation de combustible.

Consommation de combustible - unité

(Unités d'énergie)

L'utilisateur choisit l'unité de consommation du combustible.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité du prix du combustible.

Facteur d'émission de CO₂

L'utilisateur entre le facteur d'émission du dioxyde de carbone (CO₂) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Facteur d'émission de CH₄

L'utilisateur entre le facteur d'émission du méthane (CH₄) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Facteur d'émission de N₂O

L'utilisateur entre le facteur d'émission d'oxyde nitreux (N₂O) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Combustible défini par l'utilisateur - solide

Cet outil est utilisé pour préciser le « Combustible défini par l'utilisateur - solide » sélectionné par l'utilisateur à partir de la liste « Type de combustible » dans la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Type de combustible

L'utilisateur entre le nom du combustible à titre de référence seulement. L'utilisateur choisit aussi entre combustible fossile et biomasse.

Analyse immédiate

Une analyse immédiate dresse la liste des composés volatiles, du carbone lié et des cendres présents dans le combustible en pourcentage du poids du combustible sec. La quantité de composés volatiles et de carbone lié affecte directement le pouvoir calorifique du combustible, la température de la flamme et le procédé par lequel la combustion se fait. La quantité de cendres est importante dans la conception de l'équipement de contrôle des émissions, du système de combustion et du système de manipulation des cendres. Généralement, l'analyse comprend l'hydrogène, le carbone, l'oxygène, l'azote, le soufre et les cendres. La teneur en soufre dans les combustibles de biomasse est faible, voire nulle.

Des modèles ont été développés pour prédire le pouvoir calorifique supérieur du charbon et autres combustibles fossiles, à partir de leur analyse immédiate. Des calculs précis sont aussi possibles pour tous les composants de la biomasse combustible qui s'oxydent. Toutefois, la limite de ces modèles est qu'il est très difficile d'évaluer la contribution des composés volatiles dans la valeur du pouvoir calorifique.

Carbone

L'utilisateur entre la teneur en carbone (C) présent dans le combustible en pourcentage massique du combustible sec. Cette teneur est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

La teneur en carbone des combustibles de la biomasse se situe généralement entre 40 et 55 %.

Hydrogène

L'utilisateur entre la teneur en hydrogène (H_2) présent dans le combustible en pourcentage massique du combustible sec. Cette teneur est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

La teneur en hydrogène des combustibles de la biomasse se situe généralement entre 4 et 6 %.

Oxygène

L'utilisateur entre la teneur en oxygène (O_2) présent dans le combustible en pourcentage massique du combustible sec. Cette teneur est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

La teneur en oxygène des combustibles de la biomasse se situe généralement entre 33 et 43 %.

Azote

L'utilisateur entre la teneur en azote (N_2) présent dans le combustible en pourcentage massique du combustible sec. Cette teneur est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

La teneur en azote des combustibles de la biomasse se situe généralement entre 0 et 4 %. Les parties vertes des arbres contiennent généralement plus d'azote.

Soufre

L'utilisateur entre la teneur en soufre présent dans le combustible en pourcentage massique du combustible sec. Cette teneur est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

La teneur en soufre des combustibles de la biomasse se situe généralement entre 0 et 1 %.

Cendres

L'utilisateur entre la teneur en cendres présentes dans le combustible en pourcentage massique du combustible sec. Cette teneur est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

La teneur en cendres des combustibles de la biomasse se situe généralement entre 1 et 10 %. Certains combustibles dérivés de la biomasse, comme les boues des usines à papier, peuvent avoir des teneurs supérieures en cendre à 25 %.

Total

Le modèle calcule le total des pourcentages massiques des différentes composantes du combustible sec. L'utilisateur doit vérifier que sa valeur est égale à 100 %.

Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Le modèle calcule le pouvoir calorifique supérieur du combustible en utilisant la formule de Delong pour les combustibles fossiles et la formule de Delong modifiée pour la biomasse.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie dégagée lors de la combustion complète du combustible. Selon la composition du combustible, sa teneur en hydrogène plus précisément, les gaz de combustion contiennent plus ou moins de vapeur d'eau. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme gazeuse, y compris l'eau sous forme de vapeur.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Le modèle calcule le pouvoir calorifique inférieur du combustible en utilisant la formule de Delong pour les combustibles fossiles et la formule de Delong modifiée pour la biomasse.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie dégagée lors de la combustion complète du combustible. Selon la composition du combustible, sa teneur en hydrogène plus précisément, les gaz de combustion contiennent plus ou moins de vapeur d'eau. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme gazeuse, y compris l'eau sous forme de vapeur.

Consommation de combustible - unité

L'utilisateur choisit l'unité de consommation de combustible.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité du prix du combustible.

Facteur d'émission de CO₂

L'utilisateur entre le facteur d'émission de dioxyde de carbone (CO₂) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émise par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Notons que le modèle calcule aussi le facteur d'émission de CO₂ basé sur l'analyse immédiate et que cette valeur est affichée à droite de la cellule d'entrée. Toutefois, pour les combustibles de la biomasse, il est suggéré de mettre cette valeur égale à zéro lors de la préparation de l'analyse des émissions GES, puisque l'on reconnaît généralement que la biomasse se renouvelle suffisamment rapidement à l'échelle de vie humaine pour que la quantité de CO₂ émise lors de la combustion de la biomasse soit absorbée par la végétation en train de renouveler une quantité similaire de biomasse.

Facteur d'émission de CH₄

L'utilisateur entre le facteur d'émission du méthane (CH₄) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Facteur d'émission de N₂O

L'utilisateur entre le facteur d'émission d'oxyde nitreux (N₂O) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Note : À ce stade, l'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Combustible défini par l'utilisateur - gaz

Cet outil est utilisé pour préciser le « Combustible défini par l'utilisateur - gaz » sélectionné par l'utilisateur à partir de la liste « Type de combustible » dans la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Type de combustible

L'utilisateur entre le nom du combustible à titre de référence seulement.

Température

L'utilisateur entre la température de référence du gaz, utilisée pour définir la composition en volume du gaz, choisie en cochant le bouton circulaire « % Volume ». Si on choisit de

définir la composition du gaz selon le % de masse de gaz que représente chacun des constituants, la température de référence du gaz permet de calculer le pourcentage en volume de chacun des constituants du gaz et la densité du gaz à la température de référence.

L'utilisateur choisit la méthode d'entrée « % Volume » ou « % Poids » pour l'analyse immédiate qui suit.

Analyse immédiate

L'analyse immédiate d'un combustible gazeux consiste généralement à définir les proportions de méthane, d'éthane, de propane, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone, de sulfure d'hydrogène, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène qu'il contient.

Méthane

L'utilisateur entre la teneur en méthane (CH_4) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Éthane

L'utilisateur entre la teneur en éthane (C_2H_6) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Propane

L'utilisateur entre la teneur en propane (C_3H_8) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Monoxyde de carbone

L'utilisateur entre la teneur en monoxyde de carbone (CO) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Dioxyde de carbone

L'utilisateur entre la teneur en dioxyde de carbone (CO_2) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Sulfure d'hydrogène

L'utilisateur entre la teneur en sulfure d'hydrogène (H_2S) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Hydrogène

L'utilisateur entre la teneur en hydrogène (H_2) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Azote

L'utilisateur entre la teneur en azote (N_2) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Oxygène

L'utilisateur entre la teneur en oxygène (O_2) présent dans le combustible en pourcentage volumique ou massique (suivant la méthode d'entrée choisie). Elle est utilisée pour calculer le pouvoir calorifique du combustible.

Total

Le modèle calcule le pourcentage volumique ou massique total (en fonction de la méthode d'entrée choisie) du combustible évalué. L'utilisateur doit vérifier que la valeur est égale à 100 %.

Pouvoir calorifique supérieur (PCS)

Le modèle calcule le pouvoir calorifique supérieur du combustible en utilisant la formule de Delong.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie dégagée lors de la combustion complète du combustible. Selon la composition du combustible, sa teneur en hydrogène plus précisément, la quantité de vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion varie. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme gazeuse, y compris l'eau sous forme de vapeur.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI)

Le modèle calcule le pouvoir calorifique inférieur du combustible en utilisant la formule de Delong.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie dégagée lors de la combustion complète du combustible. Selon la composition du combustible, sa teneur en hydrogène plus précisément, la quantité de vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion varie. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que l'on condense la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme gazeuse, y compris l'eau sous forme de vapeur.

Consommation de combustible - unité

L'utilisateur choisit l'unité de consommation de combustible.

Densité

Le modèle calcule la densité du combustible à la pression normale (1 atm ou 101,3 kPa) et à la température de référence entrée précédemment.

Prix du combustible - unité

Le modèle affiche l'unité du prix du combustible.

Facteur d'émission de CO₂

L'utilisateur entre le facteur d'émission du dioxyde de carbone (CO₂) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Notons que le modèle calcule aussi le facteur d'émission de CO₂ basé sur l'analyse immédiate et que cette valeur est affichée à droite de la cellule d'entrée. Toutefois, pour les biogaz, il est suggéré de mettre cette valeur égale à zéro lors de la préparation de l'analyse des émissions GES, puisque l'on reconnaît généralement que la biomasse se renouvelle suffisamment rapidement à l'échelle de vie humaine pour que la quantité de CO₂ émise lors de la combustion de la biomasse soit absorbée par la végétation en train de renouveler une quantité similaire de biomasse.

Facteur d'émission de CH₄

L'utilisateur entre le facteur d'émission du méthane (CH₄) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Facteur d'émission de N₂O

L'utilisateur entre le facteur d'émission d'oxyde nitreux (N₂O) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Note : À ce stade, l'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Gaz d'enfouissement (biogaz)

Cet outil est utilisé pour caractériser le combustible « Gaz d'enfouissement (biogaz) » choisi par l'utilisateur à partir de la liste « Type de combustible » dans la feuille de calcul *Choix des équipements*. Le biogaz peut être acheminé par un système de captage des biogaz d'une décharge proche, ou par la construction d'un nouveau système de captage des biogaz. L'utilisateur entre le coût du nouveau système de collecte des biogaz dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*.

Le biogaz est généré par la décomposition anaérobie des déchets placés dans la décharge. La composition du biogaz est variable et dépend d'un certain nombre de conditions spécifiques au site comme la composition, la densité, l'humidité et l'âge des déchets solides. La composition spécifique du biogaz varie de manière significative d'une décharge à l'autre, et même, d'un endroit à l'autre au sein de la décharge. Toutefois, le biogaz comprend généralement du méthane et du dioxyde de carbone, environ 50 pour cent de chaque en volume ainsi que des traces des autres composants. Le méthane est le principal composant du biogaz quant à sa contribution au pouvoir calorifique. Le pouvoir calorifique du méthane est en général défini sur une base volumique.

Il y a de nombreux modèles disponibles pour estimer la production de biogaz, mais les modèles standard admis par l'industrie sont généralement des modèles à cinétique du premier ordre qui se fondent sur un certain nombre d'hypothèses de base. Ces modèles sont utilisés pour générer la variation du taux de production de biogaz avec le temps pour une masse typique de déchets solides. Ces variations du taux de production de biogaz en fonction du temps sont ensuite combinées aux enregistrements, ou projections, du remplissage en déchets solides du site pour estimer la production future de biogaz.

RETScreen utilise le modèle Scholl Canyon. Ce modèle, incorporant des paramètres par défaut, est un modèle empirique de décomposition du premier ordre largement accepté et utilisé par l'industrie et les agences de contrôle telles qu'Environnement Canada et la

United States Environmental Protection Agency (USEPA). Il y a beaucoup d'autres modèles, tout aussi détaillés, disponibles pour évaluer les taux de production des biogaz des sites d'enfouissement. Cependant, ces modèles exigent une connaissance plus précise des quantités de déchets, de leur composition et des pratiques d'enfouissement au site qu'il n'est normalement disponible, particulièrement pour les sites plus anciens où de telles informations n'ont pas été exigées. Le modèle Scholl Canyon est fondé sur l'hypothèse qu'il y a une fraction constante de matériel biodégradable dans la décharge par unité de temps. Il fournit une évaluation de la production de méthane que l'on peut extraire de ce matériel biodégradable [Banque mondiale, 2004].

Décharge

Année d'ouverture de la décharge

L'utilisateur entre l'année d'ouverture de la décharge (ou l'année où la décharge va ouvrir) et de réception des déchets.

Année de fermeture de la décharge

L'utilisateur entre la dernière année d'utilisation de la décharge, c'est-à-dire la dernière année où les déchets sont acceptés.

Années de données sur les déchets

L'utilisateur entre les années de données sur les déchets, sur la base des années pour lesquelles les changements les plus importants de la quantité annuelle de déchets enfouis sont arrivés, ou arriveront. Six années de données sur les quantités annuelles de déchets déposés sont entrées dans cette rangée. Chacune de ces années correspond à des taux d'enfouissement qui sont caractéristiques d'un point de vue historique, ou de l'utilisation future du site. Le modèle recopie l'année d'ouverture et l'année de fermeture de la décharge à partir des données entrées dans les deux cellules précédentes. L'utilisateur doit spécifier les quatre années intermédiaires entre ces deux dates.

Par exemple, si on traçait la courbe de la quantité annuelle de déchets enfouis en fonction du temps (en années), l'utilisateur choisirait les années correspondant aux points d'inflexion sur la courbe. S'il n'y a aucun changement significatif du profil d'enfouissement des déchets en fonction du temps, ou moins de points d'inflexion qu'exige le modèle, l'utilisateur devrait choisir les années à intervalle de temps régulier. L'utilisateur doit entrer une année dans chaque colonne, et ces années doivent suivre un ordre chronologique.

Quantité annuelle de déchets

L'utilisateur entre la quantité annuelle de déchets correspondant aux années de données sur les déchets dans la rangée au-dessus. Le modèle interpole linéairement les quantités annuelles de déchets pour toutes les années entre celles qui ont été entrées.

Une quantité annuelle de déchets doit être entrée dans chaque cellule de cette rangée.

Quantité cumulée de déchets (x années)

Le modèle calcule la quantité cumulée de déchets pendant la durée d'exploitation de la décharge à partir des valeurs entrées par l'utilisateur dans les cellules correspondantes à la quantité annuelle de déchets.

Gaz d'enfouissement (biogaz)

Temps de latence avant la production de biogaz

L'utilisateur entre la durée (en années) prévue entre le moment où les déchets sont placés dans la décharge et le moment où commence la production de biogaz. Un temps de latence typique entre le dépôt des déchets et la production de biogaz est d'environ 1 an.

Constante de production de méthane (k)

L'utilisateur entre la constante de production de méthane k , qui représente la vitesse de biodégradation du premier ordre avec laquelle le méthane est produit après le dépôt des déchets biodégradables dans la décharge. Cette constante est influencée par l'humidité, la disponibilité en nutriments, le pH et la température. La teneur en humidité des déchets à l'intérieur de la décharge est l'un des paramètres les plus importants pour la production de biogaz. L'infiltration des précipitations à travers la « couverture » de la décharge, l'humidité initiale des déchets, la conception du système de collecte du lixiviat et l'épaisseur des déchets dans le site sont les principaux facteurs qui influencent l'humidité des déchets.

Des valeurs typiques pour k vont de 0,02 pour les sites secs à 0,07 pour les sites humides. Des valeurs typiques de k sont présentées dans le tableau Variation des valeurs de k en fonction des précipitations annuelles.

Pourcentage volumique de méthane dans le biogaz

L'utilisateur entre le pourcentage de méthane dans le biogaz sur une base volumique. Cette valeur est utilisée pour calculer la valeur de la « Production de méthane par les déchets (Lo) » ainsi que le facteur d'émission du méthane. En pratique, on considère que

le biogaz produit contient environ 50 % de méthane et 50 % de dioxyde de carbone (en volume).

Production de méthane par les déchets (Lo)

L'utilisateur entre le volume de production de méthane par les déchets (Lo) exprimé par tonne de déchets. La production de méthane par les déchets représente le rendement total en méthane qui sera produit par les déchets déposés dans la décharge.

La production de méthane par les déchets, aussi appelée « Lo », dépend de la composition des déchets, en particulier, de la fraction de matière organique présente. La valeur Lo est choisie à partir d'une évaluation de la teneur en carbone dans les déchets, de la fraction en carbone biodégradable et d'un facteur de conversion stoechiométrique. Les valeurs typiques de ce paramètre sont comprises entre 125 m³ de méthane/tonne de déchets pour un déchet modérément décomposable à 310 m³ de méthane/tonne de déchets pour des déchets organiques fortement décomposables. Une valeur par défaut pour Lo de 170 m³ de méthane/tonne de déchets, est recommandée par la United States Environmental Protection Agency (USEPA) dans sa New Source Performance Guidelines (NSPS Tier 1 default, 1994), est considérée comme une valeur assez prudente. Elle est représentative d'une majorité de décharges à ordures domestiques et municipales pour les déchets solides aux États-Unis. Le choix d'une valeur différente pour la production de méthane par les déchets (Lo) devrait être basé sur la connaissance et l'expérience des gestionnaires du site de la décharge évaluée.

Facteur de correction pour matières inertes

L'utilisateur entre le facteur de correction pour matières inertes. Un déchet inerte est un déchet qui ne contient pas assez de matière organique ou biodégradable, par exemple, les déchets de construction ou de démolition. Ce facteur de correction est différent de la valeur de la production de méthane par les déchets (Lo), qui prend déjà en compte le fait qu'une certaine fraction des déchets domestiques municipaux, comme les déchets industriels, commerciaux ou institutionnels, contiennent une fraction de matière inerte. Sauf cas particulier (comme le cas où il y aurait une proportion significative des déchets considérés comme des matières inertes sur une base annuelle régulière), ce facteur de correction pour les matières inertes connues doit être égal à 0.

Production de biogaz - Théorique

Le modèle calcule le volume théorique de biogaz qui peut être produit par tonne de déchets en divisant la valeur de la « Production de méthane par les déchets (Lo) » par la valeur du « Pourcentage volumique de méthane dans le biogaz ».

Efficacité de captage du biogaz

L'utilisateur entre l'efficacité de captage du biogaz. Les valeurs typiques sont comprises entre 60 et 80 % du gaz récupéré, une valeur de 75 % est normalement adoptée en l'absence de données précises relatives au site.

Production de biogaz - Potentiel

Le modèle calcule le volume potentiel de biogaz qui peut être produit par tonne de déchets dans la décharge, collecté par le système de collecte et potentiellement utilisé par le projet de production d'énergie. Il est calculé en multipliant la « Production de biogaz - Théorique » par l'« Efficacité de captage du biogaz ».

Pouvoir calorifique du biogaz

L'utilisateur entre le pouvoir calorifique du biogaz. Le pouvoir calorifique du biogaz est basé sur la concentration en méthane dans le biogaz puisque le méthane est le composant principal qui contribue à sa valeur.

Un biogaz typique se compose d'environ 50 % de méthane et 50 % de dioxyde de carbone et il a un pouvoir calorifique proche de 18,5 MJ/m³.

Biogaz - Facteur d'émission de CH₄

Le modèle calcule le facteur d'émission du méthane (CH₄) pour le biogaz produit dans la décharge. Cette valeur est utilisée pour calculer les émissions de gaz à effet de serre (GES) du cas de référence résultant de la portion du biogaz qui n'est pas brûlée par torchère.

Projet de production d'énergie

Première année d'utilisation de biogaz

L'utilisateur entre la première année pour laquelle le biogaz sera utilisé comme combustible dans le projet de production d'énergie.

Durée de vie du projet

L'utilisateur entre la durée de vie du projet dans la feuille de calcul *Sommaire financier*, cette donnée est automatiquement copiée dans la feuille de calcul *Outils*.

Unités

L'utilisateur choisit, à partir de la liste déroulante, le type d'unités (énergie ou volume) dans laquelle les résultats de cette sous-section seront affichés.

Combustible nécessaire - moyenne

Le modèle calcule la consommation moyenne de biogaz par heure pour le type d'équipement entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Voir la figure suivante :

[Combustible nécessaire - moyenne](#)

Potentiel de récupération du biogaz

Le modèle calcule le potentiel de récupération du biogaz par heure, jusqu'à un montant maximum égal au « Combustible nécessaire - moyenne » calculé dans la cellule au-dessus.

Le pourcentage du potentiel de récupération du biogaz sur la moyenne de combustible nécessaire est aussi calculé.

Voir la figure suivante :

[Potentiel de récupération du biogaz](#)

Complément de combustible nécessaire

Le modèle calcule le complément de combustible nécessaire par heure pour le type d'équipement entré par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Choix des équipements*. C'est la quantité de combustible requis qui ne peut pas venir de la décharge et qui doit provenir d'autres sources de combustible (p. ex. du gaz naturel).

Le pourcentage du complément de combustible nécessaire sur la moyenne de combustible nécessaire est aussi calculé.

Voir la figure suivante :

[Complément de combustible nécessaire](#)

Combustible nécessaire - annuel

Le modèle calcule la consommation annuelle de combustible pour le cas proposé du projet de production d'énergie.

Voir la figure suivante :

[Combustible nécessaire - annuel](#)

Potentiel de récupération du biogaz - annuel

Le modèle calcule le potentiel annuel de récupération du biogaz, qui est la quantité moyenne annuelle de biogaz produit par les déchets de la décharge et qui est capté par le système de captage du biogaz.

Voir la figure suivante :

[Potentiel de récupération du biogaz - annuel](#)

Graphique d'évolution de la production de biogaz

Le graphique d'évolution de la production de biogaz montre les taux théoriques et potentiel de production de biogaz dans la décharge, ainsi que le combustible nécessaire au projet de production d'énergie, durant la durée de vie de la décharge et celle du projet de production d'énergie.

Analyse des GES

Système de biogaz - Cas de référence

L'utilisateur choisit le type de système de captage du biogaz du cas de référence à partir de la liste déroulante (« Non récupéré » et « Brûlé par torchère »).

% de biogaz brûlé par torchère - Cas de référence

L'utilisateur entre la quantité de biogaz brûlé par torchère dans le scénario du cas de référence. Cette valeur est utilisée pour calculer les émissions de GES issus de la décharge dans le cas de référence.

Biogaz brûlé par torchère - Cas de référence

Le modèle calcule le montant moyen annuel du biogaz brûlé par torchère dans le scénario du cas de référence pendant la durée de vie du projet.

Biogaz brûlé par torchère - Cas proposé

Le modèle calcule le montant moyen annuel du biogaz brûlé par torchère dans le scénario du cas proposé pendant la durée de vie du projet. C'est le montant moyen annuel de biogaz produit à partir des déchets de la décharge, capté par le système de captage, mais

qui n'est pas utilisé comme combustible par le projet du cas proposé, et qui est à la place brûlé par torchère.

Facteur d'émission de CO₂

L'utilisateur entre le facteur d'émission du dioxyde de carbone (CO₂) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

Pour les biogaz de sites d'enfouissement, il est préférable de supposer que cette valeur est nulle lors de la préparation de l'analyse des GES.

Facteur d'émission de CH₄

L'utilisateur entre le facteur d'émission du méthane (CH₄) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

En l'absence de données spécifiques, des valeurs de 0,0036 pour le PCS et 0,0040 pour le PCI fournissent une première estimation convenable.

Facteur d'émission de N₂O

L'utilisateur entre le facteur d'émission d'oxyde nitreux (N₂O) du combustible. Il représente la masse de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite. Les unités sont données en kilogrammes de gaz émis par gigajoule d'énergie thermique produite (kg/GJ).

En l'absence de données spécifiques, des valeurs de 0,0009 pour le PCS et 0,0010 pour le PCI fournissent une première estimation convenable.

Note : À ce stade, l'utilisateur doit retourner à la feuille de calcul *Choix des équipements*.

Combustible humide

Cet outil est utilisé pour convertir les valeurs de consommation de combustible et de prix du combustible pour les combustibles choisis par l'utilisateur dans la liste déroulante « Type de combustible » des feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Charge et réseau*, *Choix des équipements* ou *Analyse des GES*, d'une « base sèche » à des valeurs « humides ».

Type de combustible

L'utilisateur choisit le(s) type(s) de combustible dans la liste déroulante « Type de

combustible » dans les feuilles de calcul *Modèle énergétique*, *Charge et réseau*, *Choix des équipements* ou *Analyse des GES*, et le(s) type(s) de combustible est (sont) copié(s) automatiquement dans la feuille de calcul *Outils*.

Consommation de combustible - unité

Le modèle affiche l'unité utilisée pour le(s) type(s) de combustible choisi(s).

Consommation de combustible

Le modèle affiche la consommation annuelle de combustible pour le(s) type(s) de combustible choisi(s). La consommation de combustible est donnée sur une « base sèche » (c.-à-d. sans l'humidité).

Prix du combustible

Le modèle affiche le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le(s) type(s) de combustible choisi(s). Le prix du combustible est donné sur une « base sèche » (c.-à-d. sans l'humidité).

Coût du combustible

Le modèle affiche le coût annuel du combustible pour le(s) type(s) de combustible choisi(s).

% d'eau dans le combustible humide

L'utilisateur entre le % d'eau dans le combustible humide pour le(s) type(s) de combustible.

Pour le bois, les valeurs typiques de l'humidité sont comprises entre 10 et 50 % et entre 40 et 55 % pour du bois fraîchement taillé en copeaux. Les combustibles qui ont une humidité supérieure à 50 à 55 % ont besoin d'être séchés avant de pouvoir être utilisés comme combustible.

Consommation de combustible - humide

Le modèle calcule la consommation annuelle de combustible humide pour le(s) type(s) de combustible choisi(s).

Prix du combustible - humide

Le modèle calcule le prix du combustible humide (prix par unité de combustible) pour le(s) type(s) de combustible choisi(s).

Pouvoir calorifique et prix du combustible

Cet outil est utilisé pour convertir le pouvoir calorifique et le prix du combustible dans des unités alternatives pour le combustible choisi dans la liste déroulante « Type de combustible ».

Type de combustible

L'utilisateur choisit le type de combustible à partir de la liste déroulante.

Pouvoir calorifique

Le modèle affiche le pouvoir calorifique du combustible choisi. Une liste déroulante est fournie pour permettre à l'utilisateur de voir le pouvoir calorifique dans les unités alternatives.

Le pouvoir calorifique est la mesure de l'énergie récupérée lorsqu'un combustible a complètement brûlé. En fonction de la composition du combustible (de sa teneur en hydrogène) la quantité de vapeur dans les produits de combustion varie. Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) est calculé en supposant que les produits de combustion se condensent et que la vapeur se transforme en eau. Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est calculé en supposant que les produits de combustion restent sous forme vapeur.

En fonction du choix effectué pour le « Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur » en haut de la feuille de calcul *Modèle énergétique*, la valeur correspondante s'affichera.

Prix du combustible

L'utilisateur entre le prix du combustible (prix par unité de combustible) pour le type

Distance			
1 po	=	0,0254 m	(exact)
1 pi	=	0,3048 m	(exact)
1 mi	=	5 280 pi	(exact)
Surface			
1 pi ²	=	0,092903 m ²	(exact)
1 acre	=	43 560 pi ²	(exact)
1 mi ²	=	27 878 400 pi ²	(exact)
1 ha	=	10 000 m ²	(exact)
Volume			
1 m ³	=	1 000 L	(exact)
1 po ³	=	0,01638 L	(exact)
1 gall. US	=	231 po ³	(exact)
1 gall. imp.	=	4,54609 L	(exact)
1 pi ³	=	1,728 po ³	(exact)
1 baril	=	42 gall. US	(exact)
1 yard ³	=	27 pi ³	(exact)
Masse			
1 t	=	1 000 kg	(exact)
1 lb	=	0,4536 kg	(exact)
Pression			
1 bar	=	100 kPa	(exact)
1 bar	=	14,5038 psia	(exact)
1 atm	=	101,3250 kPa	(exact)
1 atm	=	760,0000 mm Hg (0 °C)	(exact)
1 atm	=	29,9213 po Hg (0 °C)	(exact)
1 atm	=	10,3323 m H ₂ O (4 °C)	(exact)
1 atm	=	33,8986 pi H ₂ O (4 °C)	(exact)
Température			
°C	=	(°F - 32) / 1.8	(exact)
°F	=	°C * 1.8 + 32	(exact)
0 K	=	- 273.15 °C	(exact)
Puissance (charge)			
1 Btu/h	=	0,2931 W	(exact)
1 kW	=	3 600 kJ/h	(exact)
1 hp (électrique)	=	746 W	(exact)
1 hp (chaudière)	=	9 809,5 W	(exact)
1 TR	=	12 000 Btu/h	(exact)
Énergie (demande)			
1 Btu	=	1,0551 kJ	(exact)
1 kcal	=	4,1868 kJ	(exact)
1 kWh	=	3 600 kJ	(exact)
Pouvoir calorifique			
1 MJ/kg	=	429,9226 Btu/lb	(exact)
1 MJ/kg	=	238,8459 kcal/kg	(exact)
Facteur d'émission			
1 kg/GJ	=	0,0036 kg/kWh	(exact)
1 kg/GJ	=	0,0036 t/MWh	(exact)
1 lb/MWh	=	0,1260 kg/GJ	(exact)
1 kg/GJ	=	2,3260 lb/million Btu	(exact)
Charge			
1 W/m ²	=	0,3170 Btu/pi ²	(exact)
1 W/m ²	=	37 855,0889 pi ² /TR	(exact)
1 W/m ²	=	0,0264 TR/1000 pi ²	(exact)

Facteurs de conversion

de combustible choisi, et le modèle calcule le prix du combustible dans les unités alternatives.

Conversion d'unités

Cet outil est utilisé pour convertir une unité sélectionnée en une autre. Les conversions sont basées sur les facteurs de conversion du tableau précédent.

Consommation spécifique

Cet outil est utilisé pour calculer la consommation spécifique, le taux de récupération de chaleur ou le rendement total du système du projet de production de chaleur et d'électricité, en utilisant trois méthodes séparées basées sur différents types d'informations normalement disponibles auprès des fournisseurs ou concepteurs du système.

Voir l'une des figures suivantes :

[Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération](#)
[Calcul du rendement](#)

Capacité électrique

L'utilisateur entre la capacité électrique (puissance de production d'électricité) de l'équipement.

Combustible nécessaire

Dans la méthode 1, l'utilisateur entre la consommation horaire de combustible nécessaire à l'équipement. Pour les méthodes 2 et 3, le modèle calcule la consommation horaire de combustible nécessaire à partir de la consommation spécifique du système.

Capacité thermique

Dans la méthode 1 et 2, l'utilisateur entre la capacité thermique de l'équipement électrique (c.-à-d. l'énergie thermique utilisable). La capacité thermique de l'équipement électrique est utilisée pour calculer le taux de récupération de chaleur. Pour la méthode 3, la puissance thermique est calculée à partir du taux de récupération de chaleur.

Consommation spécifique

Dans la méthode 1, la consommation spécifique est calculée comme le rapport du combustible nécessaire sur la capacité électrique. Pour les méthodes 2 et 3, l'utilisateur entre la consommation spécifique.

Taux de récupération de chaleur

Dans les méthodes 1 et 2, le taux de récupération de chaleur est calculé à partir de la capacité thermique, de la capacité électrique et du combustible nécessaire. Pour la méthode 3, l'utilisateur entre le taux de récupération de chaleur pour calculer la capacité thermique.

Rendement

Dans la méthode 1, le modèle calcule le rendement total du système du projet de production de chaleur et d'électricité en divisant l'énergie récupérée du combustible (pour l'électricité et la chaleur) par le combustible nécessaire.

Prix de l'électricité - période d'utilisation

Cet outil est utilisé pour déterminer le prix moyen de l'électricité à partir d'informations disponibles sur la facture d'électricité qui inclut une tarification différenciée dans le temps (selon la période d'utilisation).

L'utilisateur entre les valeurs des tarifs de pointe et hors-pointe, pour deux saisons différentes, pour les jours de la semaine ou les jours de fin de semaine, pendant le jour ou la nuit. L'utilisateur entre la structure tarifaire et la charge moyenne estimée pour les différentes périodes. Le modèle calcule alors le coût total de l'électricité pour l'année, la demande annuelle en électricité et le prix moyen de l'électricité pour l'année. Ce prix de l'électricité peut être utilisé pour les systèmes du cas de référence ou proposé, selon les circonstances du projet.

Début

L'utilisateur entre la date de début soit le jour et le mois (jj/mm) de début de la première saison qui est définie dans la structure tarifaire. Le modèle est basé sur l'hypothèse que les journées ne faisant pas partie de la première saison, font partie automatiquement de la seconde saison.

L'utilisateur entre l'heure du début des différentes périodes tarifaires dans cette colonne. L'heure peut être entrée en utilisant les 24 heures d'une journée ou par la méthode AM/PM (14 :00 peut être entré comme 2 PM).

Fin

L'utilisateur entre la date de fin, soit le jour et le mois (jj/mm) de fin de la première saison qui est définie dans la structure tarifaire. Le modèle est basé sur l'hypothèse que les journées qui ne font pas partie de la première saison, font partie automatiquement de la seconde saison.

L'utilisateur entre l'heure de fin des différentes périodes tarifaires dans cette colonne. L'heure peut être entrée en utilisant les 24 heures d'une journée ou par la méthode AM/PM (14 :00 peut être entré comme 2 PM).

Heures

Le modèle calcule le nombre d'heures dans chaque période de tarification.

Coût de la puissance facturée

L'utilisateur entre le coût de la puissance facturée pour différentes périodes tarifaires, pour les tarifs de pointe seulement.

Coût de l'énergie

L'utilisateur entre le coût de l'énergie pour différentes périodes tarifaires.

Charge moyenne

L'utilisateur entre la charge moyenne estimée pendant les différentes périodes tarifaires.

Demande d'électricité - période d'utilisation

Le modèle calcule la demande d'électricité estimée pour les différentes périodes tarifaires en multipliant la charge moyenne pour la période par le nombre d'heures de la semaine.

Coût de l'électricité

Le modèle calcule le coût estimé de l'électricité pour différentes périodes tarifaires sur une base hebdomadaire, en multipliant la demande d'électricité par le coût de l'énergie. Le coût de la puissance facturée est calculé séparément et il est compris dans le coût total annuel de l'électricité.

Coût fixe - mensuel

L'utilisateur entre le coût fixe mensuel.

% à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe

L'utilisateur entre le % à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe, qui représente le pourcentage du temps pendant lequel la charge de pointe dépasse la charge moyenne mensuelle maximale sur une période de 12 mois.

Coût total de l'électricité

Le modèle calcule le coût total annuel de l'électricité.

Demande d'électricité

Le modèle calcule la demande annuelle d'électricité.

Prix de l'électricité

Le modèle calcule le prix moyen de l'électricité pour l'année. Ce prix peut être utilisé pour les systèmes du cas de référence ou proposé, selon les circonstances du projet.

Prix de l'électricité - mensuel

Cet outil est utilisé pour déterminer le prix moyen de l'électricité pour le système de production d'électricité du cas de référence, à partir d'informations extraites de la facture mensuelle d'électricité.

Pour un maximum de quatre périodes tarifaires différentes, l'utilisateur entre les valeurs mensuelles de la demande en électricité, la charge de pointe pour le mois, le coût fixe mensuel et le coût total de l'électricité pour le mois. Le modèle calcule alors la charge moyenne pour chaque mois, le % à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe, la charge de pointe annuelle, la demande annuelle d'électricité, et le prix de l'électricité du cas de référence. Ces valeurs peuvent alors être employées dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence » dans la feuille de calcul *Charge et réseau* pour aider l'utilisateur à compléter son analyse.

Prix - kWh

L'utilisateur entre la demande d'électricité par mois pour chaque période tarifaire appropriée.

Charge de pointe

L'utilisateur entre la charge de pointe par mois.

Coût fixe - mensuel

L'utilisateur entre le coût fixe par mois.

Coût total de l'électricité

L'utilisateur entre le coût total de l'électricité par mois.

Charge moyenne

Le modèle calcule la charge moyenne par mois en divisant la demande d'électricité par le nombre d'heures par mois. Ces valeurs peuvent alors être employées dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence » dans la feuille de calcul *Charge et réseau*, dans la colonne « Charge électrique moyenne brute » pour aider l'utilisateur à compléter son analyse.

% à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe

Le modèle calcule le % à ajouter à la moyenne mensuelle maximale pour la charge de pointe, qui représente le pourcentage du temps pendant lequel la charge de pointe dépasse la charge moyenne mensuelle maximale pour une période de 12 mois. Cette valeur peut être utilisée dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence » dans la feuille de calcul *Charge et réseau* pour aider l'utilisateur à compléter son analyse.

Charge de pointe - annuelle

Le modèle calcule la charge de pointe annuelle.

Demande d'électricité

Le modèle calcule la demande annuelle d'électricité.

Différence de la demande d'électricité

Le modèle affiche la différence dans les calculs entre la demande annuelle d'électricité entrée par l'utilisateur à partir des factures mensuelles et le montant calculé par le modèle en utilisant les valeurs de la charge moyenne et de la charge de pointe sur une base mensuelle. L'utilisateur devrait utiliser la valeur du « Facteur de correction de la demande d'électricité » dans la prochaine cellule pour rendre cette différence raisonnablement mineure (p. ex. de l'ordre de 1 à 2 %).

Facteur de correction de la demande d'électricité

L'utilisateur devrait entrer des valeurs du facteur de correction de la demande d'électricité dans un processus itératif jusqu'à ce que la valeur de la « Différence de la demande d'électricité » calculée dans la cellule ci-dessus soit raisonnablement mineure (p. ex. de l'ordre de 1 à 2 %). La fonction « Valeur cible » d'Excel ne peut pas être utilisée pour ce calcul.

Prix de l'électricité - cas de référence

Le modèle calcule le prix moyen de l'électricité pour le système du cas de référence. Cette valeur peut être utilisée dans la section « Caractéristiques de la charge du cas de référence » dans la feuille de calcul *Charge et réseau* pour aider l'utilisateur à compléter son analyse.

Eau et vapeur d'eau

Cet outil est utilisé pour calculer les propriétés de l'eau et de la vapeur d'eau. Ces valeurs sont calculées grâce aux équations présentées dans « The International Association for the Properties of Water and Steam, Release on the IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam. » L'entropie et l'enthalpie sont calculées avec l'équation 7 pour l'état liquide, et avec les équations 15, 18 et 19 pour la vapeur, car elles sont fonction de la pression et de la température. Finalement, la température de saturation est calculée avec l'équation 31 en fonction de la pression.

Température de l'eau

L'utilisateur entre la température de l'eau et le modèle calcule l'enthalpie à la température choisie, en kJ/kg.

Différence d'enthalpie

Le modèle calcule la différence d'enthalpie pour les deux températures choisies, en kJ/kg.

Pression de vapeur

L'utilisateur entre la pression de la vapeur.

Température de saturation

Le modèle calcule la température de saturation de la vapeur. La température de saturation est le point d'ébullition à la pression choisie pour la vapeur.

Température de vapeur

L'utilisateur entre la température de la vapeur et le modèle calcule l'enthalpie à la température choisie, en kJ/kg. Si la vapeur surchauffée n'est pas prise en compte, entrer la température de saturation.

Équivalence de GES

Cet outil est utilisé pour comparer la réduction annuelle nette d'émissions de GES dans des unités plus faciles à visualiser (p. ex. « Automobiles et camions légers non utilisés »). Ces chiffres sont basés sur des références nord-américaines d'utilisation de l'énergie. L'utilisateur peut alors comparer la « Réduction annuelle nette d'émissions de GES » calculée dans la feuille de calcul *Analyse des GES*, données en tonnes équivalentes d'émissions de CO₂ par an (t_{CO2}/an), en recopiant la valeur dans la première cellule, puis en sélectionnant dans la liste déroulante de la deuxième cellule, les unités de comparaison choisies.

Personnalisé (1 à 3)

Ces outils sont fournis afin de permettre à l'utilisateur de préparer des outils personnalisés pour RETScreen. Trois *Feuilles de calcul vierges* sont également fournies pour la même raison. Ces outils personnalisés et ces feuilles de calcul vierges peuvent être employés, par exemple, pour entrer plus de détails sur le projet, pour préparer des graphiques, pour exécuter une analyse de sensibilité plus détaillée et pour créer une base de données personnalisée. L'utilisateur peut également employer ces outils ou feuilles de calcul personnalisés pour développer un modèle complémentaire à RETScreen.

Données de produits

Certaines des exigences du modèle en matière de données sur les produits sont présentées dans la base de données de produits en ligne RETScreen. Pour avoir accès à la base de données de produits spécifiques au type de système à l'étude, l'utilisateur doit cliquer sur l'hyperlien identifié par du texte « bleu et souligné » qui se trouve à côté de la cellule de données d'entrée. Ce texte est soit « voir la base de données de produits », soit « voir BDP ». Cette base de données donne des renseignements sur l'équipement associé au projet. Depuis la boîte de dialogue de la base de données de produits en ligne RETScreen, l'utilisateur peut obtenir des données sur le rendement et les spécifications des produits, ainsi que de l'information sur les fournisseurs de ces produits.

La procédure de tri de la base de données de produits utilise d'abord le « type » de système ou d'équipement choisi par l'utilisateur dans les feuilles de calcul *Modèle énergétique* ou *Choix des équipements*. À partir de la boîte de dialogue, l'utilisateur peut ensuite, par exemple, choisir un fabricant, le modèle d'un produit et la quantité désirée. Les données peuvent être collées depuis la boîte de dialogue dans les feuilles de calcul grâce au bouton « Coller les données ». Seules les données en **gras** sont collées dans les feuilles de calcul; toutes les autres données sont fournies à titre de référence seulement. Les données saisies à l'aide de la base de données de produits en ligne RETScreen peuvent être **modifiées**; c.-à-d. que l'utilisateur peut utiliser d'autres données et saisir manuellement des valeurs dans les feuilles de calcul. La section « Autres informations » permet de fournir à l'utilisateur d'autres données utiles à l'étude, comme le type de carburant utilisé par un moteur ou une turbine, par exemple. La base de données contient un lien vers les sites Web de certains fournisseurs de produits. Dans le cas où le lien du site Web ne pourrait être activé, l'utilisateur devrait essayer avec un autre fureteur.

Il faut noter que la capacité des équipements de certaines technologies dans les bases de données, par exemple les moteurs à pistons, ne sont que des valeurs indicatives qui ont besoin d'être validées avec le fournisseur en fonction de l'application envisagée. Ainsi, la puissance maximale des moteurs à pistons est donnée pour des conditions standards ISO (15 °C, 101.3 kPa et 60 % d'humidité relative) et avec un carburant standard d'essais. Aussi, l'utilisateur doit-il s'assurer de l'influence qu'auront sur les performances réelles du moteur les paramètres du site du projet comme l'altitude, la température et l'humidité ambiantes, ainsi que les caractéristiques du carburant utilisé. Il est aussi possible de faire fonctionner un moteur à une puissance plus élevée que sa puissance nominale en acceptant que sa durée de vie soit diminuée et son entretien plus fréquent. Généralement, la puissance nominale d'un moteur tient compte d'une certaine dégradation de ses performances sur sa durée de vie. Il est donc possible de compter sur une puissance plus élevée dans le cas de projets de durée de vie plus courte.

Note : Pour accéder à liste complète des fournisseurs contenus dans la base de données de produits en ligne RETScreen, et à leurs coordonnées, l'utilisateur peut accéder à l'ensemble de la base de données en utilisant l'icône de la barre d'outils ou du menu d'aide RETScreen.

La base de données de produits est diffusée à des fins de renseignements et ne représente pas nécessairement le point de vue du Gouvernement du Canada ni ne constitue une quelconque acceptation d'un produit commercial ou d'une personne en particulier. Ni le Canada, ni ses ministres, représentants, employés ou agents n'assurent une garantie à l'égard de cette base de données ou n'assument une quelconque responsabilité à propos de celle-ci.

Les fabricants de produits qui aimeraient voir les renseignements sur leurs produits inscrits dans la base de données de produits doivent contacter RETScreen® International à :

RETScreen® International
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes
Ressources naturelles Canada
1615, boul. Lionel-Boulet, C.P. 4800
Varennes, QC, CANADA J3X 1S6

Tél. : +1-450-652-4621

Fax : +1-450-652-5177

Courriel : rets@rncan.gc.ca

Données météorologiques

Cette base de données contient certaines des données météorologiques nécessaires au modèle. Pour savoir comment accéder à la base de données météorologiques en ligne RETScreen, l'utilisateur peut consulter la section « Accès aux données et à l'aide ». Pendant l'exécution du logiciel, l'utilisateur peut obtenir des données météorologiques en provenance de **stations météorologiques de surveillance au sol** ou des **données-satellite de la NASA**. Les données de stations météorologiques de surveillance au sol sont obtenues en choisissant l'emplacement spécifique de la station, à partir de la boîte de dialogue de la base de données météorologiques en ligne RETScreen. Le bouton « Consulter les données-satellite de la NASA » de la boîte de dialogue permet d'accéder aux données météorologiques de la NASA, obtenues comme suite à des observations par satellite.

Données de stations météorologiques au sol

Depuis la boîte de dialogue, l'utilisateur choisit un pays, puis une sous-région (provinces au Canada, États aux États-Unis et n/d pour les autres pays) et finalement l'emplacement d'une station météorologique correspondant habituellement au nom d'une ville dans le pays choisi. Sur la Carte des données météorologiques, les points blancs représentent des stations météorologiques. Les données peuvent être collées depuis la boîte de dialogue dans les feuilles de calcul grâce au bouton « Coller les données ». Seules les données en **gras** sont collées dans les feuilles de calcul; toutes les autres données sont fournies à titre de référence seulement. Les données saisies à l'aide de la base de données météorologiques en ligne RETScreen peuvent être **modifiées**; c.-à-d. que l'utilisateur peut utiliser d'autres données et saisir manuellement des valeurs dans les feuilles de calcul. L'utilisateur peut également utiliser des cartes ressources ou les données-satellite de la NASA, en particulier lorsque le projet se trouve à un emplacement distant des stations météorologiques données.

Données-satellite mondiales de la NASA

Un lien pour le site Web « [NASA Surface meteorology and Solar Energy Data Set](#) » est disponible (en anglais seulement) à partir de la boîte de dialogue de la base de données météorologiques en ligne RETScreen. On retrouve sur ce site des données météorologiques et des données sur l'énergie solaire. L'utilisateur peut sélectionner les données requises pour le modèle en cliquant sur une région de la carte du monde affichée sur le site Web de la NASA. La zone sélectionnée est rétrécie à une « cellule » bornée par une latitude et une longitude spécifique. L'utilisateur peut ainsi simplement copier et coller ces données dans les feuilles de calcul de RETScreen ou encore entrer manuellement ces valeurs.

La NASA et le CTEC-Varennnes travaillent en coopération pour faciliter l'exploitation des données satellitaires mondiales de la NASA avec RETScreen et développer une nouvelle base de données météorologiques globales (voir « [Surface meteorology and Solar Energy](#)

[Data Set](#) » pour utiliser l'outil.) pour RETScreen. Ces travaux, qui sont parrainés dans le cadre du « Earth Science Enterprise Program » de la NASA, sont menés au Langley Research Center de la NASA et au CTEC-Varenes. Cette collaboration permet aux utilisateurs de RETScreen d'accéder (gratuitement) à des données par satellite comme le niveau d'ensoleillement de la surface terrestre, les températures mondiales et la vitesse des vents, simplement en cliquant sur les liens incorporés au logiciel RETScreen ou au site Web de la NASA. Ces données, qui n'étaient disponibles que depuis un nombre limité de stations météorologiques de surveillance au sol, sont cruciales pour l'évaluation du potentiel énergétique d'un projet. L'utilisation des données par satellite se traduira par des réductions de coûts considérables pour les utilisateurs, de nouveaux débouchés pour l'industrie et la possibilité pour le gouvernement et l'industrie d'évaluer le potentiel des ressources énergétiques régionales.

Données de coûts

Des données sur les coûts typiques nécessaires à la préparation des études RETScreen peuvent être obtenues en consultant la base de données de coûts et le manuel en ligne RETScreen. Cette base de données est intégrée à la « colonne de droite » de la feuille de calcul *Analyse des coûts*. Les coûts sont fondés sur les tarifs en vigueur au Canada et l'année de référence 2005. L'utilisateur peut également de créer sa propre base de données personnalisée.

Dans la feuille de calcul *Analyse des coûts*, l'utilisateur peut choisir différentes bases de référence pour l'aider à estimer les coûts d'implantation du projet. Il a ainsi la possibilité de modifier les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » en utilisant l'une des 3 options suivantes : « Canada - 2005 », « Aucun » et un choix de 5 options qui peuvent être définies par l'utilisateur (« Personnalisé 1 », « Personnalisé 2 », etc.).

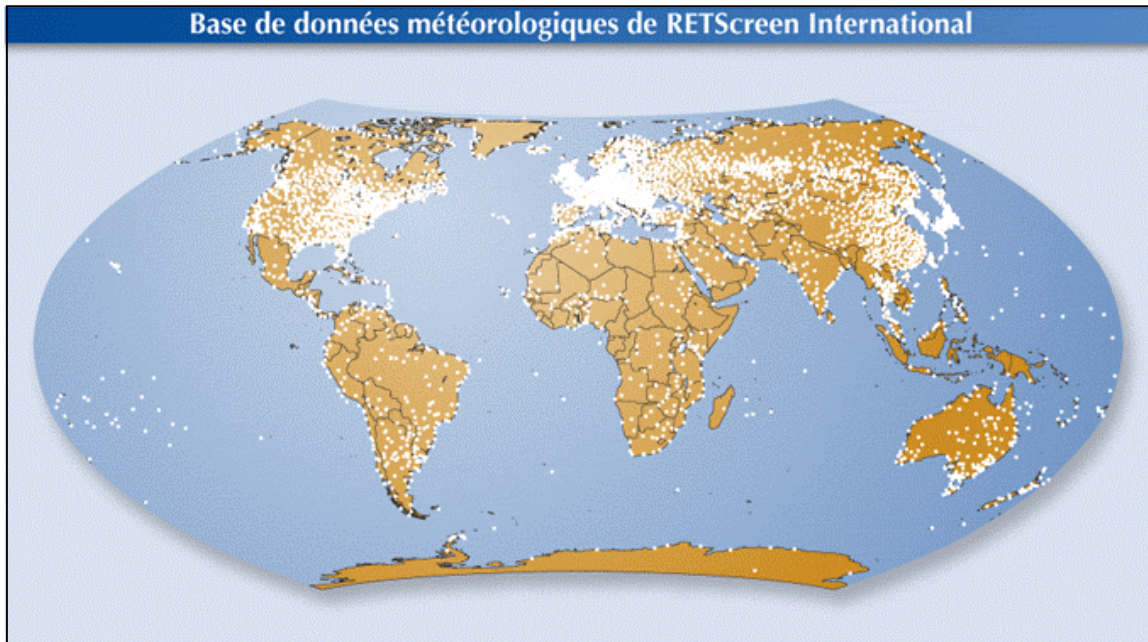
Si l'utilisateur choisit « Canada - 2005 », les plages de valeurs données dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » concernent des projets au Canada, avec des coûts en \$ canadiens, valides en 2005.

Si l'utilisateur choisit « Aucun », les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/coût » sont cachées. Cela permet d'alléger la présentation d'un rapport utilisant les feuilles de calcul RETScreen.

S'il choisit l'option « Personnalisé 1 » (ou une des 5 autres options définies par l'utilisateur), l'utilisateur peut entrer lui-même les valeurs quantitatives et les coûts qui s'appliquent typiquement à la région où le projet est envisagé ou à une autre année de référence des coûts dans les colonnes « Plage/quantité » et « Plage/unité ». L'utilisateur peut également changer le nom « Personnalisé 1 » par un nom plus descriptif, par exemple Japon - 2005 pour créer un ensemble de valeurs de quantités et de coûts. Il est également possible d'évaluer un seul projet selon différents scénarios de plages de coûts et de quantités et de conserver ces différents scénarios de coûts en les créant dans les différentes références « Personnalisé 1 » à « Personnalisé 5 ». Ainsi, l'utilisateur peut conserver, pour son usage propre, jusqu'à 5 plages de références de coûts et d'ordres de grandeur qu'il peut utiliser ensuite pour procéder à l'analyse RETScreen d'autres projets avec des références de coûts propres à sa région d'affaires, créant ainsi une nouvelle base locale de données de référence.

Tableaux & Figures

Carte des données météorologiques



Projet de production de chaleur seulement



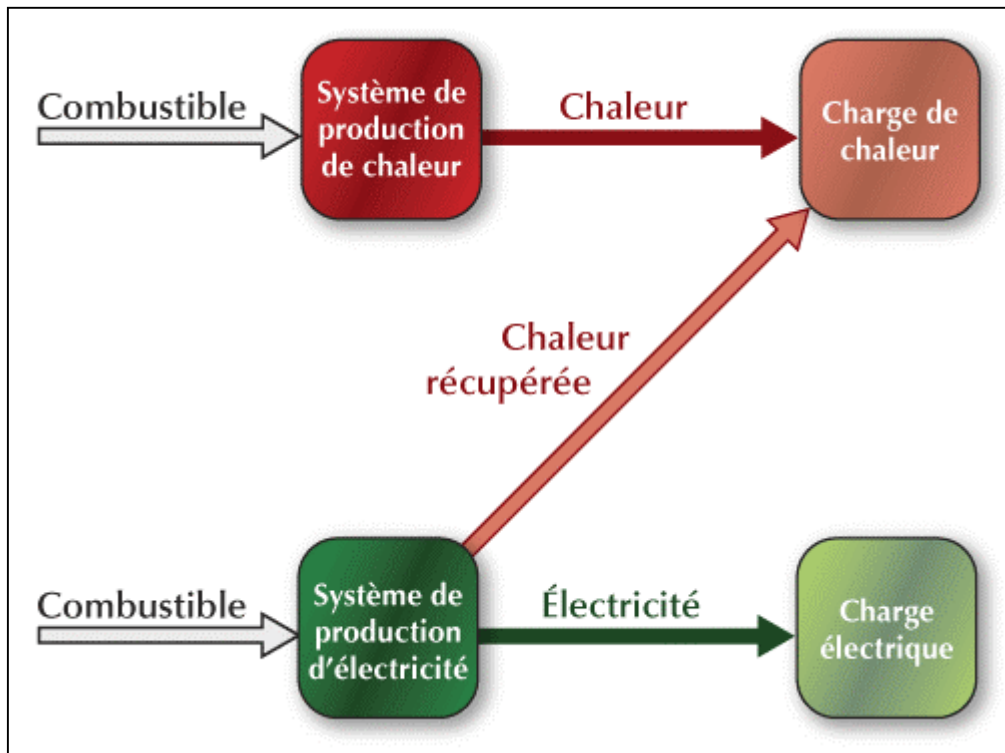
Projet de production d'électricité seulement



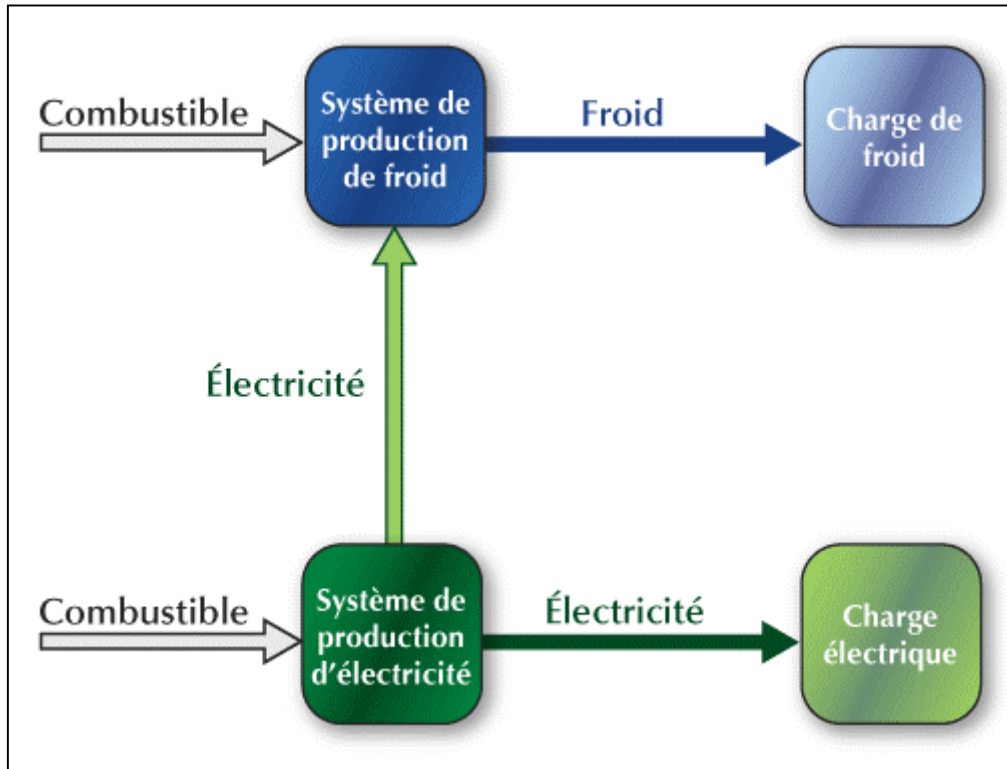
Projet de production de froid seulement



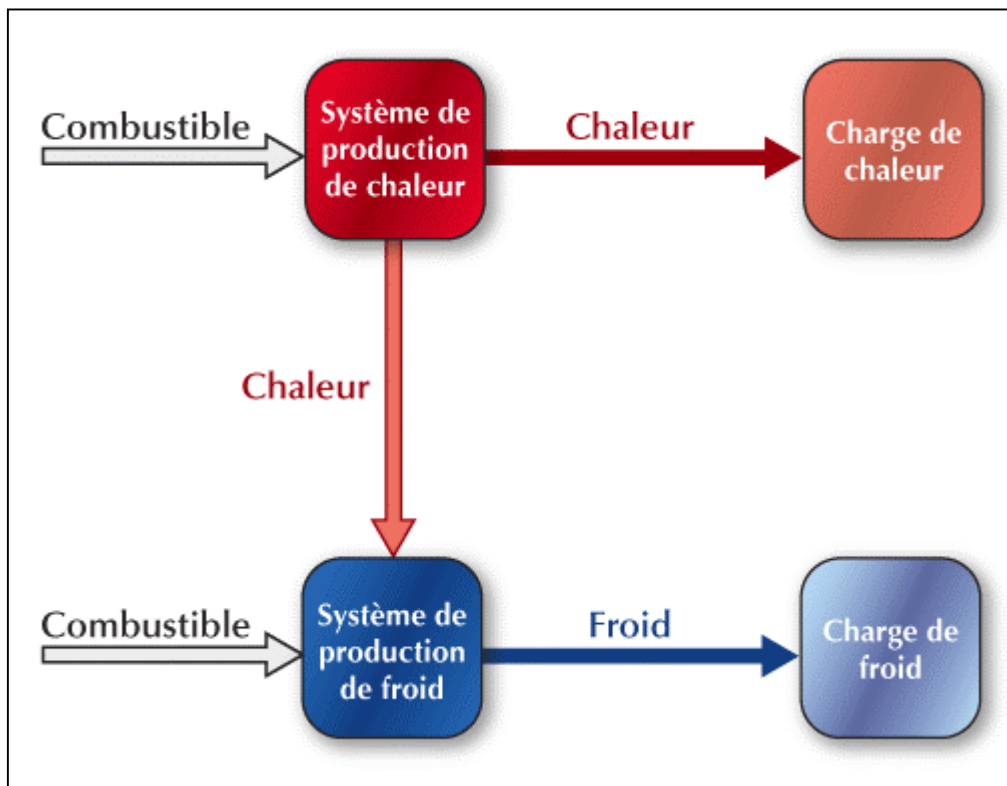
Projet de production de chaleur et d'électricité



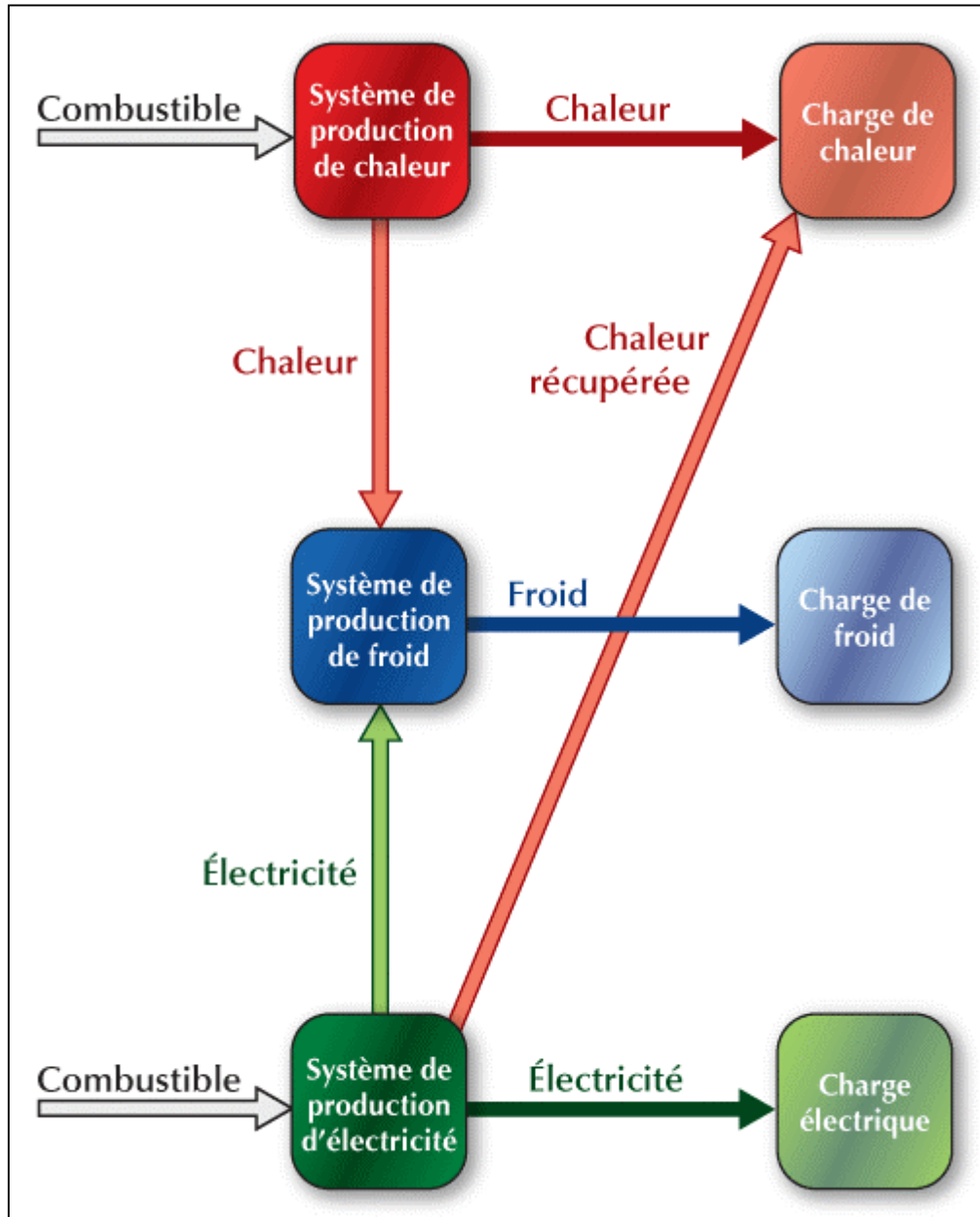
Projet de production de froid et d'électricité



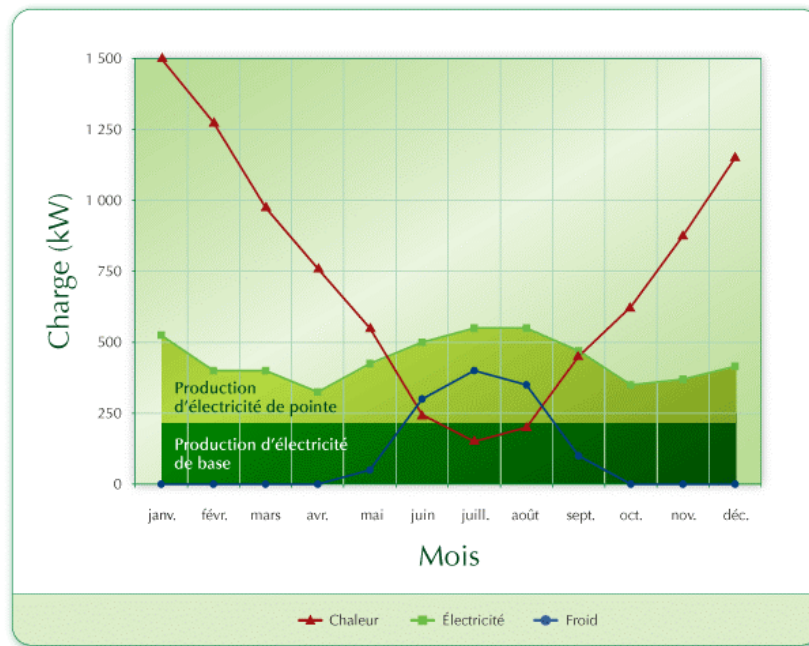
Projet de production de chaleur et de froid



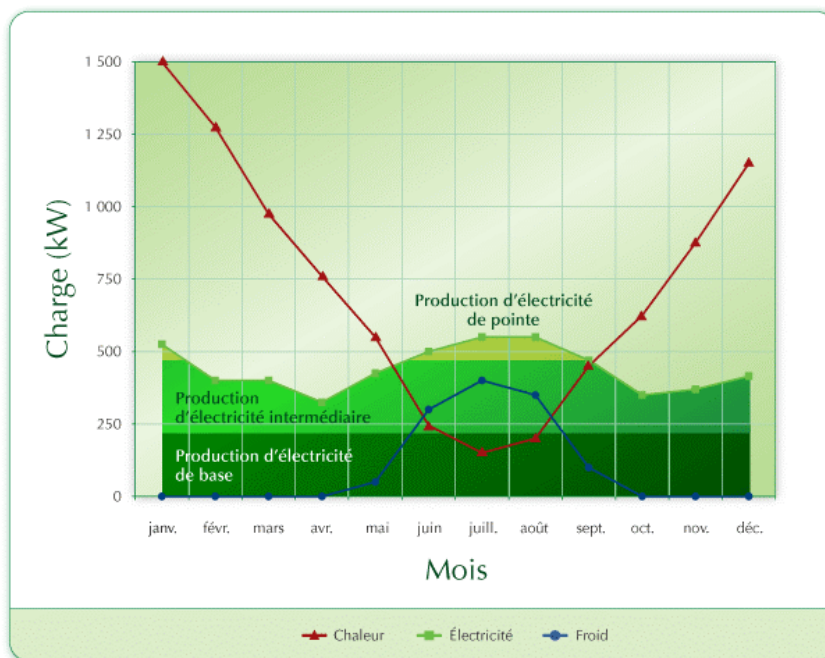
Projet de production de froid, de chaleur et d'électricité



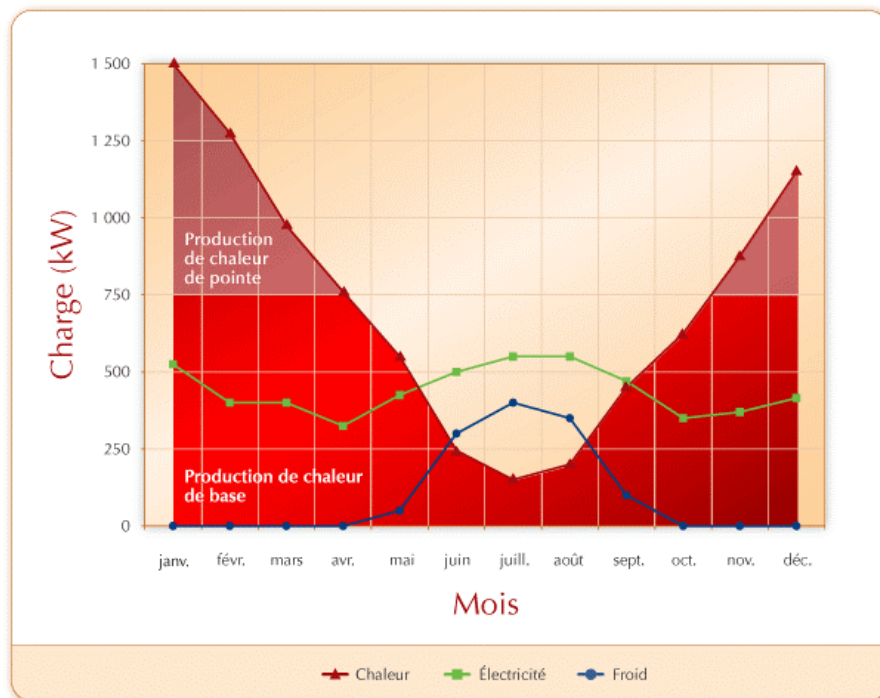
Production d'électricité - Définition des charges de base et de pointe



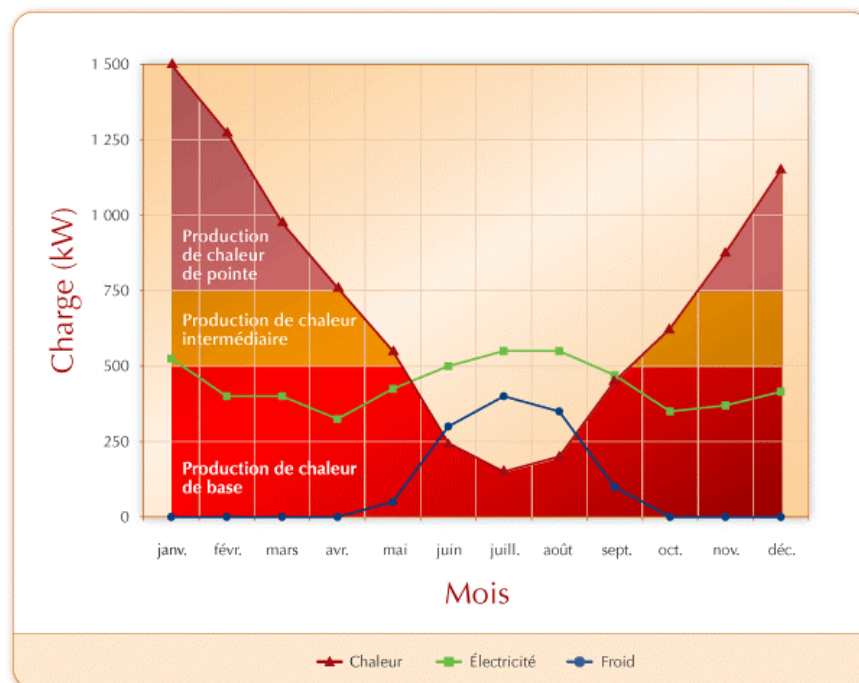
Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe



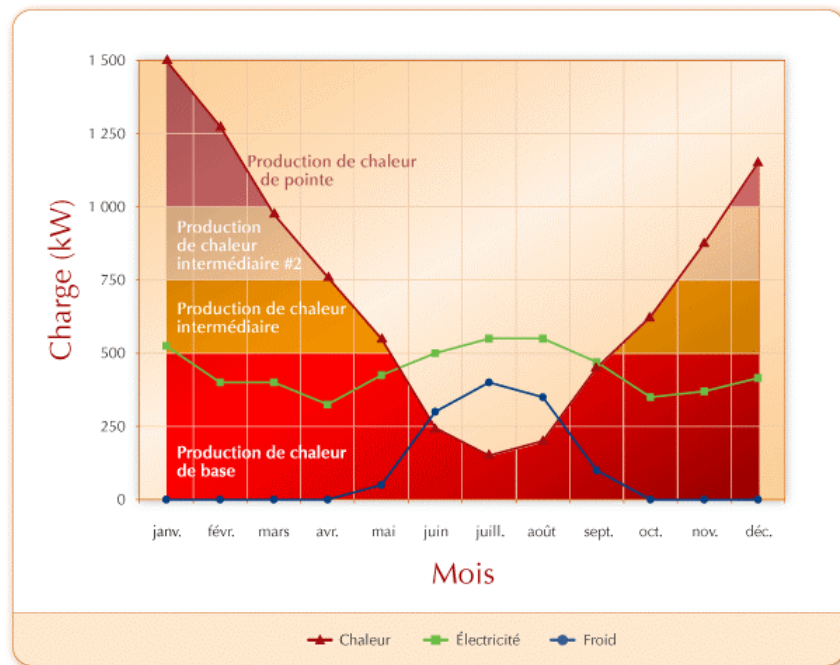
Production de chaleur - Définition des charges de base et de pointe



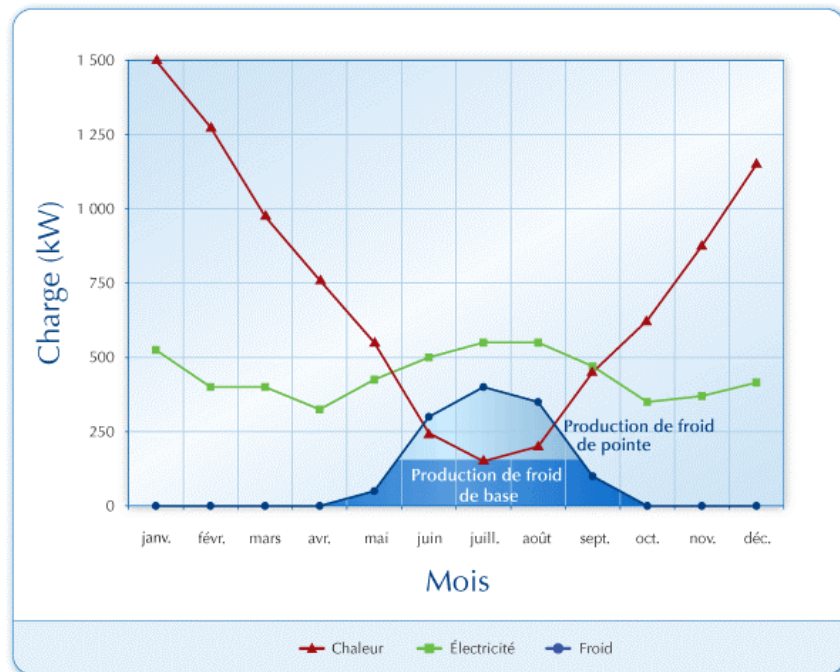
Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe



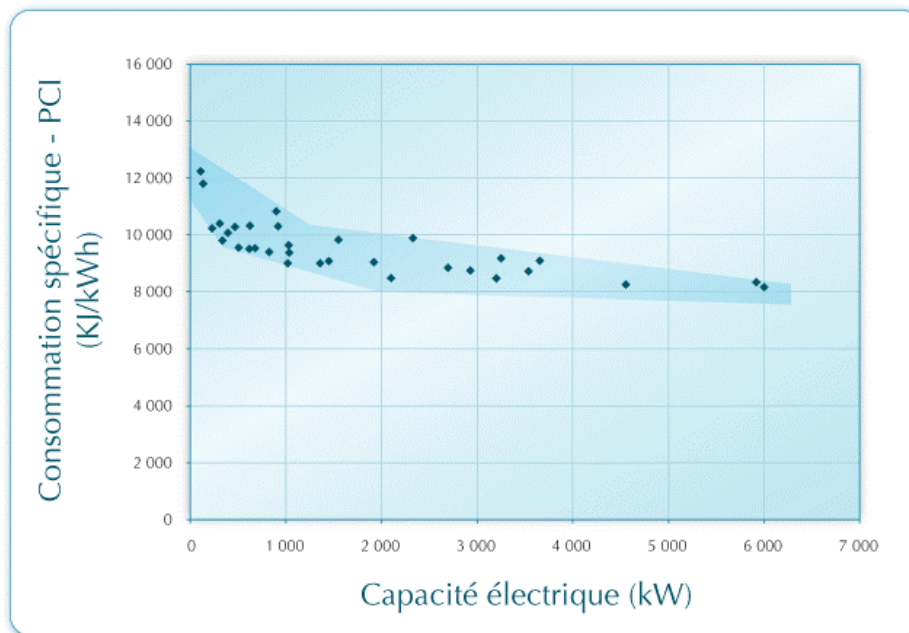
Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire, intermédiaire #2 et de pointe



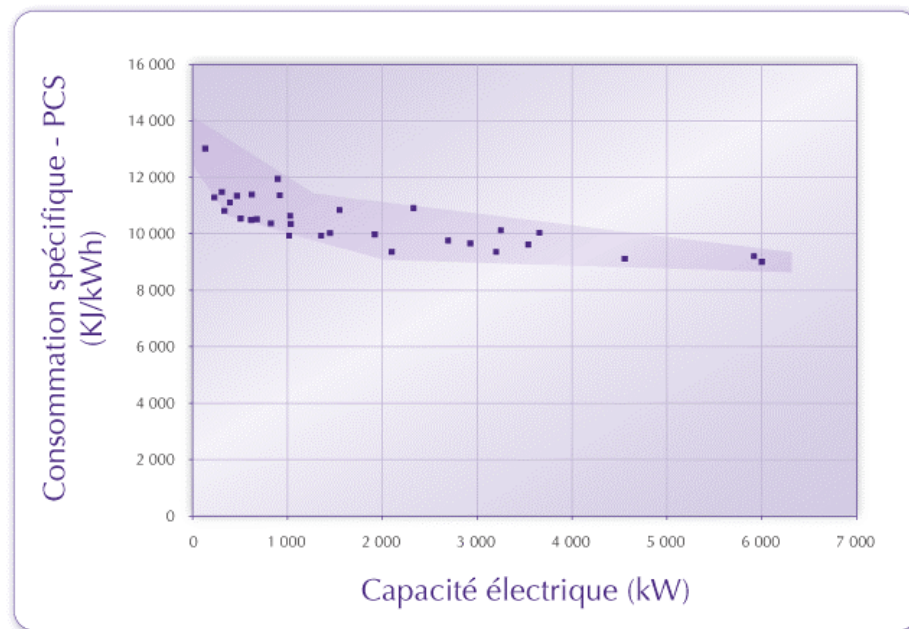
Production de froid - Définition des charges de base et de pointe



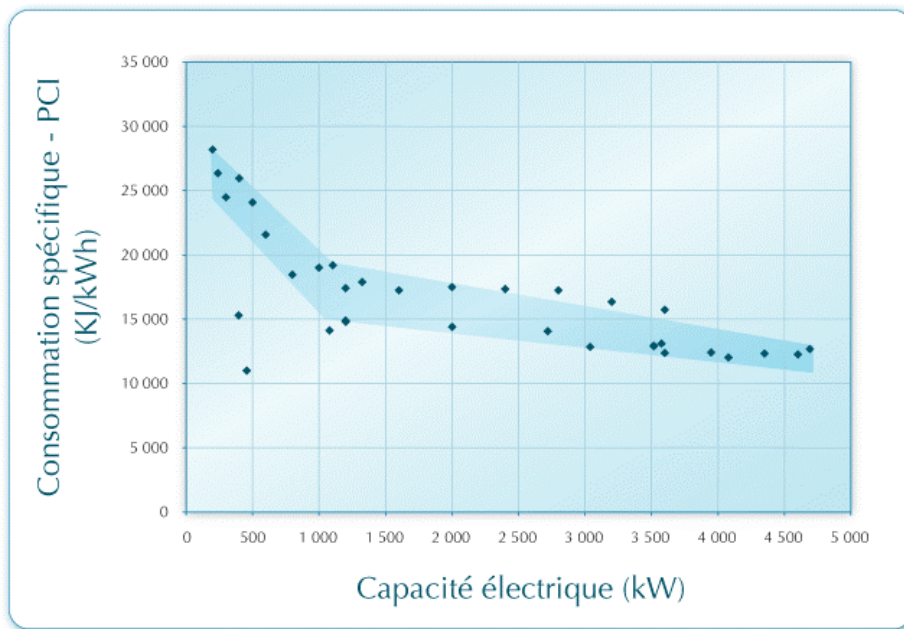
Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCI (< 6MW)



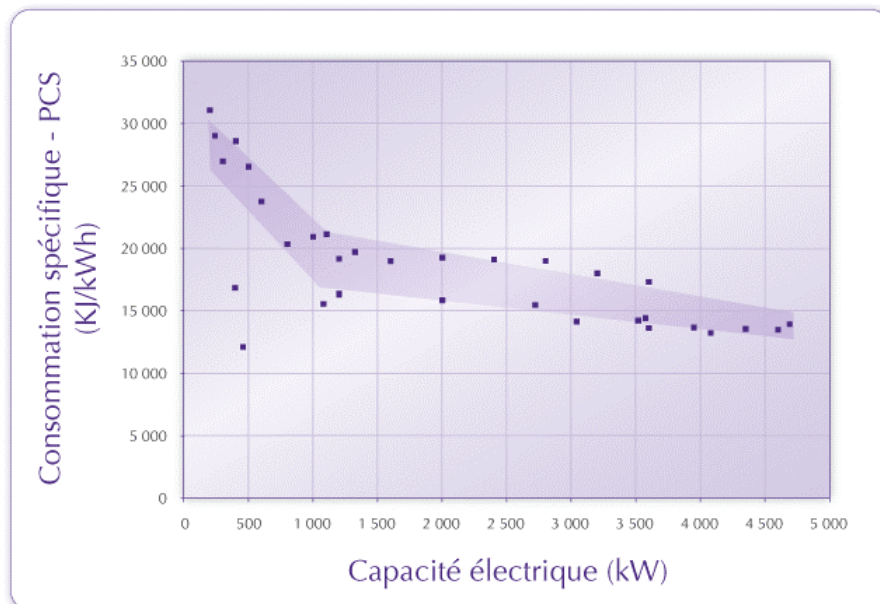
Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCS (< 6MW)



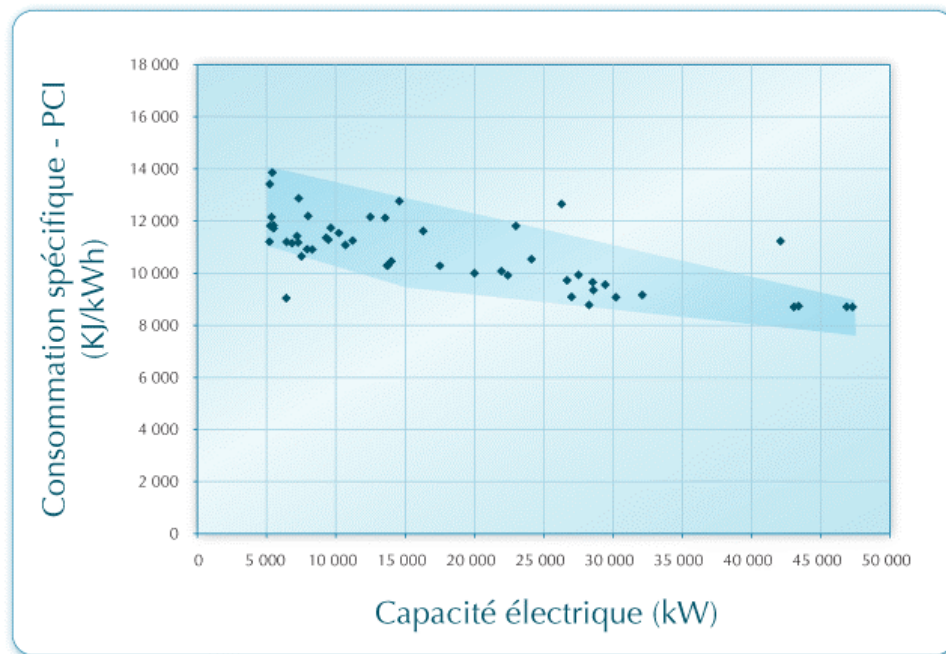
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (< 5 MW)



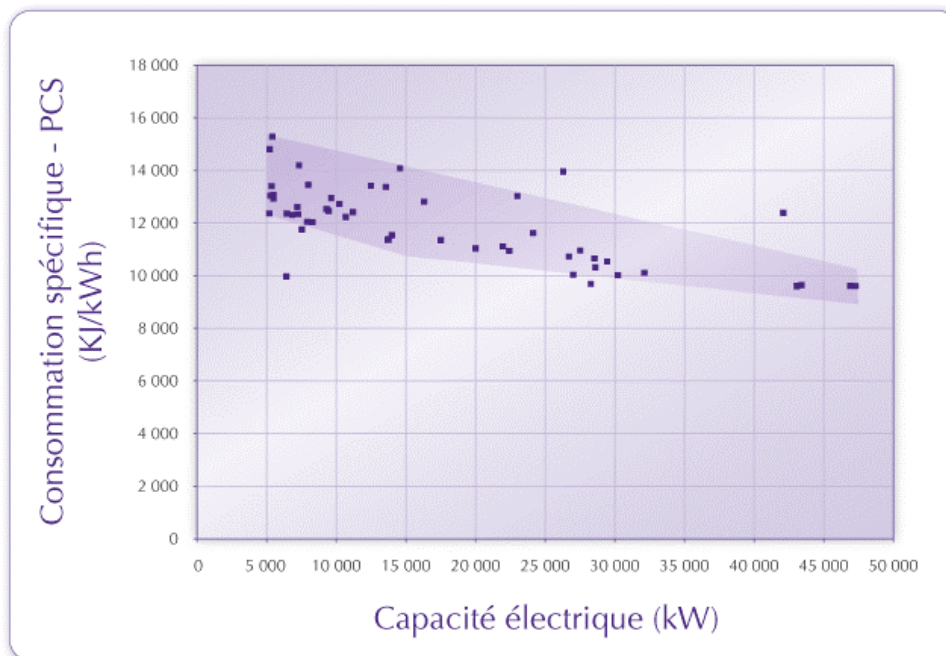
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (< 5 MW)



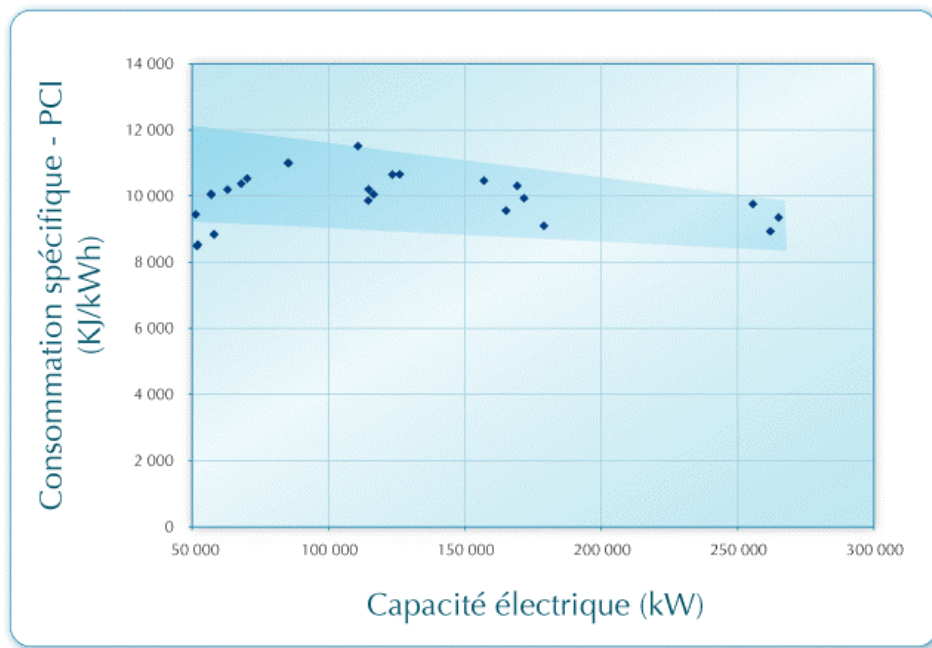
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (5 à 50 MW)



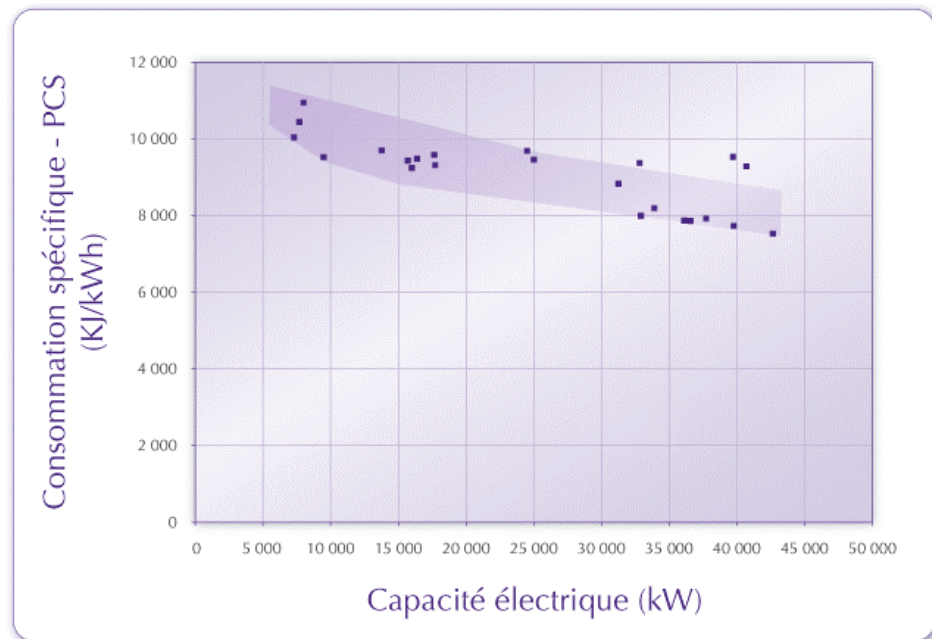
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (5 à 50 MW)



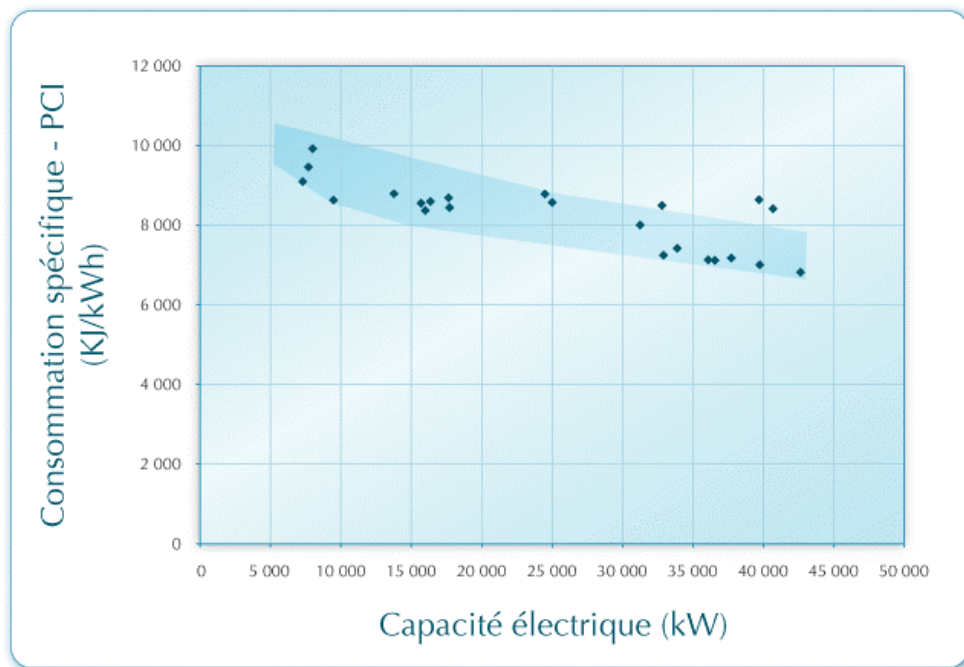
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (50 à 300 MW)



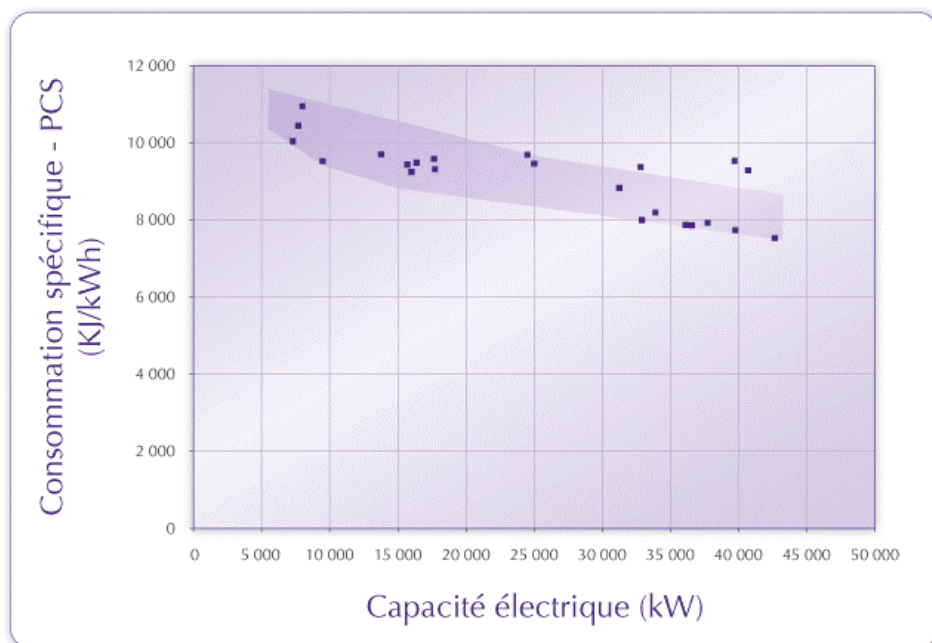
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (50 à 300 MW)



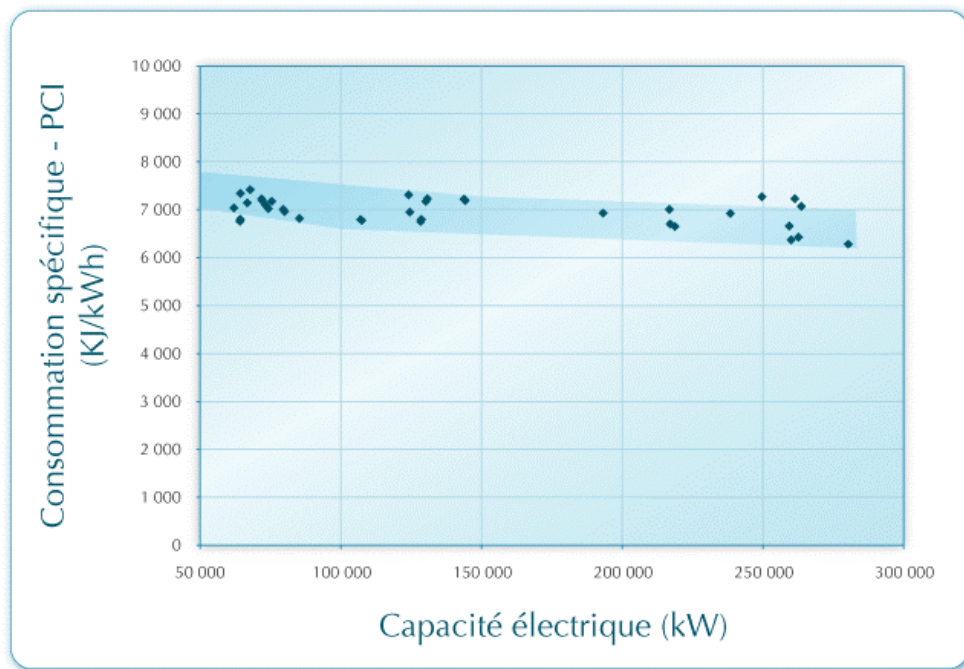
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI (< 50 MW)



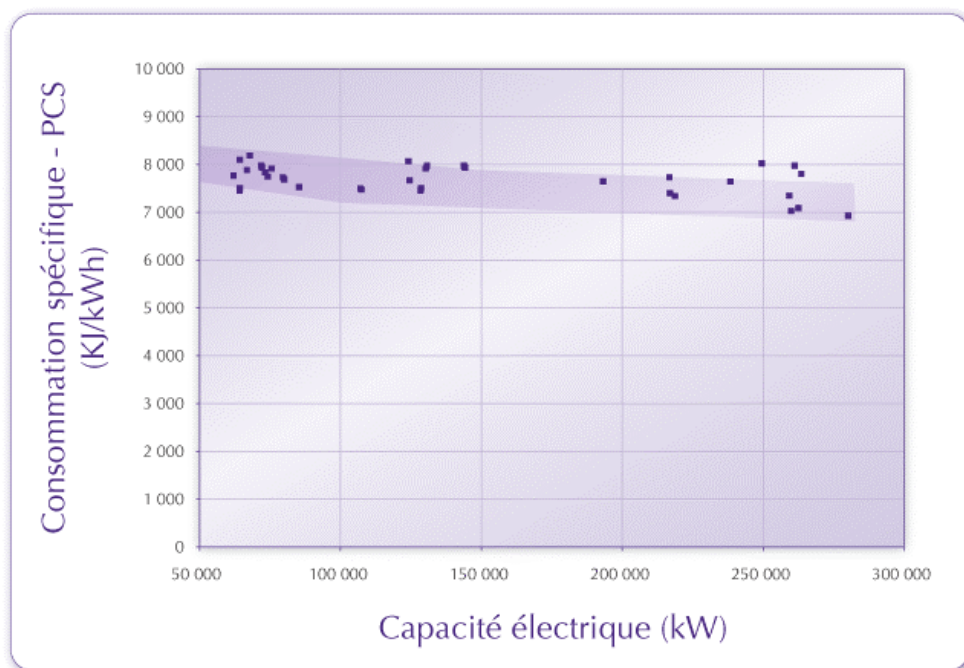
Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS (< 50 MW)



Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI (≥ 50 MW)



Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS (≥ 50 MW)



Caractéristiques des piles à combustible

Caractéristiques	Système 1	Système 2	Système 3	Système 4	Système 5	Système 6
Type de pile à combustible	PAFC ¹	PEMFC ²	PEMFC ²	MCFC ³	MCFC ³	SOFC ⁴
Capacité électrique (kW)	200	10	200	250	2 000	100
État commercial en 2002	Commercial	Demo	Demo	Demo	Demo	Demo
Température d'opération (°C)	204	66	66	649	649	954
Combustible nécessaire (kW)	557	29	571	580	4 336	222
Capacité thermique >65°C (kW)	108	0	0	64	554	29
Capacité thermique <65°C (kW)	108	12	211	64	489	26
Consommation spécifique (kJ/kWh)	10 015	10 542	10 278	8 360	7 801	7 991
Taux de récupération de chaleur >65°C	30,4%	0,0%	0,0%	19,5%	23,7%	24,0%

¹PAFC: Pile à combustible à acide phosphorique

Source: Environmental Protection Agency, 2002

²PEMFC: Pile à combustible à acide phosphorique³MCFC: Pile à combustible à carbonate fondu⁴SOFC: Pile à combustible à oxyde solide

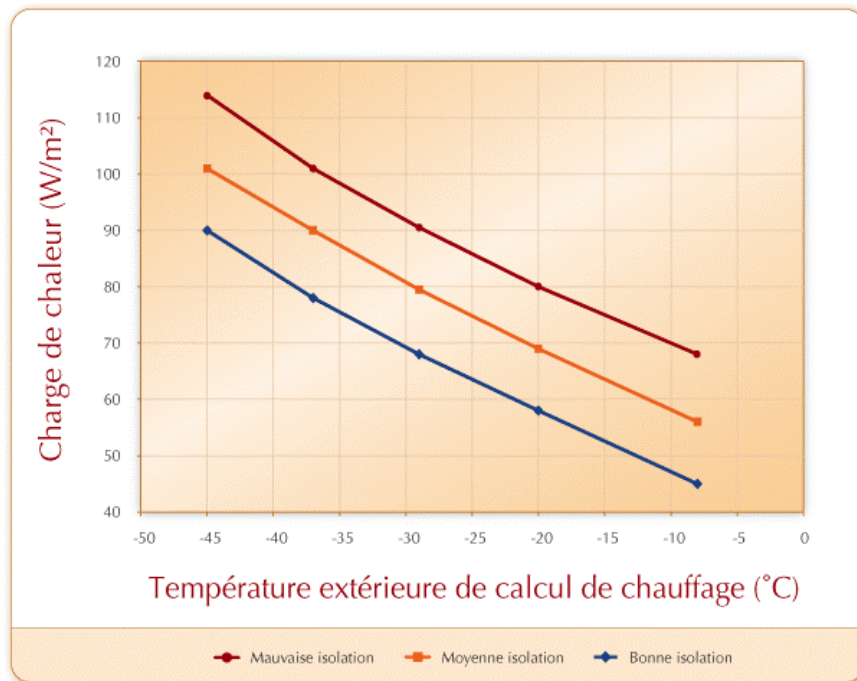
Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur

Type de système de production de chaleur	Rendement saisonnier typique du système de production de chaleur
Chaudière/fournaise avec flamme pilote	55 à 65%
Chaudière/fournaise de rendement moyen avec allumage électronique	65 à 75%
Chaudière/fournaise à haut rendement à condensation	75 à 85%
Chauffage électrique	100%
Pompe à chaleur - source : air	130 à 200%
Pompe à chaleur - source : sol	250 à 350%

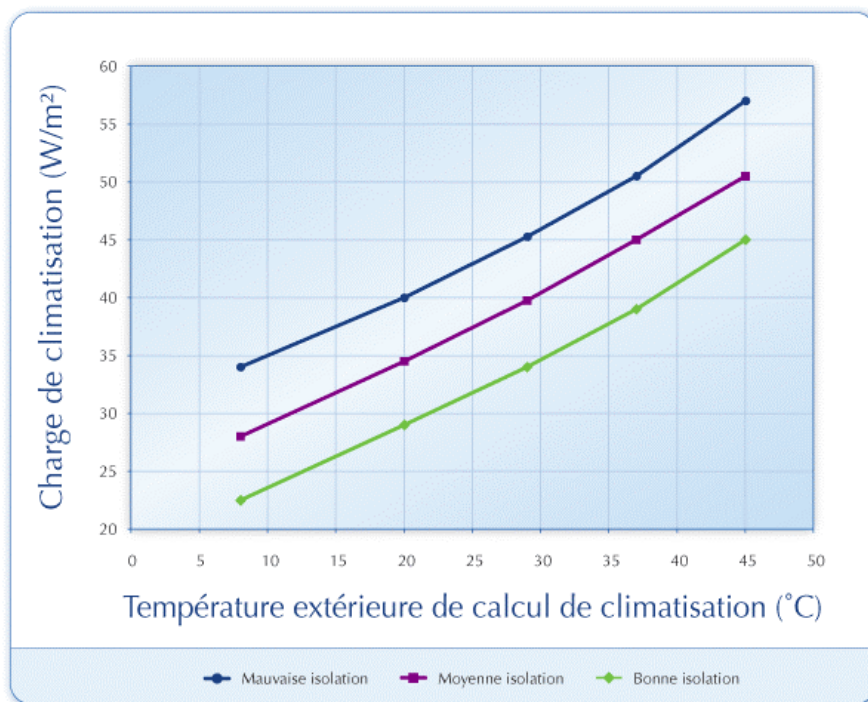
Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de froid

Type de système de production de froid	Rendement saisonnier typique du système de production de froid
À compresseur - centrifuge	500 à 670%
À compresseur - à pistons	380 à 460%
À compresseur - à vis	410 à 560%
À compresseur - à volutes	460 à 700%
Pompe à chaleur - gaz	110%
Pompe à chaleur - source : air	130 à 200%
Pompe à chaleur - source : sol	300 à 350%
À absorption - à un étage	50%
À absorption - à deux étages	70%
Réfrigération à éjection de vapeur	20 à 30%

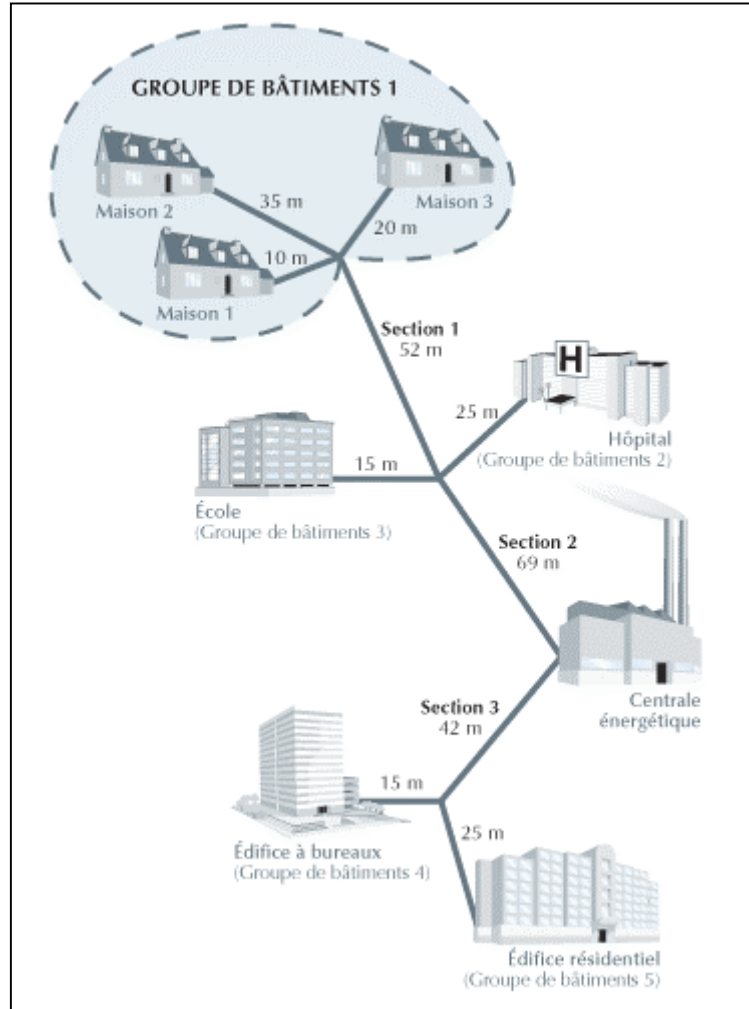
Graphe des charges de chauffage d'un bâtiment



Graphe des charges de climatisation d'un bâtiment



Disposition d'un réseau urbain



Système de production de chaleur du cas de référence

Projet de production de chaleur		Unité		
Caractéristiques du site		Données	Notes/Plages	
Station météorologique la plus proche du projet		Stockholm	<i>Voit la Base de données météo</i>	
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	-19,4	-40 à 15 °C	
Degrés-jours annuels de chauffage sous 18°C	°C-j	4 239	<i>Compléter Données mensuelles</i>	
Demande de base d'eau chaude sanitaire	%	10%	0% à 25%	
Degrés-jours équivalents pour eau chaude sanitaire	°C- h	1,3	0 à 10 °C- h	
Heures équivalentes à plein régime	h	2 278		
			Données mensuelles	
			°C-j	
			Mois	
			Janvier	
			Février	
			Mars	
			Avril	
			654	
			596	
			564	
			411	
Système de production de chaleur du cas de référence				
Plusieurs bâtiments - chauffage				
<i>Voit la note technique sur la conception du réseau de chauffage urbain</i>				
Surface de planchers chauffés du groupe de bâtiments	m²	4 650	Groupe de bâtiments	
Nombre de bâtiments du groupe de bâtiments	bâtiment	7		
Type de combustible				
Rendement saisonnier	%	-		
Calcul de la charge de chaleur				
Charge de chauffage du groupe de bâtiments	MWh	-		
Demande de chaleur totale	MWh	873		
Charge de chaleur de pointe totale	kW	383,5		
Consommation de combustible - unité	L	-		
Consommation de combustible - annuelle	L	-		
Prix du combustible - unité	\$/L	-		
Prix du combustible	\$/L	-		
Coût en combustible	\$	52 740		
Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé				
Réduction des besoins énergétiques	%	0%		
Charge de chaleur de pointe nette	kW	383,5		
Demande de chaleur nette	MWh	873		
Groupe de bâtiments				
1	2	3	4	5
450	900	800	1000	1500
3	1	1	1	1
Diesel (mazout #2) - L	Diesel (mazout #2) - L	Electricité	Propane - L	Combustible défini par l'utilisateur
65%	65%	100%	70%	60%
70	90	70	65	100
72	184	128	148	342
31,5	81,0	56,0	65,0	150,0
L	L	MWh	L	MWh
10 354	26 624	128	28 655	569
\$/L	\$/L	\$/kWh	\$/L	\$/MWh
0,600	0,600	0,150	0,180	11,000
\$ 6 212	\$ 15 974	\$ 19 132	\$ 5 158	\$ 6 264
0%	0%	0%	0%	0%
31,5	81,0	56,0	65,0	150,0
72	184	128	148	342

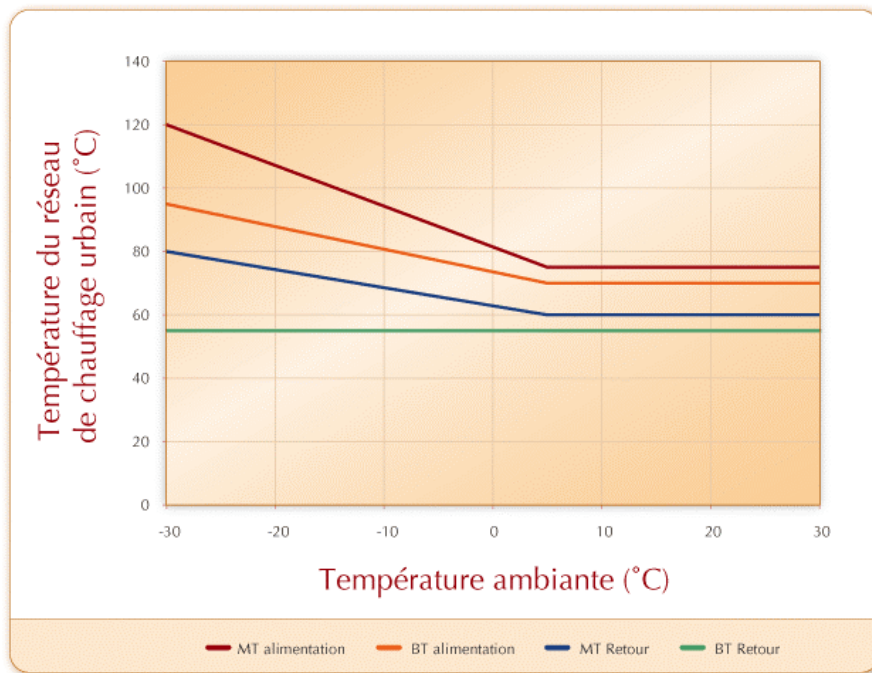
Disposition d'un réseau urbain et de la charge de chaleur

Groupe de bâtiments	Surface de planchers chauffés (m ²)	Nombre de bâtiments	Charge de chauffage (W/m ²)	Rendement saisonnier	Prix du combustible	Longueur des tuyaux (m)
Groupe de bâtiments 1	450	3	70	65%	0,6 \$/L	65
<i>Maison 1</i>	<i>150</i>	<i>1</i>	<i>70</i>	<i>65%</i>	<i>0,6 \$/L</i>	<i>10</i>
<i>Maison 2</i>	<i>150</i>	<i>1</i>	<i>70</i>	<i>65%</i>	<i>0,6 \$/L</i>	<i>35</i>
<i>Maison 3</i>	<i>150</i>	<i>1</i>	<i>70</i>	<i>65%</i>	<i>0,6 \$/L</i>	<i>20</i>
Groupe de bâtiments 2 (Hôpital)	900	1	90	65%	0,6 \$/L	25
Groupe de bâtiments 3 (École)	800	1	70	100%	0,15 \$/kWh	15
Groupe de bâtiments 4 (Édifice à bureaux)	1 000	1	65	70%	0,18 \$/L	15
Groupe de bâtiments 5 (Édifice résidentiel)	1 500	1	100	60%	11 \$/MWh	25

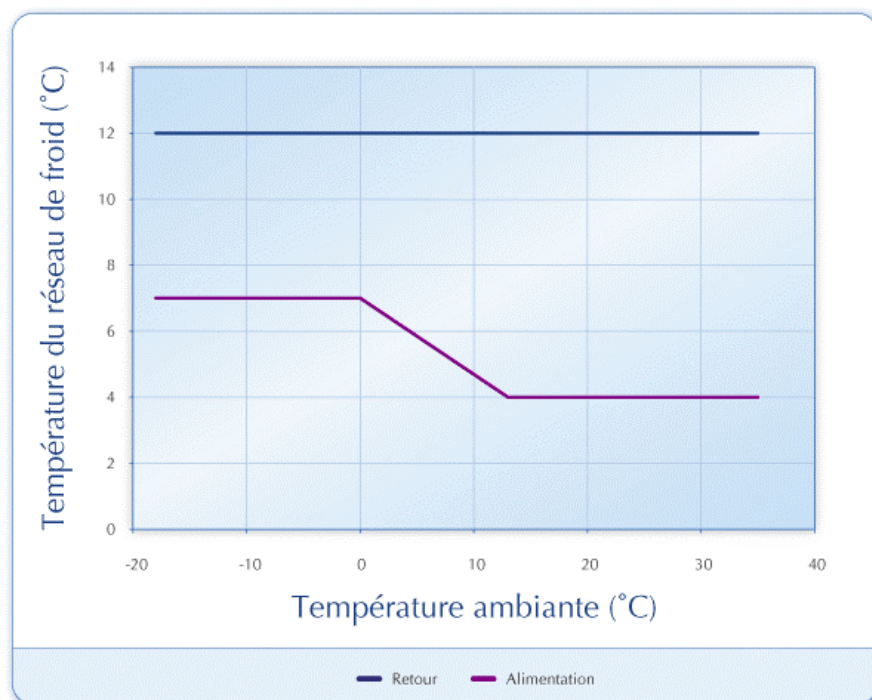
Disposition d'un réseau urbain et de la charge de froid

Groupe de bâtiments	Surface de planchers climatisés (m ²)	Nombre de bâtiments	Charge de climatisation (W/m ²)	Rendement saisonnier	Prix du combustible	Longueur des tuyaux (m)
Groupe de bâtiments 1	450	3	20	300%	0,15 \$/kWh	65
<i>Maison 1</i>	<i>150</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>300%</i>	<i>0,15 \$/kWh</i>	<i>10</i>
<i>Maison 2</i>	<i>150</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>300%</i>	<i>0,15 \$/kWh</i>	<i>35</i>
<i>Maison 3</i>	<i>150</i>	<i>1</i>	<i>20</i>	<i>300%</i>	<i>0,15 \$/kWh</i>	<i>20</i>
Groupe de bâtiments 2 (Hôpital)	900	1	20	300%	0,15 \$/kWh	25
Groupe de bâtiments 3 (École)	800	1	20	280%	0,15 \$/kWh	15
Groupe de bâtiments 4 (Édifice à bureaux)	1 000	1	20	300%	0,15 \$/kWh	15
Groupe de bâtiments 5 (Édifice résidentiel)	1 500	1	25	300%	0,15 \$/kWh	25

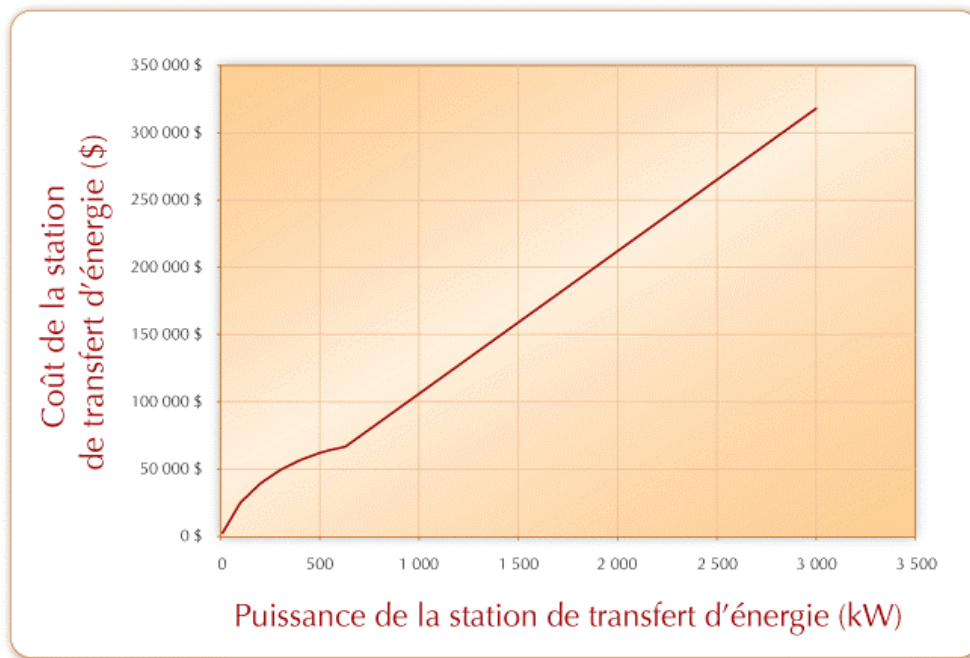
Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de chauffage urbain



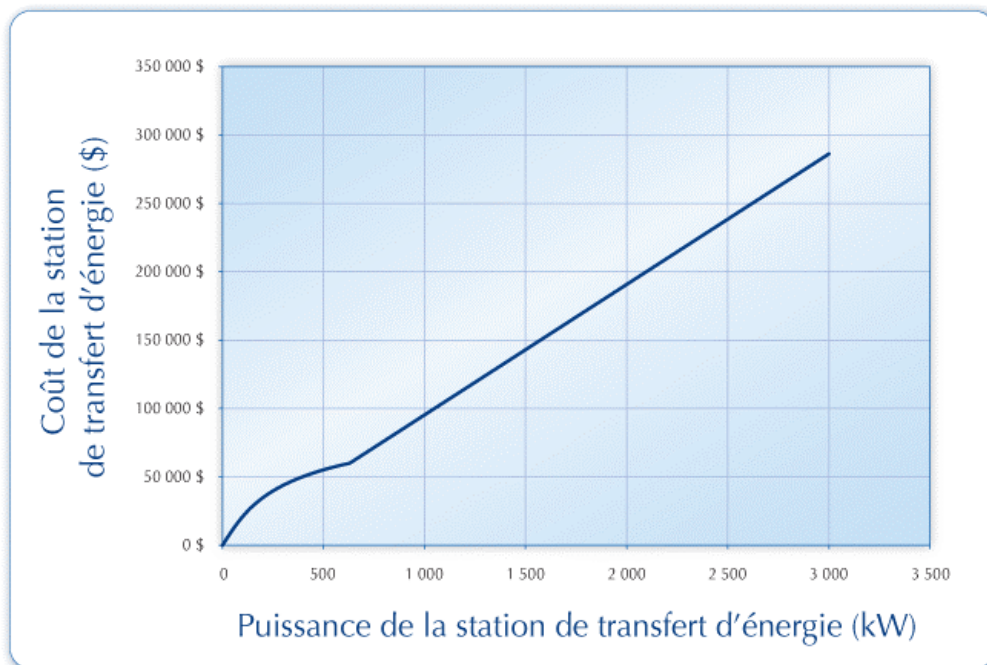
Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de distribution de froid



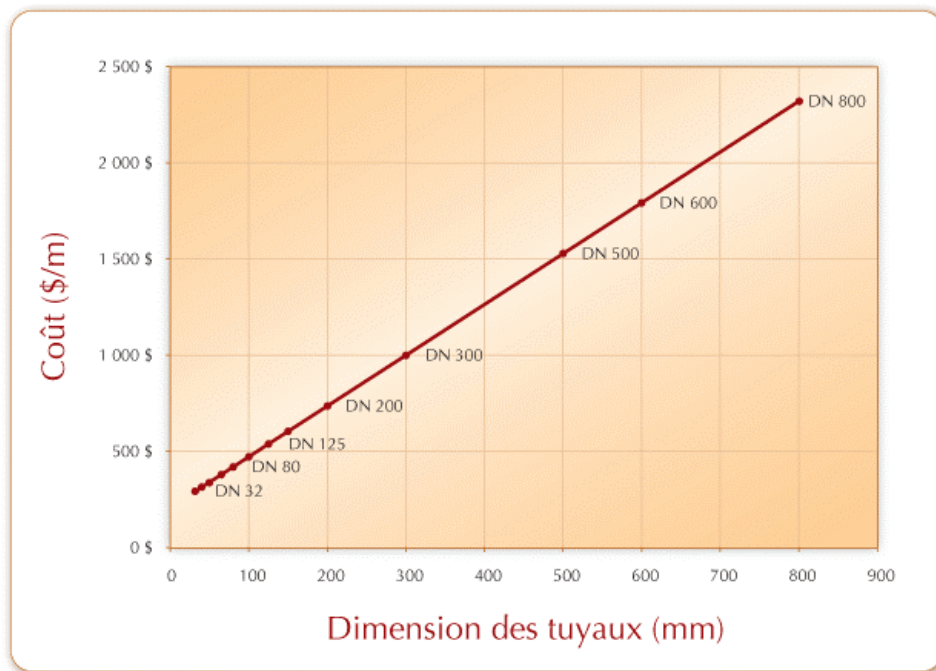
Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour la chaleur



Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour le froid



Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de chaleur



Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de froid

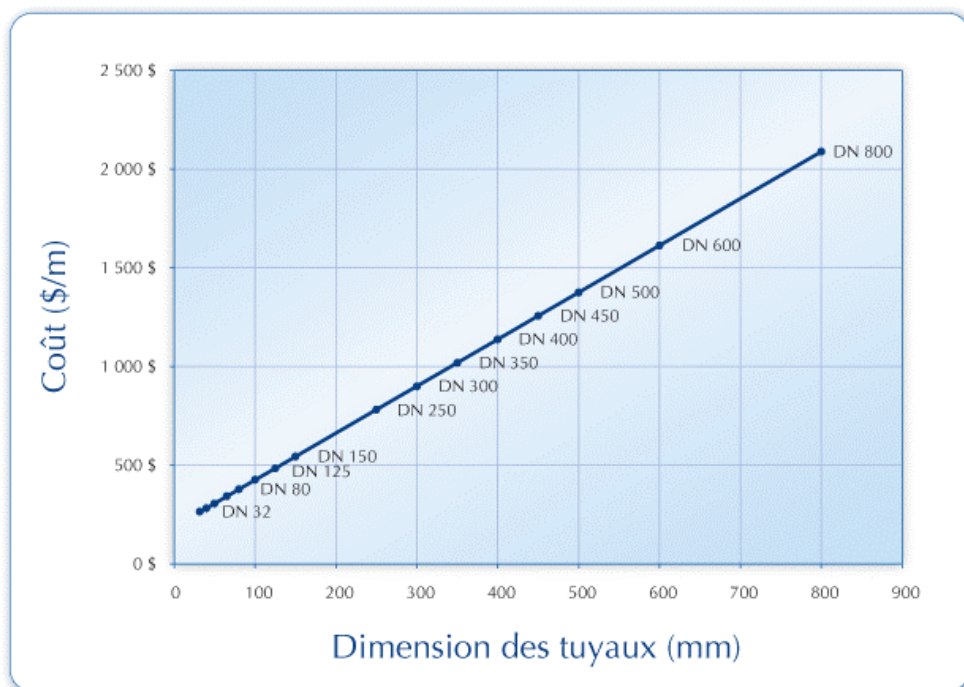


Schéma d'un système de production de froid à compresseur

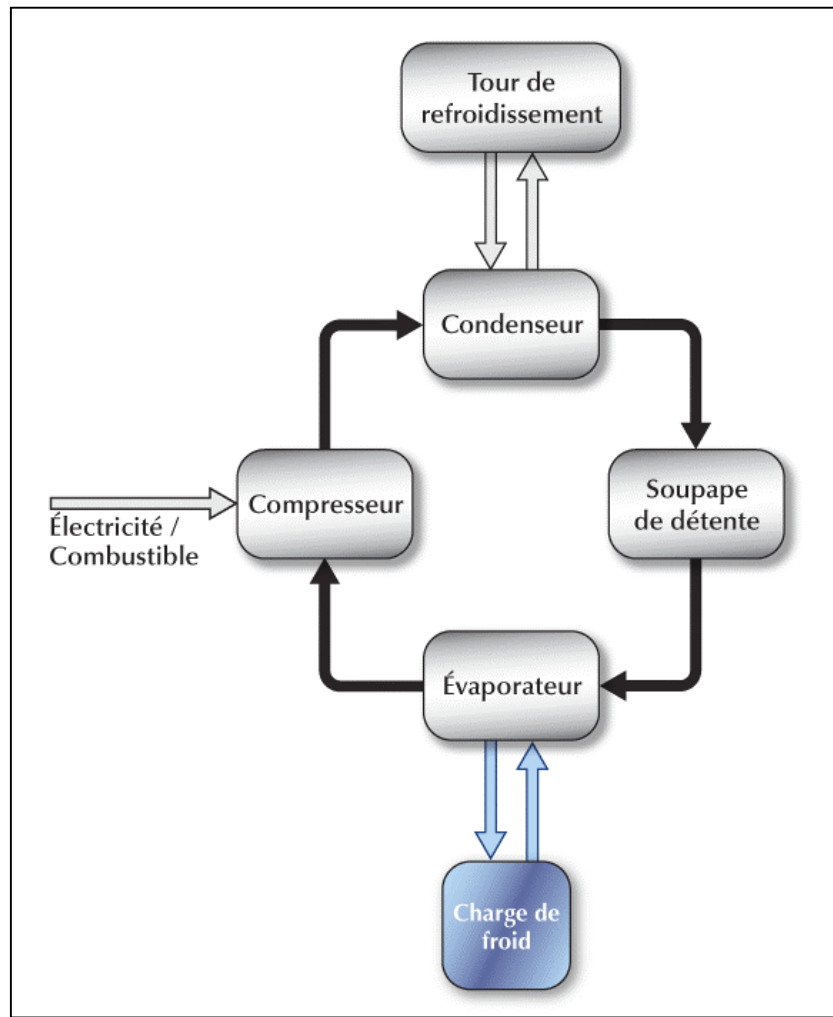


Schéma d'un système de production de froid à absorption

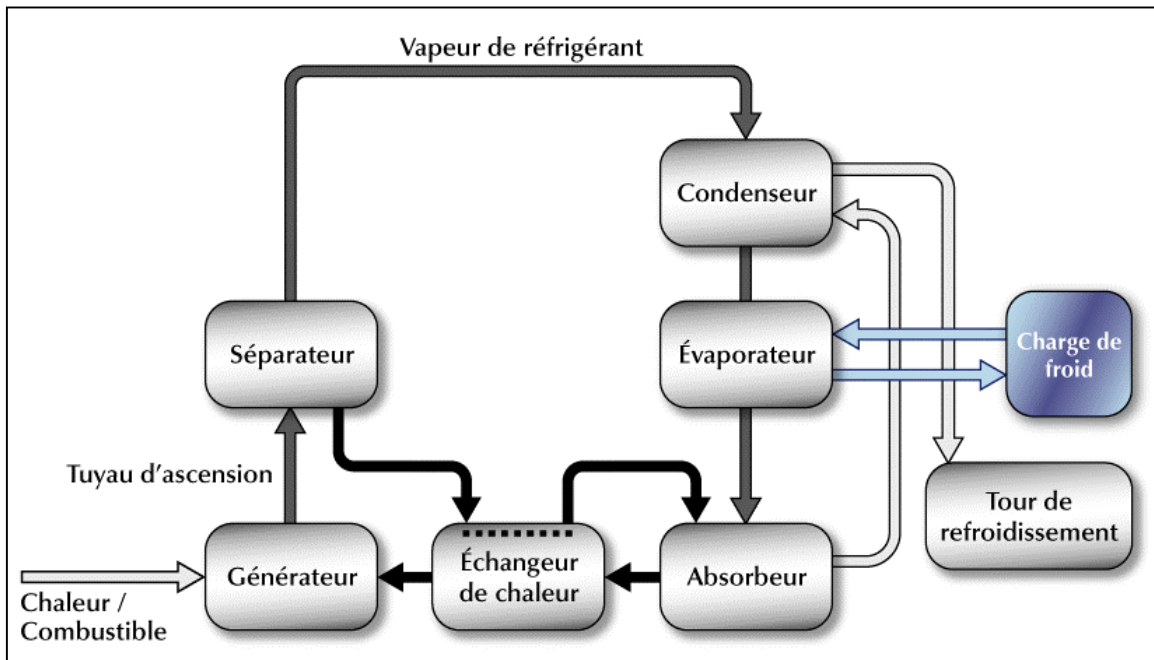


Schéma d'un système de production de froid à dessiccant

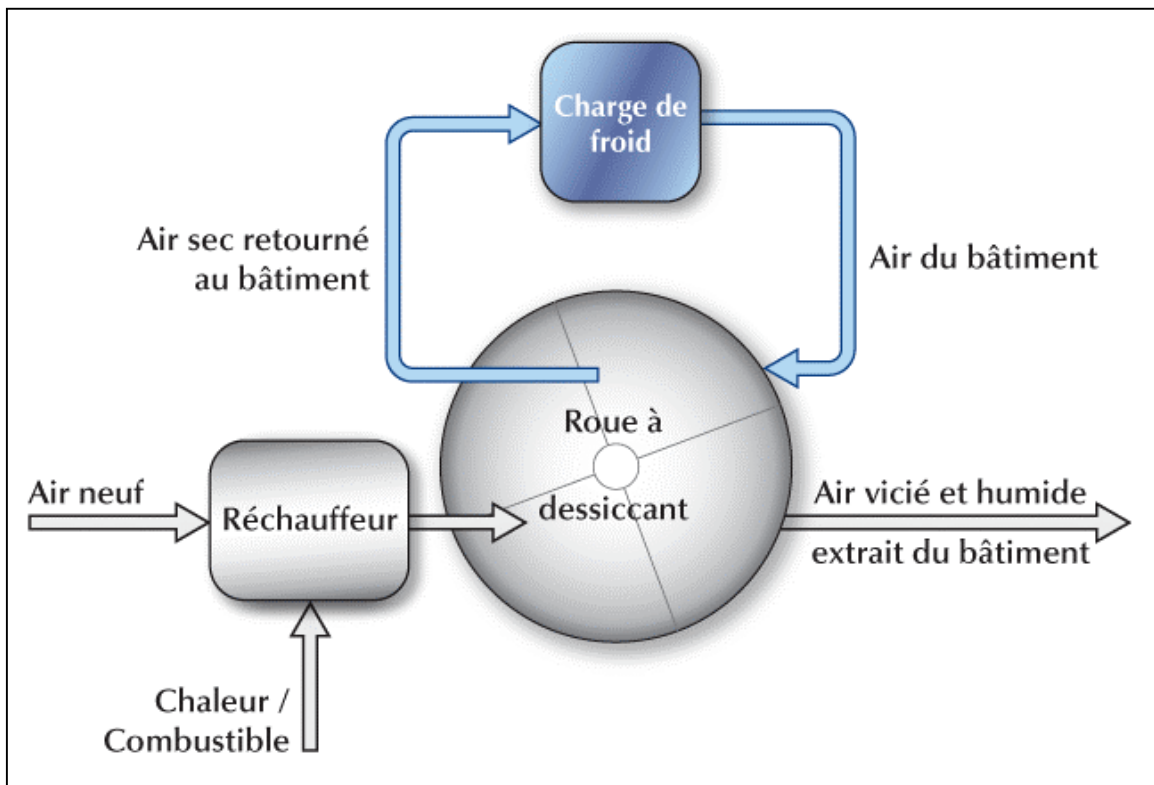


Schéma d'un moteur à pistons

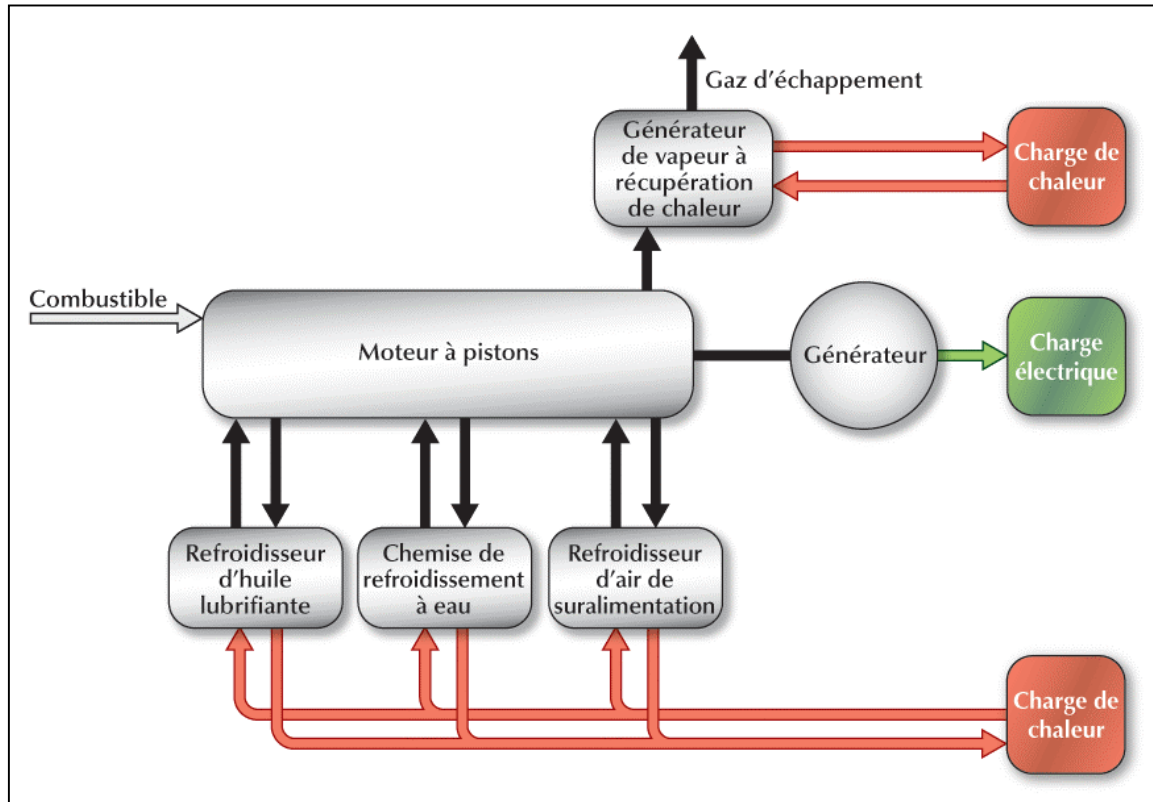


Schéma d'une turbine à gaz

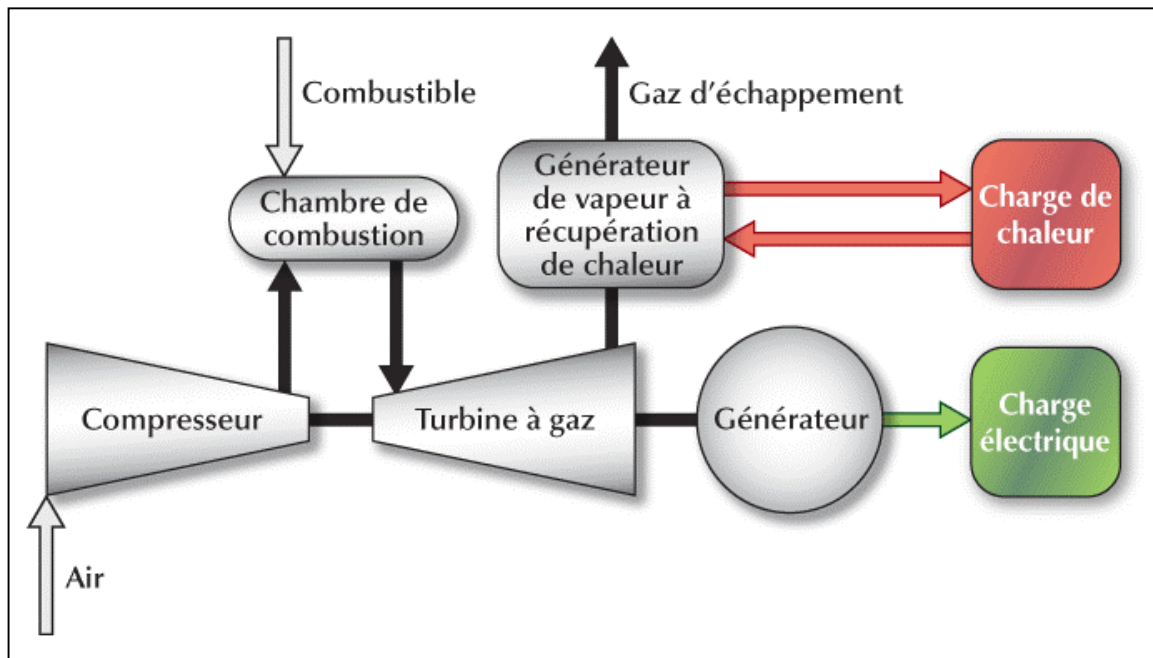


Schéma d'une turbine à gaz - cycle combiné

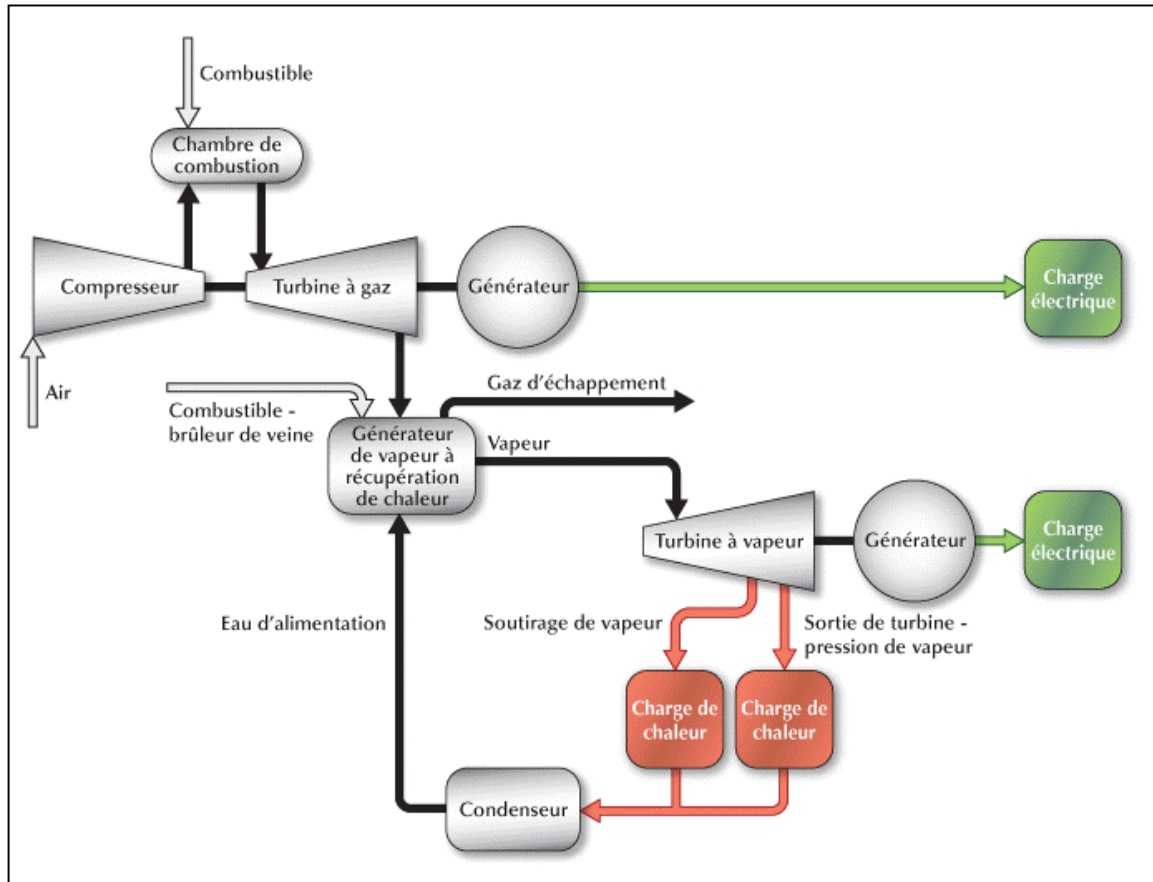


Schéma d'une turbine à vapeur

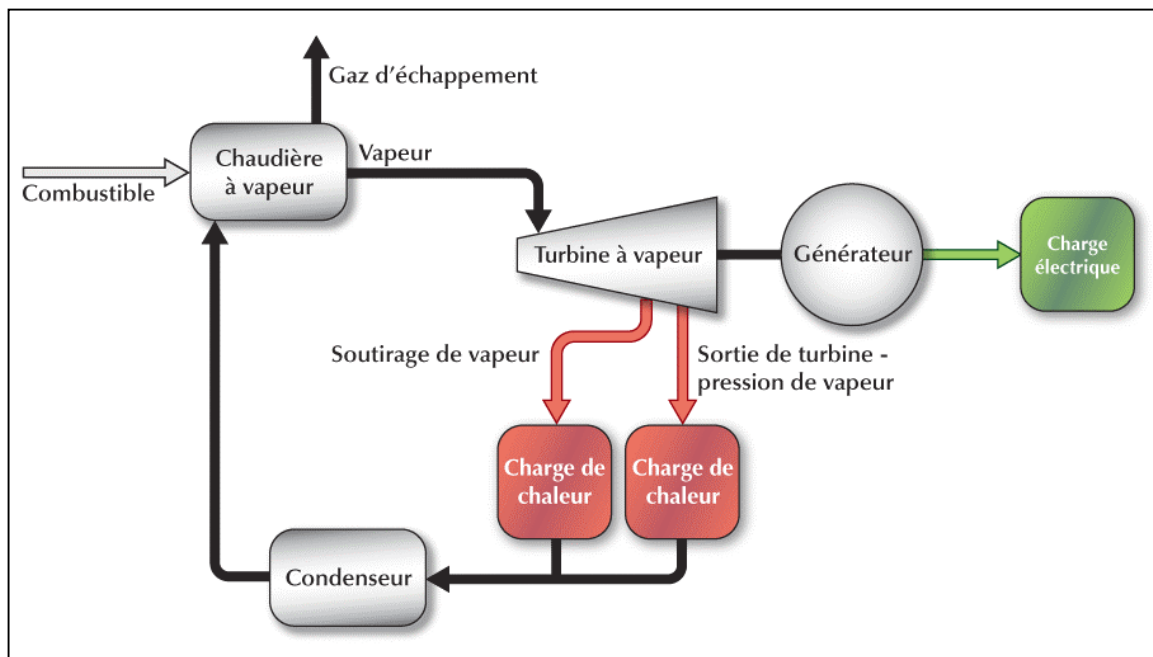
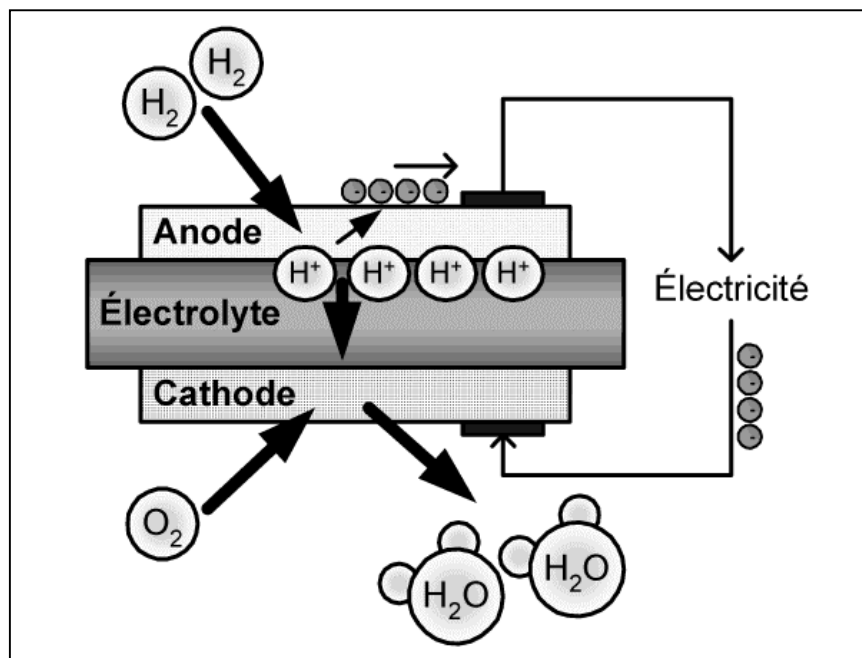


Schéma d'une pile à combustible



Capacités électriques typiques de moteurs à pistons

Type	Capacité électrique		
	Basse vitesse (≤ 275 RPM)	Moyenne vitesse (275 - 1 000 RPM)	Haute vitesse (1 000 - 3 600 RPM)
Mélange riche allumage électronique	-	-	10 kW - 1,5 MW
Mélange pauvre allumage électronique	-	1 - 6 MW	150 kW - 3 MW
Combustible mixte	2 - 65 MW	1 - 25 MW	1 MW - 3,5 MW
Diesel/Huile #6	2 - 65 MW	0,5 - 35 MW	10 kW - 3,5 MW

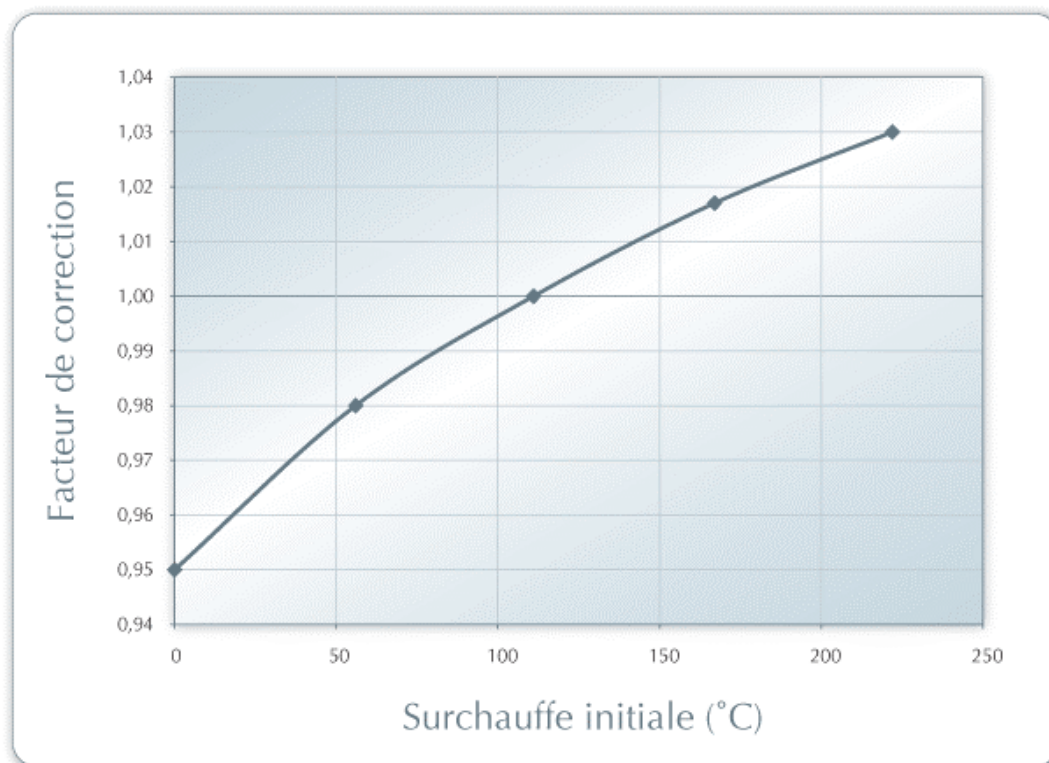
Pressions et températures typiques d'opération de turbines à vapeur

Type	Capacité électrique	Pression d'opération	Température
Turbine à vapeur - Capacité électrique basse	0,1 - 2 MW	1 000 - 2 000 kPa (150 - 250 psig)	Saturation
Turbine à vapeur - Capacité électrique élevée	5 - 300 MW	4 000 - 21 000 kPa (600 - 3 000 psig)	Surchauffe 330 - 700 °C
Turbine à gaz - cycle combiné	2 - 100 MW	4 000 - 5 600 kPa (600 - 800 psig)	Surchauffe 400 °C (750 °F)

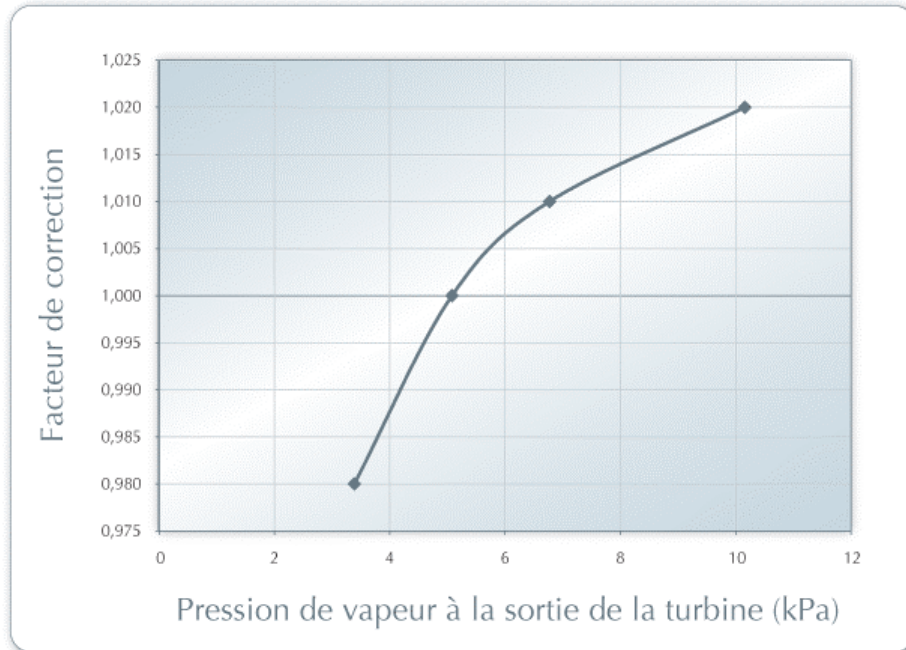
Rendements typiques d'une turbine à vapeur

Pression d'opération	Capacité électrique				
	5 000 kW	10 000 kW	15 000 kW	20 000 kW	30 000 kW
250 psig (17,2 bar)	74,3%	76,6%	-	-	-
400 psig (27,6 bar)	73,3%	75,7%	76,9%	77,7%	-
600 psig (41,4 bar)	72,0%	74,8%	76,3%	77,2%	77,6%
850 psig (58,6 bar)	-	74,2%	75,8%	76,8%	77,3%
1 250 psig (86,2 bar)	-	-	75,4%	76,5%	77,0%

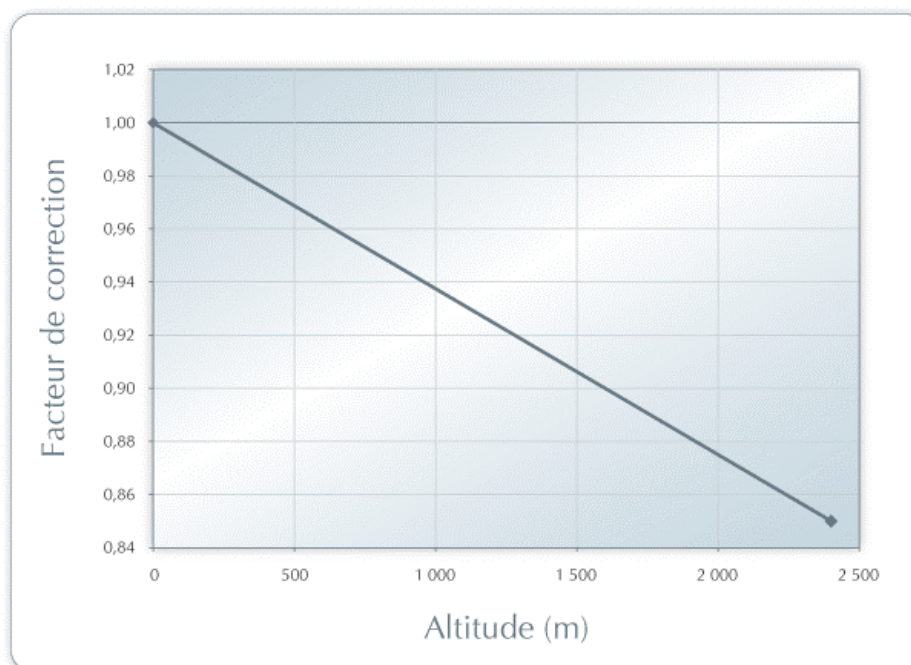
Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la surchauffe initiale



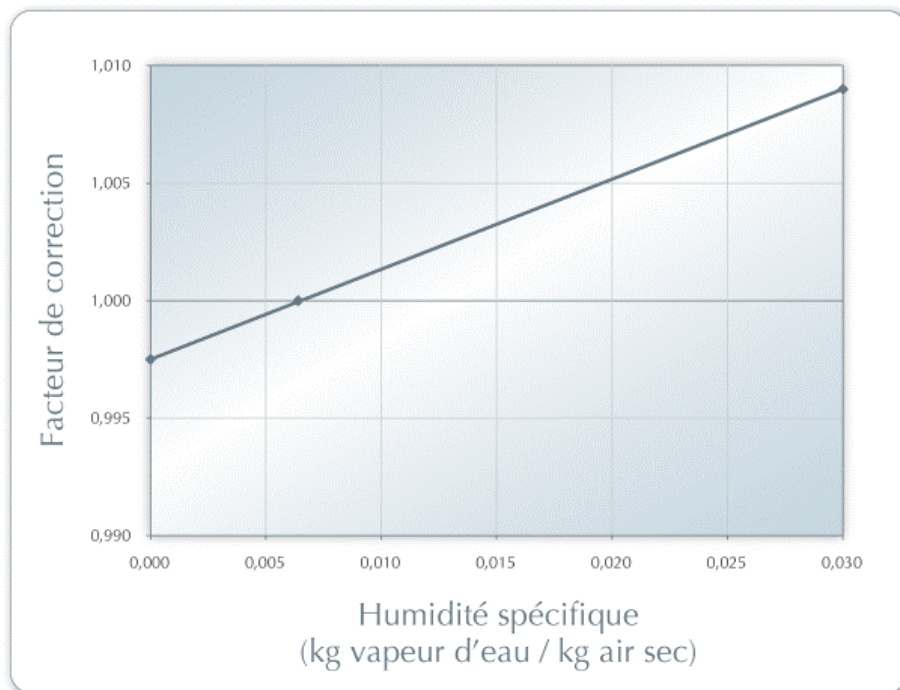
Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine



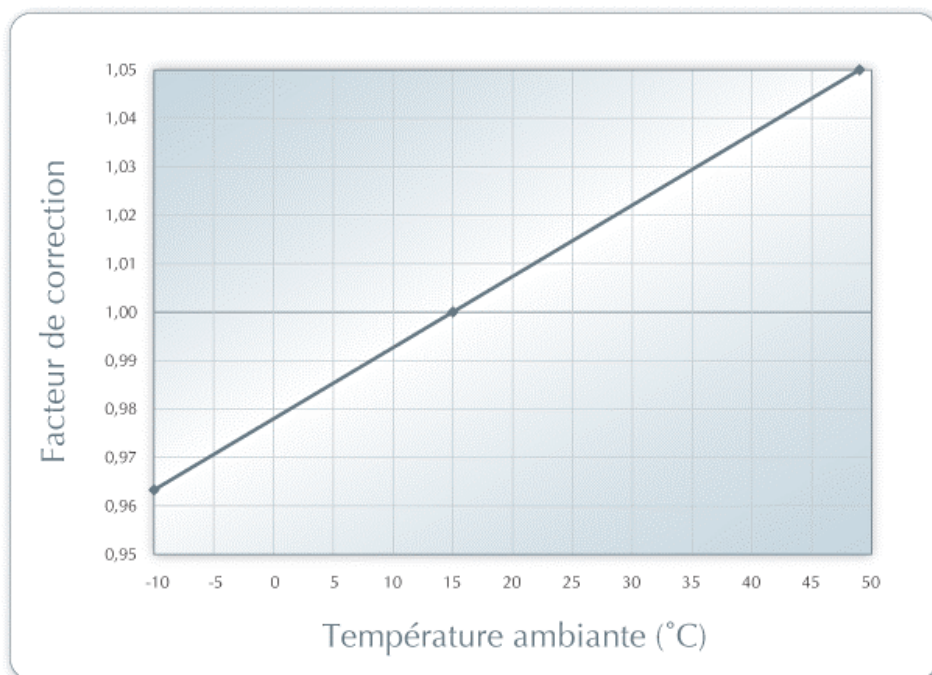
Correction de la consommation spécifique en fonction de l'altitude



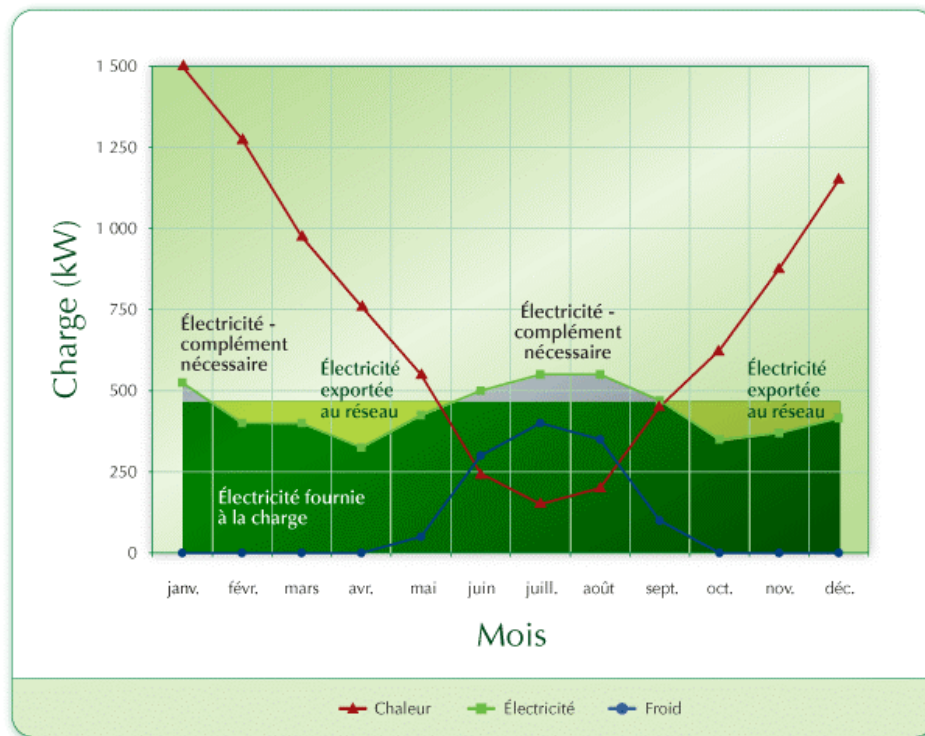
Correction de la consommation spécifique en fonction de l'humidité spécifique



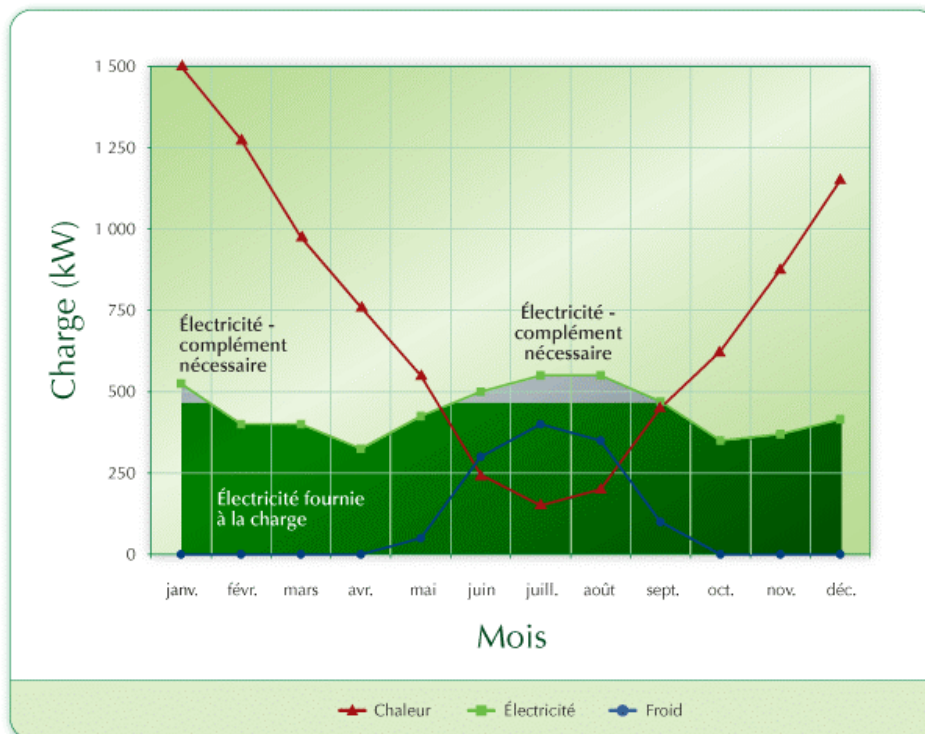
Correction de la consommation spécifique en fonction de la température ambiante



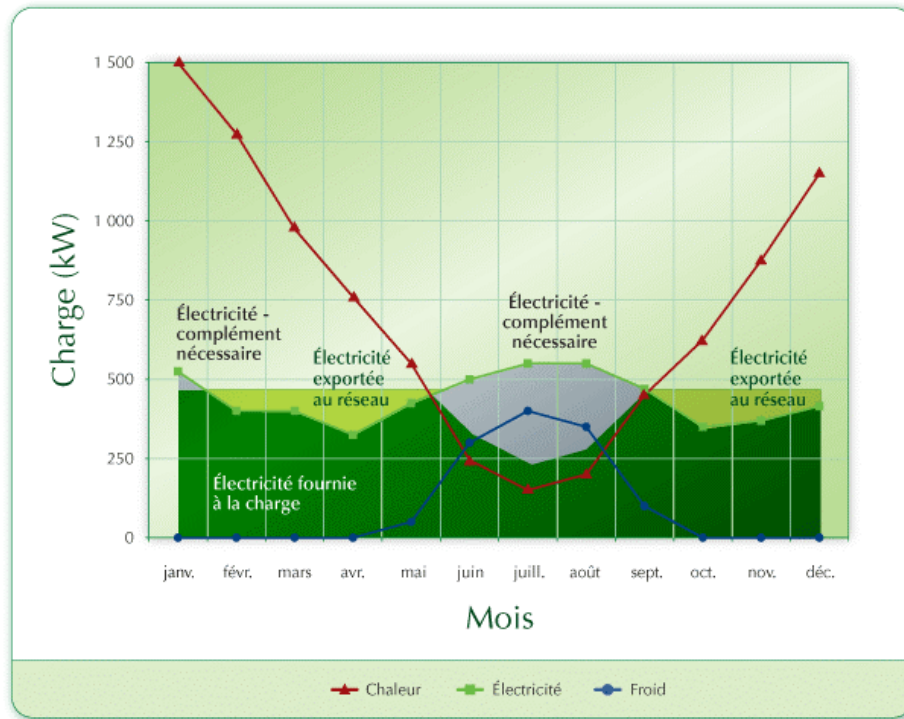
Exploitation à pleine puissance électrique



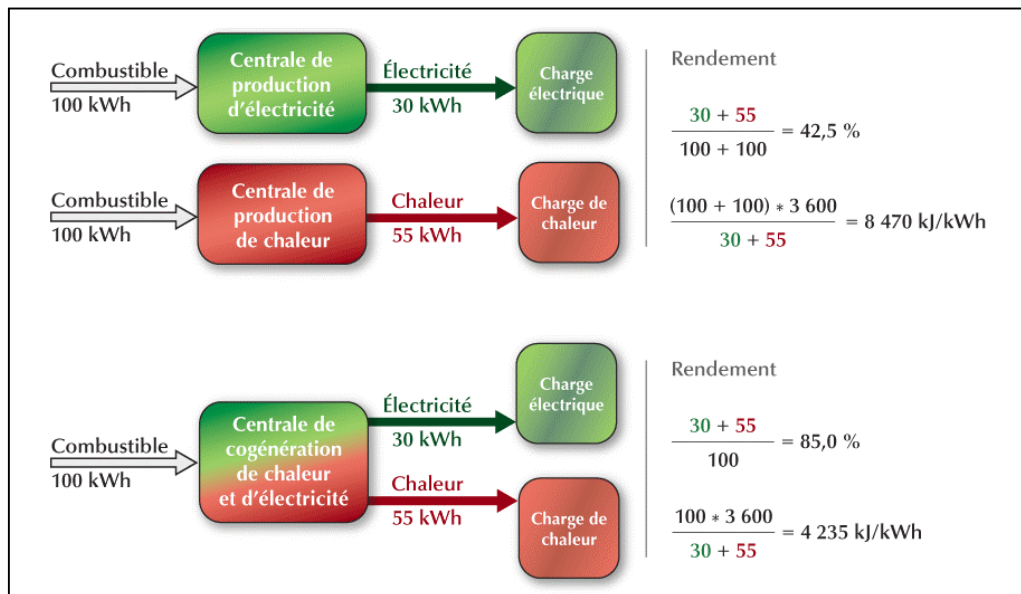
Exploitation asservie à la charge électrique



Exploitation asservie à la charge de chaleur

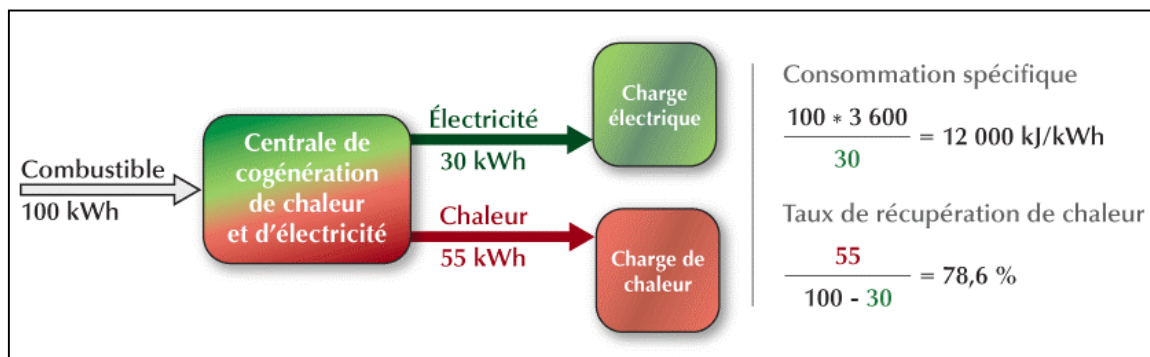


Calcul du rendement



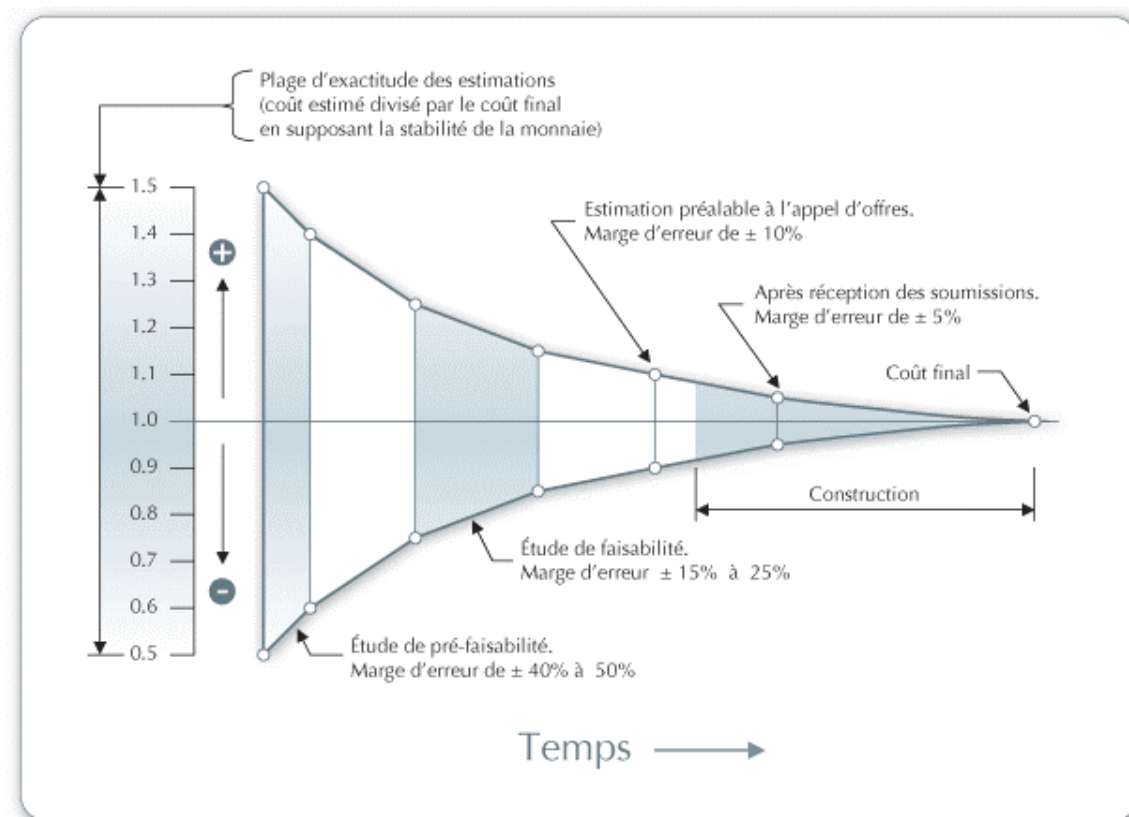
Note : Pour le calcul du rendement en unités de taux de récupération de chaleur (kJ/kWh), la consommation de combustible en kWh est multipliée par 3 600 kJ/kWh et pour le calcul du rendement en unités de taux de récupération de chaleur (Btu/kWh), la consommation de combustible en kWh est multipliée par 3 412 Btu/kWh.

Calcul de la consommation spécifique et du taux de récupération de chaleur d'une installation de cogénération

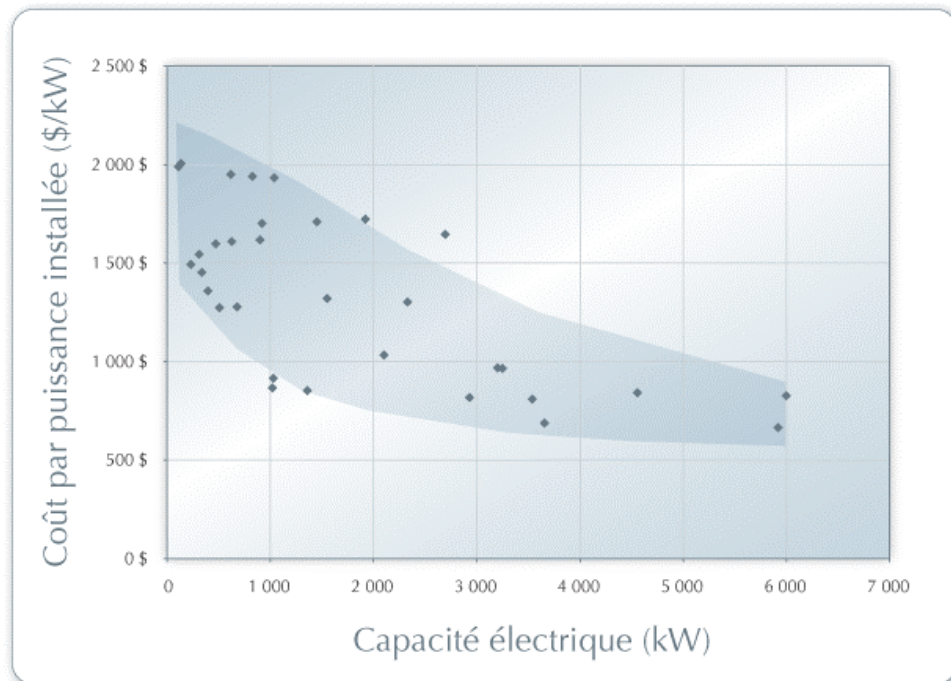


Note : Pour le calcul du rendement en unités de taux de récupération de chaleur (kJ/kWh), la consommation de combustible en kWh est multipliée par 3 600 kJ/kWh et pour le calcul du rendement en unités de taux de récupération de chaleur (Btu/kWh), la consommation de combustible en kWh est multipliée par 3 412 Btu/kWh.

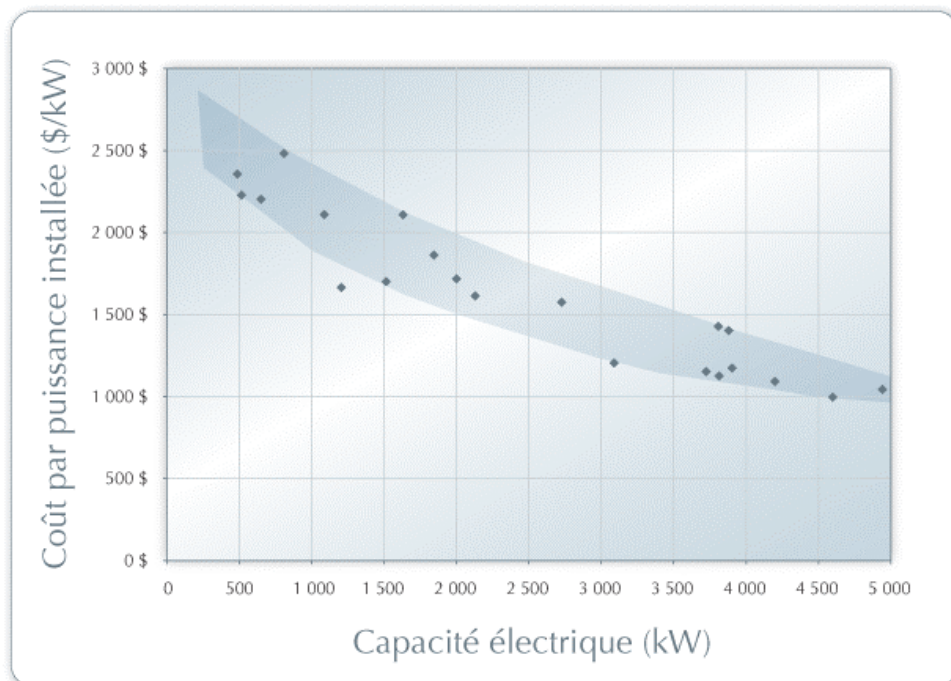
Exactitude des estimations de coûts de projets



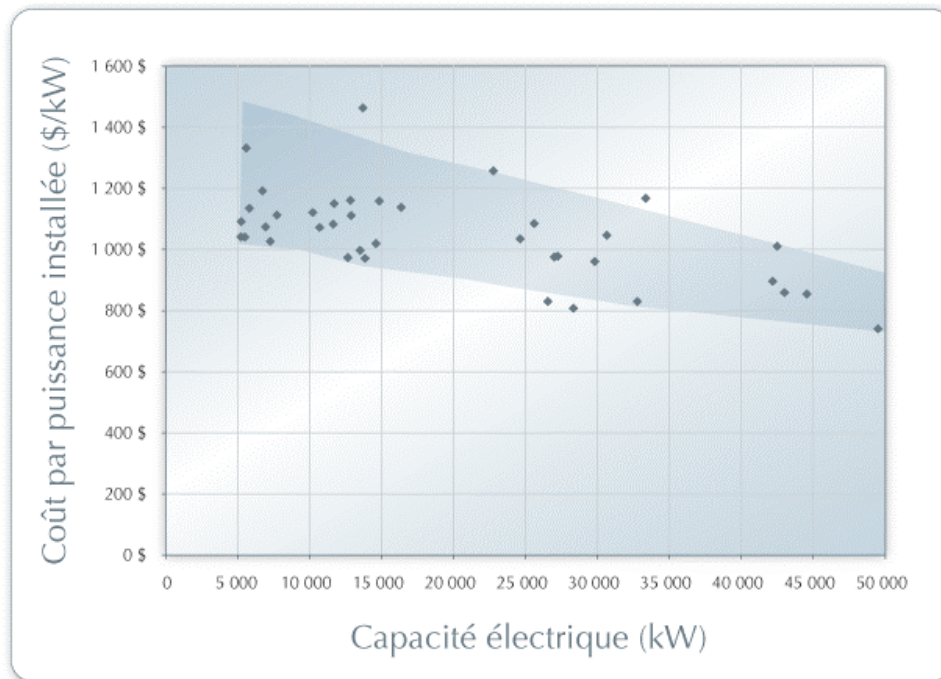
Exemples de coûts par kW installé pour les moteurs à pistons



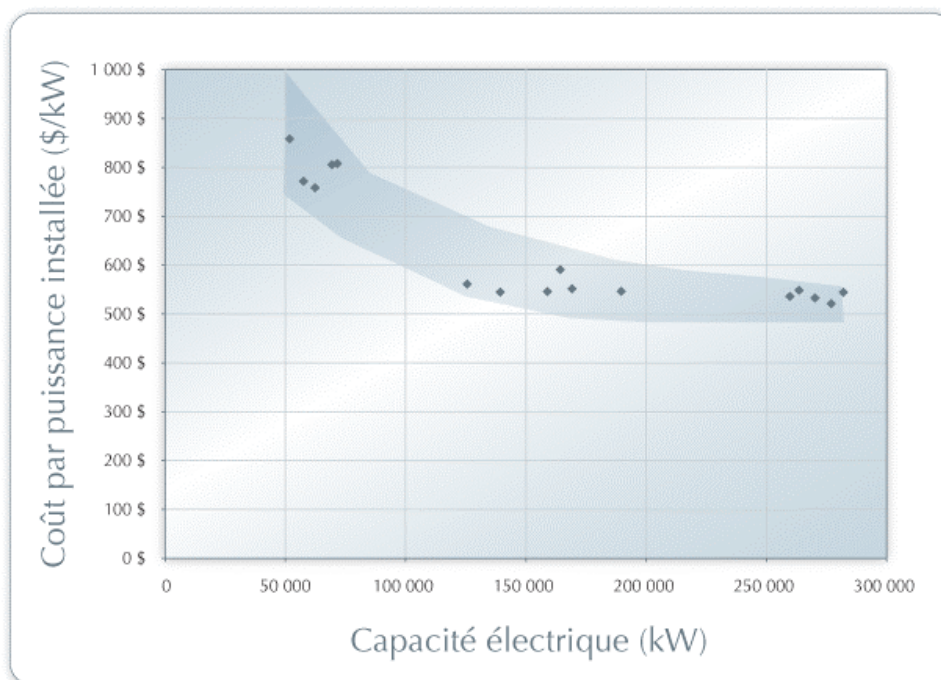
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (< 5 MW)



Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (5 à 50 MW)



Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (50 à 300 MW)



Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à vapeur

Capacité électrique (kW)	500	3 000	15 000
Type de turbine	Sortie de turbine - pression de vapeur	Sortie de turbine - pression de vapeur	Sortie de turbine - pression de vapeur
Coût de l'équipement (\$/kW)	\$550	\$325	\$300
Coût total incluant l'installation (\$/kW)	\$1 313	\$569	\$525
Débit de vapeur (kg/h)	9 761	57 204	204 300
Pression d'opération (bar)	35,5	42,4	49,3
Température de surchauffe (°C)	288	302	343
Sortie de turbine - pression de vapeur (bar)	4,4	11,3	11,3
Température à la sortie de turbine (°C)	148	186	186
Rendement de la turbine à vapeur	47,0%	65,8%	77,6%

Exemples de coûts par kW installé pour les piles à combustible

Type de pile à combustible	PAFC ¹	PEMFC ²	PEMFC ²	MCFC ³	MCFC ³	SOFC ⁴
Capacité électrique (kW)	200	10	200	250	2 000	100
Coût total incluant l'installation (2002 \$/kW)	\$6 300	\$7 700	\$5 040	\$7 000	\$3 920	\$4 900
Frais d'exploitation et d'entretien (\$/kWh)	\$0,04	\$0,05	\$0,03	\$0,06	\$0,05	\$0,03

¹PAFC: Pile à combustible à acide phosphorique

²PEMFC: Pile à combustible à acide phosphorique

³MCFC: Pile à combustible à carbonate fondu

⁴SOFC: Pile à combustible à oxyde solide

Coûts approximatifs de lignes électriques

Capacité (MW)	Tension (kV)	Coût/km (\$/km)	Distance (km)
0 – 2	25	\$55 000	< 50
2 – 5	44	\$65 000	< 70
> 5	115	\$100 000	> 70

Coûts approximatifs de postes de raccordement

Capacité (MW)	Tension (kV)	Poste de raccordement (\$)
0 – 2	25	\$250 000
2 – 5	44	\$600 000
> 5	115	\$2 000 000

Plages typiques de coûts - Équipements de production d'électricité

Type d'équipement de production d'électricité RETScreen	Coût typique de l'équipement (installation incluse) (\$/kW)
Moteur à pistons	700 à 2 000
Turbine à gaz	550 à 2 500
Turbine à gaz - cycle combiné	700 à 1 500
Turbine à vapeur	500 à 1 500
Système géothermique	1 800 à 2 100
Pile à combustible	4 000 à 7 700
Éolienne	1 000 à 3 000
Turbine hydroélectrique	550 à 4 500
Module photovoltaïque	8 000 à 12 000
Note: Les valeurs de coût typique de l'équipement (installation incluse) sont exprimées en \$ canadiens, basés sur les prix du 1 janvier 2005. À ce moment, le taux de change approximatif était de 1 CAD = 0.81 USD et 1 CAD = 0.62 EUR	

Plages typiques de coûts - Équipements de production de chaleur

Type d'équipement de production de chaleur RETScreen	Coût typique de l'équipement (installation incluse) (\$/kW)	Inclus dans le coût	Non inclus dans le coût
Système à biomasse	100 à 400	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Conduit de cheminée/évent
Chaudière	25 à 200	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Conduit de cheminée/évent
Générateur de chaleur	30 à 150	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Conduit de cheminée/évent • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
Réchauffeur	30 à 200	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Conduit de cheminée/évent
Pompe à chaleur - source : air	800 à 1 500	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
Pompe à chaleur - source : sol	300 à 450	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
Note: Les valeurs de coût typique de l'équipement (installation incluse) sont exprimées en \$ canadiens, basés sur les prix du 1 janvier 2005. À ce moment, le taux de change approximatif était de 1 CAD = 0.81 USD et 1 CAD = 0.62 EUR			

Plages typiques de coûts - Équipements de production de froid

Type d'équipement de production de froid RETScreen	Coût typique de l'équipement (installation incluse) (\$/kW)	Inclus dans le coût	Non inclus dans le coût
À compresseur - refroidi à l'air	200 à 500	• Équipement principal • Installation principale • Échangeur de chaleur à condenseur à air	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
À compresseur - refroidi à l'eau	110 à 300 + 25 à 60 pour la tour de refroidissement	• Équipement principal • Installation principale • Tour de refroidissement	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
Pompe à chaleur - source : air	450 à 600 + 200 à 1 500 pour un puits horizontal ou + 400 à 4 000 pour un puits vertical	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
Pompe à chaleur - source : sol	250 à 350 + 200 à 1 500 pour un puits horizontal ou + 400 à 4 000 pour un puits vertical	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
À absorption	120 à 400 + 25 à 60 pour la tour de refroidissement	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui • Échangeur de chaleur à condenseur à air • Tour de refroidissement
À dessiccant	100 à 500*	• Équipement principal • Installation principale	• Stockage/alimentation du combustible • Réseau de gaines, brides et dalle d'appui
Note: Les valeurs de coût typique de l'équipement (installation incluse) sont exprimées en \$ canadiens, basés sur les prix du 1 janvier 2005. À ce moment, le taux de change approximatif était de 1 CAD = 0.81 USD et 1 CAD = 0.62 EUR * en \$/kW latent			

Frais d'enregistrement des projets relevant du MDP

Réduction moyenne de tonnes de CO ₂ e / année	Frais d'enregistrement en \$ US
≤ 15 000	5 000
> 15 000 et ≤ 50 000	10 000
> 50 000 et ≤ 100 000	15 000
> 100 000 et ≤ 200 000	20 000
> 200 000	30 000

Facteurs d'émissions de groupes électrogènes diesel (en kgCO₂equ/kWh *) en fonction du facteur de charge **

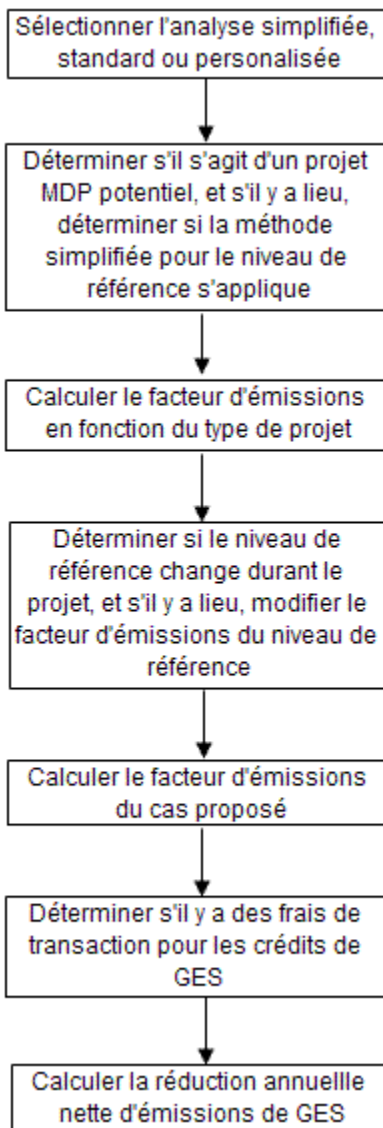
Type de réseau	Mini-réseau avec service continu	i) Mini-réseau avec service de 4 à 6 heures ii) Applications productives iii) Pompage de l'eau	Mini-réseau avec stockage
Facteur de charge	25%	50%	100%
< 15 kW	2,4	1,4	1,2
>= 15 à < 35 kW	1,9	1,3	1,1
>= 35 à < 135 kW	1,3	1	1
>= 135 à < 200 kW	0,9	0,8	0,8
>= 200 kW ***	0,8	0,8	0,8

*) Un facteur de conversion de 3,2 kg CO₂ par kg de diesel a été utilisé (respectant les Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, version révisée 1996).

**) Les valeurs proviennent des courbes de consommation de combustible du manuel en ligne du modèle PV 2000 de RETScreen international.

***) Valeurs par défaut

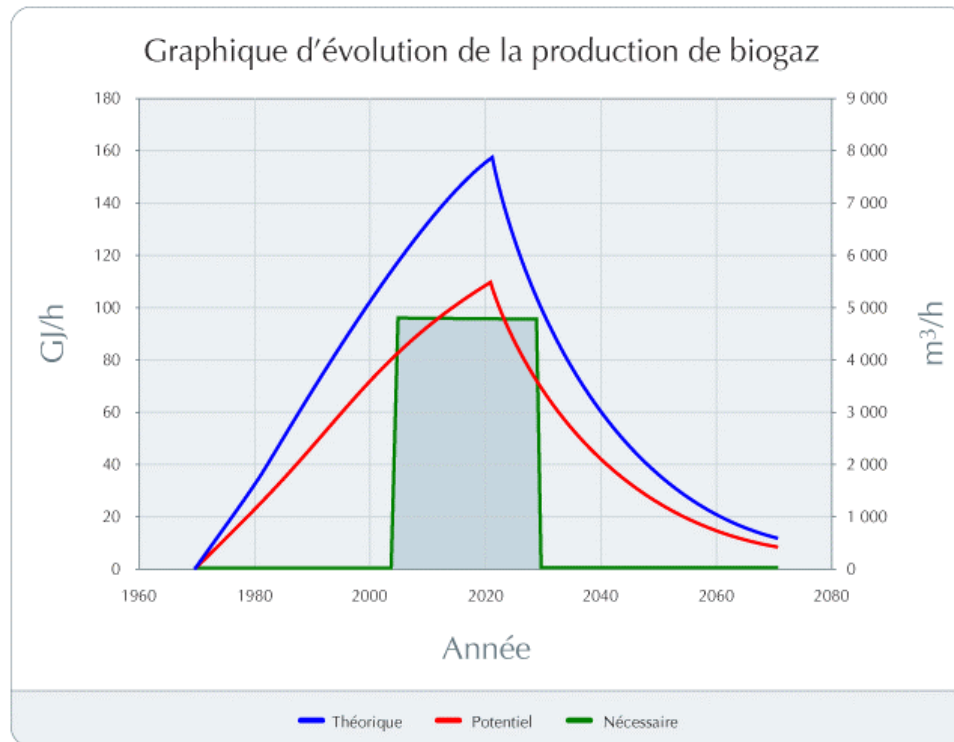
Organigramme de la feuille de calcul Analyse des GES



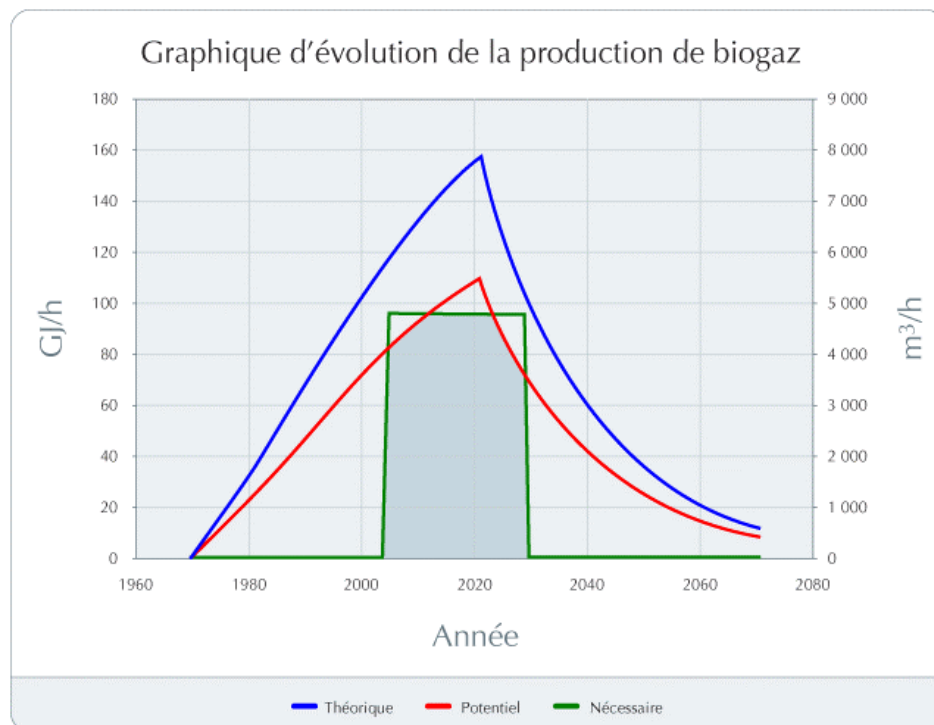
Variation des valeurs k en fonction des précipitations annuelles

Précipitations annuelles	Plage des valeurs de k		
	Relativement inerte	Moyennement décomposable	Hautement décomposable
<250 mm	0,01	0,02	0,03
250 à 500 mm	0,01	0,03	0,05
500 à 1 000 mm	0,02	0,05	0,08
>1 000 mm	0,02	0,06	0,09

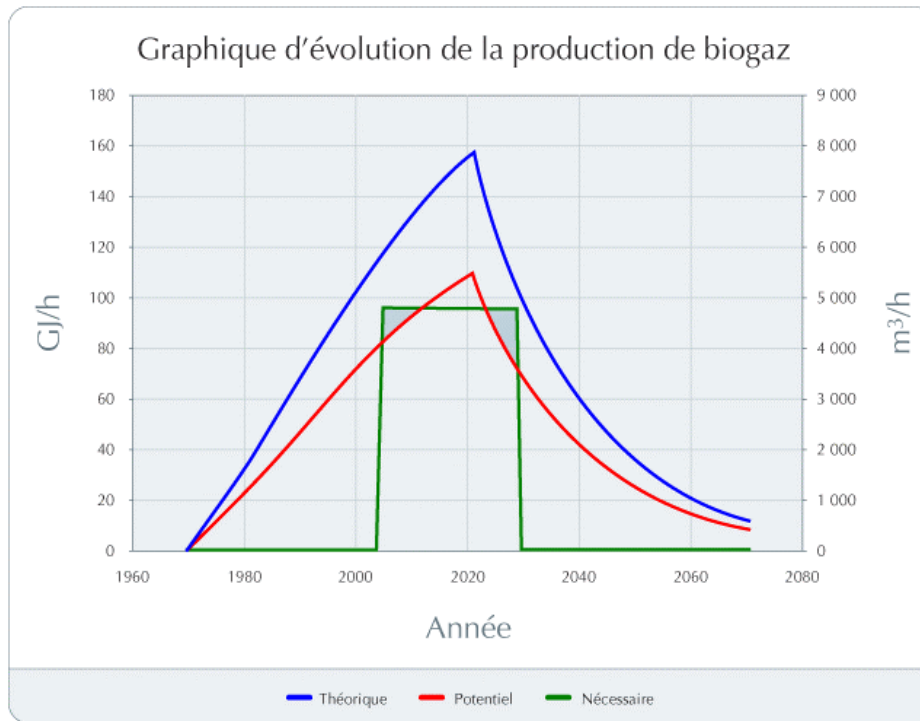
Combustible nécessaire - moyenne



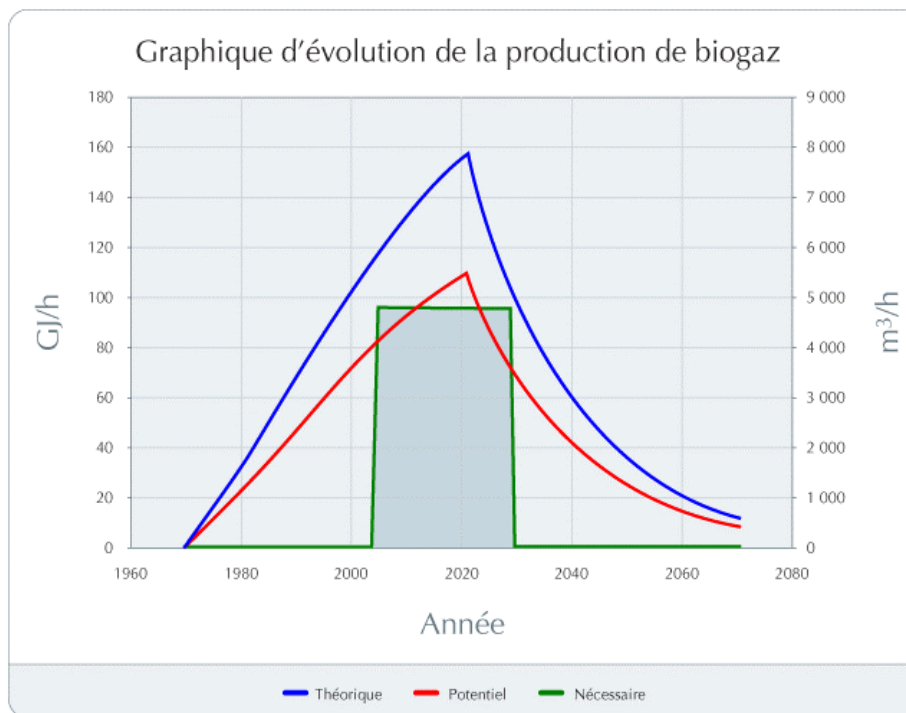
Potentiel de récupération du biogaz



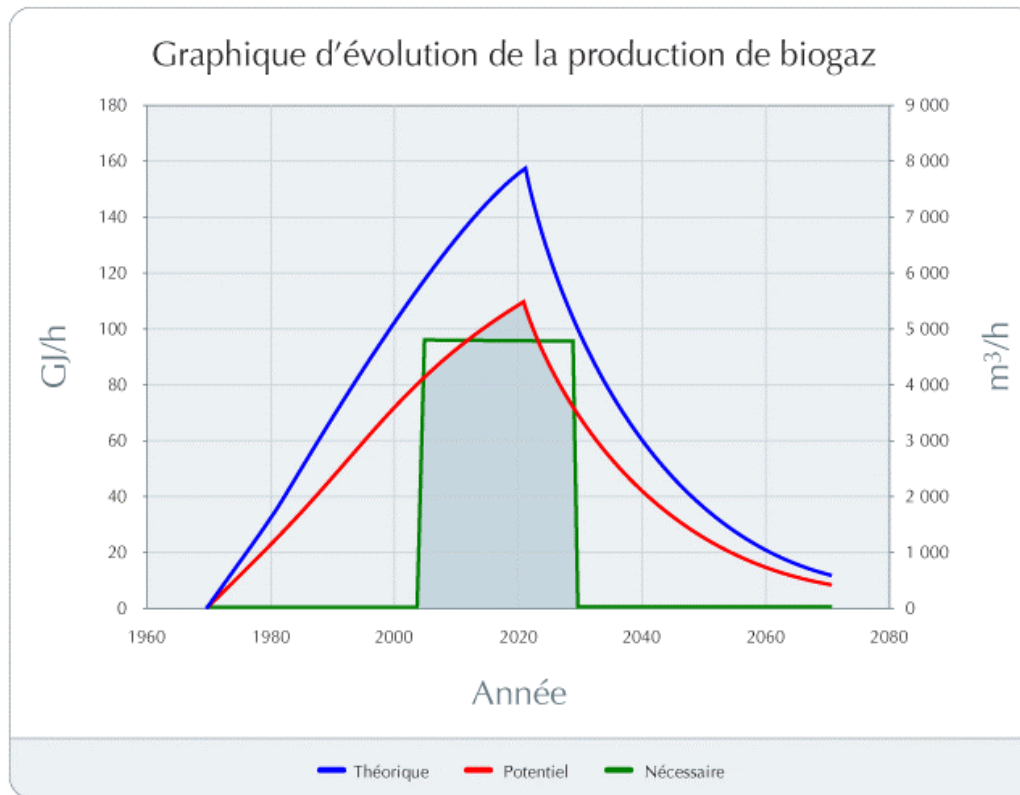
Complément de combustible nécessaire



Combustible nécessaire - annuel



Potentiel de récupération du biogaz - annuel



Formation et aide

L'utilisateur peut obtenir l'information à jour concernant la formation et l'aide RETScreen à l'adresse Web suivante : www.retscreen.net/f/training/.

Conditions d'utilisation

Exonération et indemnisation

Le logiciel **RETScreen® International** est fourni uniquement à des fins d'examen. Ni Ressources naturelles Canada, ni son ministre, ses cadres, ses employés ou ses agents ne font d'allégations ni ne donnent de garanties, explicites ou implicites, découlant de la loi ou autres, incluant, mais sans s'y limiter des garanties de possibilité de mise en marché ou d'adéquation à un objectif particulier, ou à l'effet que l'utilisation du logiciel n'empiète pas sur les droits de propriété intellectuelle de tierces parties. En aucun cas, Ressources naturelles Canada, ni son ministre, ni ses représentants, agents ou employés n'ont d'obligations ni de responsabilités quant à des torts, des pertes de revenus ou de profits, ou des dommages indirects, particuliers, incidents ou consécutifs à l'utilisation faite du logiciel.

En échange du droit de charger, d'exécuter et d'utiliser **RETScreen® International**, l'utilisateur (détenteur de licence), garantira de toute responsabilité Ressources naturelles Canada (donneur de licence), ainsi que ses employés et agents, et sera responsable pour tous revendications, demandes, pertes, coûts, y compris les coûts d'avocat et de client, dommages ou poursuites découlant de l'utilisation de RETScreen International par le détenteur de licence, ou liés à celle-ci ou occasionnés par elle. Le donneur de licence aura le droit de se défendre de toute action ou poursuite de ce genre en recourant aux services du procureur de son choix.

Droits d'auteur et marque de commerce

Le logiciel **RETScreen® International** d'analyse de projets sur les énergies propres, ainsi que le manuel et les bases de données qui l'accompagnent sont la propriété intellectuelle du ministère de Ressources naturelles Canada (1997 - 2005). Toute forme de reproduction est interdite à moins d'autorisation écrite préalable, que l'on peut obtenir auprès de :

RETScreen® International
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes
Ressources naturelles Canada
1615, boul. Lionel-Boulet, C.P. 4800
Varennes, QC, CANADA J3X 1S6

Tél. : +1-450-652-4621
Fax : +1-450-652-5177
Courriel : rets@rncan.gc.ca

© Ministre de Ressources naturelles Canada 1997 - 2005.
RETSCREEN est une marque de commerce enregistrée du Ministre de Ressources naturelles Canada.

Contrat de licence

L'utilisation de **RETScreen® International** est sujette aux conditions détaillées dans le contrat de licence du logiciel RETScreen qui est disponible à l'adresse Web suivante : www.retscreen.net/licence.html.

L'usager est encouragé à s'inscrire correctement sur le site Web RETScreen, de sorte que le Centre puisse périodiquement informer l'utilisateur des mises à jour du produit et rendre compte de l'utilisation globale de RETScreen.

Bibliographie

Avallone E.A. et Baumeister T. III, Marks Standard Handbook for Mechanical Engineers, McGraw-Hill, Inc., 1987.

American Society of Heating, Refrigerating, and Air Conditioning Engineers (ASHRAE), ASHRAE Handbook, Volumes de référence, 1997.

Arkay, K. et Blais, C., The District Energy Option in Canada, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Ottawa, Ressources naturelles Canada, 1996.

Beaty, H.W. et Fink, D.G., Standard Handbook for Electrical Engineers, 14^{ième} édition, McGraw-Hill, Inc., 2000.

Church, K., Community Energy Planning, A Guide for Communities, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Ottawa, Ressources naturelles Canada, 2003.

Ciavaglia, L., « communication personnelle », Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Ottawa, Ressources naturelles Canada, 2003.

Community Energy Technologies, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Ottawa, Ressources naturelles Canada, 1997.

The Danish Energy Agency, Engerstatistics 1995, 1999.

Environmental Protection Agency, Climate Protection Partnership Division, Technology Characterization : Fuel Cells, Avril 2002.

Fenhann, J., « communication personnelle », 2000.

Fenhann, J., Projections of Emissions of Greenhouse Gases, Ozone Precursors and Sulphur Dioxide from Danish Sources until 2010, The Danish Energy Agency, décembre 1999.

GHG Protocol Initiative, Calculating CO₂ Emissions from the Combustion of Standard Fuels and from Electricity/Steam Purchase, Ver. 2.1a, WRI et WBCSD, 2004.

Hayden, S., « communication personnelle », Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Ottawa, Ressources naturelles Canada, 1997.

The International Association for the Properties of Water and Steam, IAPWS Industrial Formulation 1997 for the Thermodynamic Properties of Water and Steam, Erlangen, Allemagne, 1997.

Agence Internationale de l'Énergie (AIE), 2002.

Larsson I., « communication personnelle », FVB Energy, Stockholm, Suède, 2003.

Leng, G., RETScreen International : A Decision-Support and Capacity-Building Tool for Assessing Potential Renewable Energy Projects, UNEP Industry & Environment, 3rd Quarter, 2000.

Martinot, E. et McDoom, O., Promoting Energy Efficiency and Renewable Energy : GEF Climate Change Projects and Impacts, Octobre 1999. Pre-Publication Draft, Global Environment Facility, 1999.

McCallum, B., Small-Scale Automated Biomass Energy Heating Systems : A Viable Option For Remote Canadian Communities?, Canadian Forest Service, Great Lake Forestry Centre et Centre de la technologie de l'énergie de CANMET - Varennes, Ressources naturelles Canada, 1997.

McCallum, B., Case Studies of Small Commercial Biomass Combustion Systems in PEI, Ressources naturelles Canada, 1995.

Randløv, P., District Heating Handbook, European District Heating Pipe Manufacturers Association, ISBN87-90488-00-8, 1997.

Sandor, R., Walsh, M. et Leblanc, A., Creating a Market for Carbon Emissions : Gas Industry Opportunities, publié dans Natural Gas, Juin 1999.

Sykes, B., « communication personnelle », Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, 1997.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) Clean Development Mechanism (CDM) Executive Board, Annex B - Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories, décembre 2002.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), National Communications, 2004.

The World Bank, Energy Sector Management Assistance Programme, Handbook for the Preparation of Landfill Gas to Energy Projects in Latin America and the Caribbean, Janvier 2004.

Index

A

Accès aux données et à l'aide9, 16, 249
 Allocation du coût en capital169
 Analyse de pré faisabilité ou de faisabilité128
 Analyse de risque210, 211
 Analyse de risque sur.....211
 Analyse de sensibilité14, 210
 Analyse de sensibilité et de risque.....14, 210
 Analyse de sensibilité sur.....210
 Analyse des coûts12, 14, 25, 32, 35, 70, 128, 131, 145, 148, 149, 160, 162, 167, 177, 179, 180, 230, 251
 Analyse des GES14, 35, 136, 160, 163, 174, 175, 187, 188, 191, 192, 194, 202, 204, 207, 221, 236, 237, 238, 246, 290
 Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)187
 Analyse immédiate223, 227
 Analyse simplifiée, standard ou personnalisée189
 Année de fermeture de la décharge231
 Année du changement201
 Années de données sur les déchets231
 Années d'occurrence208
 Appels d'offres et contrats144
 Approbations et permis.....138, 139
 Après impôt185
 Arpentage et droits fonciers.....139
 Autre122
 Avant impôt.....185
 Azote224, 228

B

Bénéfices régionaux161
 Bibliographie297
 Biogaz - Facteur d'émission de CH₄234
 Biogaz brûlé par torchère - Cas de référence..236
 Biogaz brûlé par torchère - Cas proposé.....236
 Brève description et organigramme.....8
 Brûleur de veine98

C

Calcul de la charge de chaleur40
 Calcul de la charge de froid.....57
 Calcul du rendement.....282
 Capacité20, 21, 23, 25, 26, 27, 28, 30, 32, 33, 34, 35, 69, 78, 79, 80, 82, 84, 90, 93, 96, 98, 99,

103, 104, 105, 110, 112, 114, 115, 117, 118, 119, 120, 122, 124, 240
 Capacité électrique90, 93, 96, 103, 104, 110, 114, 115, 118, 119, 120, 122, 240
 Capacité électrique - avec soutirage110
 Capacité électrique (TG)96
 Capacité électrique (TV) - avec soutirage103
 Capacité électrique (TV) [- sans soutirage] ..104
 Capacité électrique [- sans soutirage]110
 Capacité électrique totale (TGCC) - avec soutirage.....104
 Capacité électrique totale (TGCC) [- sans soutirage]104
 Capacité suggérée23, 30, 79, 80
 Capacité thermique 93, 96, 98, 99, 105, 112, 117, 124, 240
 Capacité thermique - sans soutirage105, 112
 Capacité thermique [- avec soutirage] ...105, 112
 Capacité thermique après le brûleur de veine..99
 Capacité thermique du brûleur de veine99
 Capacités électriques typiques de moteurs à pistons90, 277
 Capitaux propres investis.....166
 Caractéristiques de la charge de chaleur du procédé.....41, 71, 72
 Caractéristiques de la charge de froid du procédé57, 58, 71
 Caractéristiques de la charge du cas de référence41, 57, 58, 68, 70, 243, 244, 245
 Caractéristiques de la charge du cas proposé..43, 59, 73, 74
 Caractéristiques des piles à combustible 115, 265
 Caractéristiques du cas proposé.....19
 Caractéristiques du site36, 52
 Carbone223
 Carte des données météorologiques.....249, 252
 Cendres224
 Chaleur25, 27, 28, 29, 31, 82, 85, 126
 Chaleur - complément nécessaire126
 Chaleur fournie27, 28, 29, 31, 82, 85
 Chaleur récupérée126
 Champ de captage du biogaz151
 Changement du facteur d'émissions de GES .201
 Changement du niveau de référence durant le projet200
 Charge de chaleur de pointe du procédé.....41
 Charge de chaleur de pointe nette.....44
 Charge de chaleur de pointe totale.....42
 Charge de chaleur en % du temps d'opération du procédé.....71
 Charge de chaleur moyenne.....72, 74
 Charge de chaleur moyenne nette74
 Charge de chaleur pour la production de froid 74

Charge de chauffage du bâtiment [zone/groupe]	40	Consommation de combustible.....	42, 43, 59, 87, 88, 203, 206, 222, 225, 229, 238
Charge de climatisation du bâtiment [zone/groupe].....	57	Consommation de combustible - annuelle.....	43, 59
Charge de froid de pointe du procédé.....	57	Consommation de combustible - humide	238
Charge de froid de pointe nette.....	60	Consommation de combustible - unité	42, 59, 87, 88, 222, 225, 229, 238
Charge de froid de pointe totale	58	Consommation spécifique.....	24, 69, 91, 94, 97, 102, 103, 108, 109, 114, 116, 123, 240, 241, 259, 260, 261, 262, 263, 264
Charge de froid en % du temps d'opération du procédé	71	Consommation spécifique réelle de vapeur...	103, 109, 114
Charge de froid moyenne	71	Consommation spécifique théorique de vapeur	102, 108, 109
Charge de pointe.....	68, 72, 75, 243, 244	Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCI (< 6MW)	259
Charge de pointe - annuelle.....	75, 244	Consommation spécifique typique de moteurs à pistons - PCS (< 6MW)	259
Charge de pointe - réseau isolé.....	68	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCI (< 50 MW).....	263
Charge de pointe annuelle	72	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS (< 50 MW).....	263
Charge de pointe du système	75	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - cycle combiné - PCS (>= 50 MW)...	264
Charge du système de production de chaleur ...	75	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (< 5 MW).....	260
Charge du système de production de froid	74	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCI (5 à 50 MW).....	261
Charge électrique de pointe nette	73	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (< 5 MW)	260
Charge électrique moyenne brute	70, 244	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (5 à 50 MW).....	261
Charge électrique moyenne nette ..	70, 74, 90, 93, 96, 110, 114, 115, 122	Consommation spécifique typique de turbines à gaz - PCS (50 à 300 MW).....	262
Charge électrique pour la production de froid..	74	Constante de production de méthane (k)	232
Charge et conception du réseau	14, 36	Construction du bâtiment et de la cour	155
Charge et demande énergétique du cas proposé	75	Contrat de licence	296
Charge minimale ...	68, 90, 93, 96, 110, 114, 115, 122	Contribution des systèmes .	19, 23, 28, 31, 78, 82, 84, 90, 93, 96, 115, 118, 119, 120, 122
Charge minimale - réseau isolé	68	Correction de la consommation spécifique en fonction de la température ambiante	280
Charge moyenne.....	242, 244	Correction du rendement d'une turbine à vapeur en fonction de la pression de vapeur à la sortie de la turbine	279
Chaudière	82	Coût de la puissance facturée	242
Chemins d'accès	146	Coût de réduction de GES	184
Choix de langues	12	Coût des stations de transfert d'énergie	50, 65
Choix des équipements	12, 14, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 26, 27, 33, 34, 35, 74, 75, 76, 124, 127, 162, 164, 172, 202, 204, 205, 207, 221, 223, 226, 230, 235, 237, 238, 247	Coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution	51, 66
Choix d'options.	16, 128, 187, 188, 194, 210, 221	Coût du combustible	59, 238
Choix du système	81, 88, 126	Coût du réseau de chauffage urbain.....	48
Choix d'unités et pouvoir calorifique de référence	16	Coût en combustible	43, 87, 88, 179, 180, 213
Code de couleur des cellules	10	Coût en combustible - Cas de référence .	180, 213
Combustible.	84, 85, 86, 87, 92, 95, 98, 112, 117, 124, 126, 162, 221, 223, 226, 235, 237, 240, 291, 292	Coût en combustible - Cas proposé	179, 213
Combustible humide.....	237	Coût fixe - mensuel.....	242, 244
Combustible nécessaire ...	84, 85, 92, 95, 98, 112, 117, 124, 235, 240, 291, 292	Coût total de connexion du groupe de bâtiments	51, 66
Combustible nécessaire - annuel	235, 292		
Combustible nécessaire - moyenne	235, 291		
Complément de combustible nécessaire.	235, 292		
Conception du site et du bâtiment	142		
Conception électrique.....	143		
Conception mécanique	143		
Conception préliminaire	134		
Conditions d'utilisation.....	295		
Congé fiscal disponible?.....	170		

Coût total du réseau de chauffage urbain	52
Coût total du réseau de distribution de froid	67
Coûts approximatifs de lignes électriques	286
Coûts approximatifs de postes de raccordement	286
Coûts de référence	12, 129, 130
Coûts de référence ou Deuxième devise	129
Coûts d'investissement (crédits)	132
Coûts du réseau de distribution de froid	64
Coûts périodiques (crédits)	162, 179
Coûts spécifiques au projet	151
Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de chaleur	51, 52, 272
Coûts typiques pour les tuyaux de la ligne de distribution de froid	66, 67, 272
Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour la chaleur	50, 271
Coûts typiques pour une station de transfert d'énergie indirecte pour le froid	65, 271
Crédit pour réduction de GES	175, 215
Critères de conception du réseau de chaleur	45
Critères de conception du réseau de froid	61
Cumulatif	185

D

Débit de vapeur	84, 100, 106, 112
Début	241
Décharge	231
Degrés-jours équivalents pour eau chaude sanitaire	37
Demande de base d'eau chaude sanitaire	37
Demande de chaleur du procédé	42
Demande de chaleur nette	44
Demande de chaleur totale	42
Demande de chauffage	42
Demande de climatisation	58
Demande de froid du procédé	58
Demande de froid indépendante des conditions météorologiques	54
Demande de froid nette	60
Demande de froid totale	58
Demande énergétique du système	75
Densité	222, 229
Description	122
Dettes du projet	166
Deuxième devise	12, 130, 131, 132
Développement	129, 137, 144, 157, 176, 177
Devise	11, 16, 131
Différentiel de température	46, 61
Dimension des tuyaux	48, 63
Dioxyde de carbone	227
Disponibilité	89
Disposition d'un réseau urbain	39, 55, 267, 269

Disposition d'un réseau urbain et de la charge de chaleur	39, 269
Disposition d'un réseau urbain et de la charge de froid	55, 269
Données de coûts	251
Données de produits	247
Données de stations météorologiques au sol	249
Données mensuelles	38, 54
Données météorologiques	249
Données-satellite mondiales de la NASA	249
Droits d'auteur et marque de commerce	295
Durée de l'emprunt	166, 217
Durée de vie du projet	165, 234
Durée du congé fiscal	170
Durée du crédit pour la réduction de GES	176

E

Eau et vapeur d'eau	245
Économies annuelles sur la durée de vie	184
Économies et revenus annuels	180
Effectuer l'analyse sur	211, 212
Efficacité de captage du biogaz	234
Électricité	19, 21, 22, 23, 90, 94, 104, 111, 114, 115, 116, 119, 120, 121, 122, 123, 125, 162, 172, 207
Électricité - complément nécessaire	125
Électricité exportée au réseau	21, 22, 90, 94, 104, 111, 115, 116, 119, 120, 121, 123, 125, 172, 207
Électricité fournie à la charge	21, 22, 23, 90, 94, 104, 111, 114, 116, 119, 120, 121, 122, 125
Éligibilité au calcul simplifié pour niveau de référence	192
Émissions de GES	204, 206, 208
Émissions de GES du cas de référence	208
Émissions de GES du cas proposé	208
Encouragements et subventions	165, 178
Enthalpie	100, 101, 102, 106, 108, 109
Entropie	100, 106
Éolienne	118
Équipement de production de chaleur	148
Équipement de production de froid	149
Équipements de distribution	154
Équipements de préparation	154
Équipements de transport	154
Équivalence de GES	246
Estimation détaillée des coûts	135
Éthane	227
Étude de faisabilité	132, 177
Étude du scénario de référence et plan de surveillance des GES	135
Évaluation des ressources	134
Évaluation environnementale	134

Exactitude des estimations de coûts de projets	283
Exemples de coûts par kW installé pour les moteurs à pistons	284
Exemples de coûts par kW installé pour les piles à combustible	286
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (< 5 MW)	284
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (5 à 50 MW)	285
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à gaz (50 à 300 MW)	285
Exemples de coûts par kW installé pour les turbines à vapeur	286
Exonération et indemnisation	295
Exploitation à pleine puissance électrique	281
Exploitation asservie à la charge de chaleur	282
Exploitation asservie à la charge électrique	281
Exploitation et entretien	158, 161, 179, 212
Exploitation et entretien (Personnalisé)	161

F

Fabricant	23, 29, 31, 78, 80, 82, 85, 91, 94, 97, 110, 113, 116, 118, 119, 121, 123
Facteur de correction pour matières inertes	233
Facteur de coût des stations de transfert d'énergie	49, 65
Facteur de coût des tuyaux de la ligne principale de distribution	49, 65
Facteur de coût des tuyaux des lignes secondaires de distribution	49, 65
Facteur d'émission de CO ₂	222, 226, 229, 237
Facteur d'émissions de CO ₂ , CH ₄ et N ₂ O	202, 205
Facteur d'émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O	205
Facteur d'émissions de GES	200, 201, 203, 204, 206
Facteur d'émissions de GES - Xième année et +	201
Facteurs d'émissions de CO ₂ , CH ₄ et N ₂ O	197, 198, 203
Feuilles de calcul vierges (3)	14, 186
Figures	252
Fin	242
Financement	140, 165
Financement du projet	140
Flux monétaires annuels	164, 185
Formation et aide	294
Frais annuels (crédits)	158
Frais annuels et paiements de la dette	179
Frais de transaction pour les crédits de GES	208
Frais généraux et administratifs	161
Frais imprévus	157, 162

Froid	33, 34, 79, 81
Froid fourni	34, 79, 81

G

Général	164
Générateur de chaleur	84
Génie civil	143
Gestion du projet	136, 141
Graphique des charges de chauffage d'un bâtiment	40, 266
Graphique de distribution	219
Graphique de l'intervalle de confiance	220
Graphique des caractéristiques de la charge du cas de référence	73
Graphique des caractéristiques de la charge du cas proposé	75, 76, 77, 79
Graphique des flux monétaires cumulatifs	164, 185
Graphique d'évolution de la production de biogaz	236
Graphique d'impact	218

H

Heures	38, 41, 54, 57, 242
Heures équivalentes à plein régime	38, 41, 54, 57
Heures équivalentes à plein régime - chaleur pour procédé	41
Heures équivalentes à plein régime - froid pour procédé	57
Hydrogène	224, 228

I

Imprimer un fichier	13
Indice de qualité de la vapeur d'eau	101, 102, 107, 108
Infrastructures connexes et divers	151, 178
Ingénierie	142, 178
Inspection du site	133
Intérêts durant les travaux	158

L

Langue - Language	12, 16
Lieu du projet	17
Ligne électrique	146
Ligne principale de distribution de chaleur	46
Ligne principale de distribution de froid	61
Lignes secondaires de distribution de chaleur	47
Lignes secondaires de distribution de froid	63

Location du terrain	156, 158
Longueur de la section de tuyaux	48, 63
Longueur totale des tuyaux	47, 48, 62, 64
Longueur totale des tuyaux de la ligne principale de distribution	47, 62

M

Maximum de l'intervalle de confiance.....	219
Médiane	218
Mesures d'efficacité énergétique du cas proposé	43, 59, 73
Méthane	227
Méthode d'amortissement.....	168
Méthode de choix du combustible.....	86, 125
Méthode d'évaluation des coûts.....	48, 64
Minimum de l'intervalle de confiance	219
Mise en service et formation	157
Modèle. 11, 12, 14, 16, 19, 20, 21, 22, 24, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 50, 53, 54, 56, 65, 68, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 85, 86, 87, 90, 91, 93, 94, 96, 97, 111, 113, 115, 116, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 131, 145, 148, 149, 162, 164, 173, 204, 205, 221, 237, 238, 239, 247	
Modèle énergétique 11, 12, 14, 16, 19, 20, 21, 22, 26, 27, 28, 30, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 50, 53, 54, 56, 65, 68, 76, 77, 78, 79, 80, 82, 84, 86, 87, 90, 93, 96, 115, 118, 119, 120, 122, 124, 125, 126, 127, 131, 145, 148, 149, 162, 164, 173, 204, 205, 221, 237, 238, 239, 247	
Modèle et capacité.....	111, 113
Modèle pour projets de cogénération	14
Module photovoltaïque.....	120
Monoxyde de carbone	227
Montant étranger	130, 131, 132
Moteur à pistons	89

N

Négociation des contrats.....	138
Niveau de risque.....	219
Nom du projet.....	17
Nombre de bâtiments du groupe de bâtiments.....	40, 56
Note technique sur la conception du réseau de chauffage urbain	38, 39, 47, 48
Note technique sur la conception du réseau de distribution de froid	55, 56, 62, 63

O

Options monétaires	11
--------------------------	----

Organigramme	8, 9, 290
Organigramme de la feuille de calcul Analyse des GES	290
Organigramme du modèle Cogénération	9
Outils	14, 18, 40, 57, 151, 197, 204, 207, 221, 234, 238
Oxygène.....	224, 228

P

Paiements de la dette	167, 179
Paiements de la dette - durée de l'emprunt	179
Paramètres financiers.....	164
Pays - région	196
Période d'amortissement.....	169
Personnalisé... 128, 130, 137, 142, 145, 147, 149, 150, 153, 154, 155, 161, 246, 251	
Personnalisé (1 à 3).....	246
Pertes de transport et de distribution (t-d)	199, 207
Pièces de rechange.....	156
Pièces et main-d'oeuvre	159
Pile à combustible.....	115
Plage de sensibilité	211
Plages typiques de coûts - Équipements de production de chaleur.....	287
Plages typiques de coûts - Équipements de production de froid.....	288
Plusieurs combustibles - mensuel.....	86
Plusieurs combustibles - pourcentage.....	87
Pompe à chaleur	84
Poste de raccordement	146
Potentiel de réchauffement planétaire des GES	194
Potentiel de récupération de biogaz.....	204, 207
Potentiel de récupération du biogaz.....	235, 236, 291, 293
Potentiel de récupération du biogaz - annuel.....	236, 293
Pourcentage volumique de méthane dans le biogaz.....	232, 233
Pouvoir calorifique 18, 22, 28, 30, 40, 56, 68, 77, 79, 86, 87, 221, 225, 228, 229, 234, 239	
Pouvoir calorifique du biogaz.....	234
Pouvoir calorifique et prix du combustible.....	18, 239
Pouvoir calorifique inférieur (PCI) ..18, 221, 225, 229	
Pouvoir calorifique supérieur (PCS) 18, 221, 225, 228	
Pouvoir calorifique supérieur ou inférieur.18, 22, 28, 30, 40, 56, 68, 77, 79, 86, 87, 239	
Première année d'utilisation de biogaz	234
Préparation du rapport	136
Pression de la vapeur soutirée.....	101, 107

Pression de vapeur.....	245
Pressions et températures typiques d'opération de turbines à vapeur.....	99, 106, 113, 277
Prime (ou rabais) sur les ventes de chaleur	171
Prime (ou rabais) sur les ventes de froid	171
Primes d'assurance.....	159
Prix - kWh	243
Prix du combustible.....	22, 28, 30, 43, 59, 68, 78, 80, 86, 87, 88, 124, 125, 222, 225, 229, 238, 239
Prix du combustible - humide.....	238
Prix du combustible - production de chaleur du cas de référence	124
Prix du combustible - unité.....	43, 59, 87, 88, 222, 225, 229
Production de biogaz - Potentiel.....	234
Production de biogaz - Théorique	233, 234
Production de chaleur - Définition des charges de base et de pointe	257
Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe	257
Production de chaleur - Définition des charges de base, intermédiaire, intermédiaire #2 et de pointe	258
Production de froid - Définition des charges de base et de pointe	258
Production de méthane par les déchets (Lo).....	232, 233
Production d'électricité - Définition des charges de base et de pointe.....	256
Production d'électricité - Définition des charges de base, intermédiaire et de pointe.....	256
Projet de production de chaleur	36, 252, 253, 254
Projet de production de chaleur et de froid.....	254
Projet de production de chaleur seulement.....	252
Projet de production de froid.....	52, 253, 254, 255
Projet de production de froid seulement.....	253
Projet MDP potentiel	189
Projet proposé.....	16, 18
Propane.....	227
Proportion de combustible.....	86, 87, 197, 202, 205

Q

Quantité annuelle de déchets	232
Quantité cumulée de déchets (x années).....	232
Quantité de vapeur soutirée	101, 107

R

Raison du changement.....	201
Ratio avantages-coûts	184
Réchauffeur	84
Recouvrement de la dette	184

Réduction annuelle brute d'émissions de GES	208
Réduction annuelle nette d'émissions de GES	209, 246
Réduction des besoins énergétiques	43, 59, 73
Réduction nette de GES - année 1 à x (1re période).....	174
Réduction nette de GES - année x+1 et suivantes (2ème période)	175
Réduction nette de GES - durée de vie du projet	175
Réduction nette de GES - durée du crédit.....	176, 215
Rendement.....	29, 31, 40, 56, 78, 80, 83, 85, 103, 109, 111, 113, 126, 199, 241
Rendement de conversion en électricité	199
Rendement de la turbine à vapeur (TV).....	103, 109, 113
Rendement saisonnier.....	29, 31, 40, 56, 78, 80, 83, 85, 111
Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de chaleur.....	29, 31, 40, 83, 85, 265
Rendements saisonniers typiques de systèmes de production de froid.....	57, 78, 80, 265
Report des pertes?.....	168
Réseau de captage du biogaz	152
Réseau de chauffage urbain du cas proposé ...	38, 44, 268
Réseau de distribution de froid du cas proposé.....	55, 60, 268
Réseau électrique de référence (Niveau de référence)	187, 194
Retour simple.....	182
Retour sur les capitaux propres.....	183, 211
Revenu pour réduction de GES	174, 175, 181
Revenu pour réduction de GES - durée du crédit	181
Revenus annuels	164, 170

S

Sauvegarder un fichier.....	13
Schéma d'un système de production de froid à compresseur	273
Sections de tuyaux	46, 62
Services comptables et juridiques.....	141
Seuil.....	211
Sommaire. 14, 35, 42, 43, 51, 52, 58, 59, 67, 103, 110, 164, 172, 173, 174, 175, 177, 179, 180, 185, 187, 188, 189, 202, 204, 207, 208, 209, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 234	
Sommaire des coûts annuels en combustible. 164	
Sommaire des coûts de tuyaux de la ligne principale de distribution	52, 67
Sommaire des coûts, économies et revenus du projet	164, 177

Sommaire des dimensions de tuyaux de la ligne principale de distribution	51, 67
Sommaire des GES du cas de référence (Niveau de référence)	187, 202
Sommaire des GES du cas proposé (Projet) ..	187, 204
Sommaire des longueurs de tuyaux de la ligne principale de distribution	52, 67
Sommaire des réductions d'émissions de GES	187, 207
Sommaire du cas proposé	35, 173
Sommaire financier ...	14, 35, 42, 43, 58, 59, 164, 172, 174, 175, 177, 179, 180, 185, 187, 188, 189, 209, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 234
Sortie de turbine - pression de vapeur ...	102, 108, 113
Soufre	224
Soutirage de vapeur	100, 107
Station météorologique la plus proche du projet	36, 52
Stations de transfert d'énergie	148, 150
Suivi et vérification des GES	160
Surdimensionnement des tuyaux du réseau principal	46, 62
Surdimensionnement des tuyaux du réseau secondaire	47, 63
Surface de planchers chauffés de la zone	39
Surface de planchers chauffés du bâtiment	39
Surface de planchers chauffés du bâtiment [zone/groupe]	39
Surface de planchers chauffés du groupe de bâtiments	39
Surface de planchers climatisés de la zone	55
Surface de planchers climatisés du bâtiment [zone/groupe]	55
Surface de planchers climatisés du bâtiments	55
Surface de planchers climatisés du groupe de bâtiments	56
Surveillance des travaux	144
Symbole	131
Système à biomasse	82
Système de biogaz - Cas de référence	236
Système de captage du biogaz	151
Système de production de chaleur .	26, 27, 28, 30, 32, 37, 38, 81, 82, 147, 178, 267
Système de production de chaleur de base .	26, 82
Système de production de chaleur de pointe	30
Système de production de chaleur de secours (optionnel)	32
Système de production de chaleur du cas de référence	37, 38, 267
Système de production de chaleur du cas proposé	81
Système de production de chaleur intermédiaire	27, 28, 82

Système de production de chaleur intermédiaire [#2]	28
Système de production de froid	33, 34, 35, 54, 55, 76, 79, 149, 178, 268
Système de production de froid de base	33, 76
Système de production de froid de pointe ..	34, 79
Système de production de froid de secours (optionnel)	35
Système de production de froid du cas de référence	54, 55, 268
Système de production de froid du cas proposé	76
Système géothermique	112

T

Taux d'amortissement	169
Taux de change	49, 50, 64, 65
Taux de récupération de chaleur ..	92, 95, 97, 117, 123, 241
Taux de rendement interne (TRI) après impôt - actifs	182
Taux de rendement interne (TRI) après impôt - capitaux propres	182
Taux de rendement interne (TRI) avant impôt - actifs	182
Taux de rendement interne (TRI) avant impôt - capitaux propres	181
Taux d'imposition sur le revenu	167
Taux d'intérêt sur la dette	166, 216
Taux maximum de soutirage de vapeur ..	100, 107
Taxes foncières	159
Température .	36, 45, 53, 61, 83, 84, 99, 101, 102, 105, 106, 107, 108, 111, 113, 226, 245, 246
Température de calcul d'alimentation	45, 61
Température de calcul de retour	45, 61
Température de retour	84, 105, 111
Température de saturation ..	83, 99, 106, 113, 245
Température de surchauffe	83, 99, 106
Température de vapeur	113, 246
Température extérieure de calcul de chauffage	36
Température extérieure de calcul de climatisation	53
Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de chauffage urbain	45, 270
Températures typiques d'alimentation et de retour d'un réseau de distribution de froid .	61, 270
Temps de latence avant la production de biogaz	232
Torchère à biogaz	153
Total	225, 228
Transport	156
Turbine à gaz	93, 96
Turbine à gaz - cycle combiné	96
Turbine à vapeur	99, 105

Turbine hydroélectrique	119
Tuyaux de la ligne principale de distribution de chaleur	148
Tuyaux de la ligne principale de distribution de froid	150
Tuyaux des lignes secondaires de distribution de chaleur	148
Tuyaux des lignes secondaires de distribution de froid	150
Type.....	20, 21, 22, 25, 26, 27, 28, 30, 32, 33, 34, 35, 40, 49, 56, 64, 68, 76, 77, 79, 82, 83, 86, 87, 89, 122, 197, 200, 202, 204, 221, 223, 226, 230, 237, 239
Type de chaudière	83
Type de combustible....	22, 28, 30, 33, 34, 40, 56, 68, 77, 79, 86, 197, 200, 202, 204, 221, 223, 226, 230, 237, 238, 239
Type de connexion des stations de transfert d'énergie.....	49, 64
Type de réseau.....	68
Type du combustible	86, 87

U

Un seul combustible	86
Unités.....	12, 17, 221, 222, 235
Unités métriques ou impériales	17
Unités, symboles et préfixes	12

V

Valeur Actualisée Nette (VAN).....	164, 183, 184, 211, 218
Valeur résiduelle du projet.....	163, 168, 180
Valeur résiduelle du projet - coût/crédit	180
Validation et enregistrement pour les GES....	139
Variation des valeurs k en fonction des précipitations annuelles.....	290
Viabilité financière	164, 181
Voyages et hébergement.	133, 134, 137, 141, 157

Notes

