



Université du Québec
à Rimouski

**Étude de faisabilité d'une centrale de production d'électricité
et de chaleur à partir de la biomasse avec un réseau de
chauffage urbain à l'île Anticosti**

Mémoire présenté

dans le cadre du programme de maîtrise en ingénierie
en vue de l'obtention du grade de maître ès sciences appliquées

PAR

© THELELI ABBAS

Novembre 2019

Composition du jury :

Mohamed Yasser Hayyani, président du jury, UQAR

Adrian Ilinca, directeur de recherche, UQAR

Fayçal Mijiyawa, examinateur externe, Cégep de Rimouski

Dépôt initial le 1^{er} novembre 2019

Dépôt final le 26 novembre 2019

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI

Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

Je dédie ce travail à la
plus belle femme du monde
ma très chère maman qui n'a
jamais cessé de croire en
moi.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier mon directeur de recherche, le Professeur **Adrian Ilinca** pour sa patience, ses conseils, sa compréhension, son encadrement, son soutien et son suivi tout au long de cette formation et tout au long de ce projet et la rédaction de ce mémoire. Je le remercie aussi de m'avoir donné la chance et l'occasion de faire ce projet de recherche à l'UQAR.

Je tiens à remercier infiniment mon collègue, mon ami, mon codirecteur de recherche, le Docteur **Mohamad Issa**, pour sa disponibilité, sa bonne humeur, son aide précieuse, ses conseils et ses encouragements et sa rigueur professionnelle qu'il m'a transmis tout au long de ce travail dont il a assuré un suivi permanent.

Je remercie aussi le Professeur **Hayyani Mohamed Yasser** pour sa gentillesse, et l'aide qu'il nous a procurées durant ses cours.

Je remercie mes parents, mes sœurs et mes frères qui contribuent toujours à ma réussite dans n'importe quel projet que j'entreprends. Je les remercie pour toute leur aide financière, les encouragements et leur soutien.

Je tiens aussi à remercier l'Université du Québec à Rimouski (UQAR) pour la qualité des études, le confort et les moyens consacrés à la recherche.

RÉSUMÉ

La cogénération à biomasse est un procédé qui produit simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir de la combustion de la biomasse. Les centrales de cogénération à biomasse avec la technologie ORC (Organic Rankine Cycle) sont les plus appropriées pour les petites communautés isolées du Canada. Leur isolement et éloignement rend difficile et coûteux le raccordement au réseau principal électrique. Le Québec lui seul compte 23 réseaux isolés qui fonctionnent au diesel. Ces réseaux sont la principale ressource des émissions de GES du réseau électrique, environ 240 000 tonnes équivalentes de CO₂ en 2018. De plus que la pollution, le prix du kWh est beaucoup plus cher par rapport au kWh produit par le réseau intégré du Québec, le coût du revient varie entre 30 à 50 cents en réseaux autonomes et de 3 cents en réseau intégré.

La centrale de cogénération à biomasse de l'île Anticosti alimente le réseau de chauffage et répond au besoin des habitants en chauffage et en eau chaude sanitaire. L'électricité produite va être injectée au réseau électrique avec une puissance nette de 2,2 MW. La combustion de la biomasse pour la production d'énergie a des avantages considérables sur l'environnement et l'économie de la région, la centrale produit 15 fois moins de GES par rapport à la centrale au combustible fossile, la biomasse est considérée comme une énergie renouvelable à bilan carbone neutre, car le CO₂ résultant de la combustion est celui qu'elle a absorbé durant son cycle de vie.

La technologie ORC a démontré son haut niveau de maturité dans la production de l'énergie à basse température et pression ce qui est le plus approprié pour valoriser l'énergie de la biomasse dans les régions isolées notamment pour les communautés ou l'économie se repose sur la production et la transformation du bois. L'étude de faisabilité détermine si le projet est rentable sur le plan économique et environnemental dans le but d'encourager les sites isolés de se convertir des énergies fossiles qui sont la principale source de pollution au Québec en énergie renouvelable, cela va assurer la stabilité économique ainsi pousser les entrepreneurs à créer de nouvelles entreprises

Mots clés : ORC, RETScreen, biomasse, cogénération, GES, réseau de chaleur, l'île Anticosti, réseau isolé.

ABSTRACT

Biomass cogeneration is a process that simultaneously produces electricity and heat from the combustion of biomass. Biomass cogeneration plants with ORC technology are most appropriate for small, isolated communities in Canada. Their isolation and remoteness make it difficult and costly to connect to the main electricity grid. Quebec alone has 23 isolated diesel systems. These networks are the main source of GHG emissions from the electricity grid, about 240,000 ton of CO₂ equivalent in 2018. In addition to pollution, the price per kWh is much more expensive than the kWh produced by the integrated system in Québec, the cost of production varies between 30 and 50 cents in autonomous systems and 3 cents in integrated systems.

The biomass cogeneration plant on Anticosti Island supplies the heating network and meets the needs of the inhabitants for heating and domestic hot water. The electricity produced will be fed into the electricity grid with a net power of 2.2MW. The combustion of biomass for energy production has considerable advantages for the environment and the economy of the region, the plant produces 15 times less GHG compared to the fossil fuel power plant, biomass is considered as a carbon neutral renewable energy because the CO₂ resulting from the combustion is the one it has absorbed during its life cycle.

ORC technology has demonstrated its high level of maturity in the production of energy at low temperature and pressure, which is the most appropriate for developing biomass energy in isolated regions, particularly for communities where the economy relies on wood production and processing. The feasibility study determines whether the project is economically and environmentally profitable in order to encourage isolated sites to convert from fossil fuels, which are the main source of pollution in Quebec to renewable energy, this will ensure economic stability and encourage entrepreneurs to create new businesses.

Keywords: ORC, RETScreen, biomass, cogeneration, GHG, heating network, Anticosti- island, isolated electric network.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	V
RÉSUMÉ	VI
ABSTRACT	VII
TABLE DES MATIÈRES	VIII
LISTE DES TABLEAUX	XI
LISTE DES FIGURES	XII
LISTE DES SYMBOLES	XIV
CHAPITRE 1 Introduction	17
1.1 INTRODUCTION GENERALE	17
1.2 PRESENTATION DU PROJET	20
1.3 ORGANISATION DU MEMOIRE	22
CHAPITRE 2 Revue des technologies de cogénéation a partir de la biomasse	25
Biomass Cogeneration Technologies: A Review*	27
CHAPITRE 3 Présentation de l'île Anticosti	47
3.1 LOCALISATION ET DESCRIPTION	47
3.2 CHASSE AU CERF	48
3.3 EXPLOITATION FORESTIERE	48
3.4 SITUATION ECONOMIQUE DE L'ILE ANTICOSTI	48
3.5 BESOINS ENERGETIQUES DE L'ILE ANTICOSTI	50
3.5.1 Situation actuelle	50
3.5.2 Impacts environnementaux et risque pour le milieu :	52
3.5.3 Biomasse forestière à l'île Anticosti	52
CHAPITRE 4 Technologies de cogénéation	53
4.1 ÉTAT DES ENERGIES AU QUEBEC	53
4.1.1 Ressource de la biomasse au Québec	55
4.2 LA COGENERATION	56
4.2.1 Intérêt de la cogénéation à biomasse	56
4.3 SITUATION ECONOMIQUE DE L'ILE ANTICOSTI	Erreur ! Signet non défini.
4.4 LA TECHNOLOGIE ORC	57
4.3.1 Description des différents composants d'une centrale de cogénéation à ORC	58

4.3.1.1	Reserve de la biomasse:	59
4.3.1.2	Système d'alimentation	60
4.3.1.3	Chaudière	61
4.3.1.4	Échangeur de chaleur	65
2.3.1.5	Système de traitement des gaz de combustion :	65
4.3.1.6	Système d'extraction des cendres :	70
4.3.1.7	Turbogénérateur	72
4.3.2.8	Système de contrôle	74
CHAPITRE 5 dimensionnement technique de la centrale de cogénération et le réseau de chauffage		77
5.1	CARACTERISTIQUE D'UNE CENTRALE DE COGENERATION	77
5.1.1	Énergie primaire	77
5.1.2	Dimensionnement de la centrale de cogénération	77
5.1.3	Bilan énergétique	78
5.1.3.1	Rendement électrique	78
5.1.3.2	Rendement thermique :	79
5.2	CHOIX ET SELECTION DU FLUIDE ORGANIQUE	82
5.3	CHOIX DE LA TURBINE	84
5.4	BILAN DES EMISSIONS DES GAZ A EFFET DE SERRE (GES)	85
5.5	CHOIX DU COMBUSTIBLE	87
5.6	LE RESEAU DE CHAUFFAGE	89
5.6.1	Exemple de réseau de chauffage	90
5.6.1.1	Au Québec:	90
5.6.1.2	En France :	91
5.6.2	Raccordement des bâtiments au réseau de chauffage	92
5.6.3	Conception et modélisation du réseau de chauffage avec RETscreen	93
5.6.4	Caractéristiques des tuyaux caloporteurs	94
CHAPITRE 6 Évaluation techno-Économique et environnementale		97
6.1	CONFIGURATION TECHNIQUE DE LA CENTRALE	97
6.1.1	Cas de référence	97
6.1.1.1	Réseaux autonomes d'Hydro-Québec	100
6.1.1.2	Caractéristique du combustible utilisé :	101
6.1.2	Cas proposé	101

6.1.2.2	Choix des équipements de la centrale :	102
6.1.2.3	Caractéristique des unités de cogénération ORC	104
6.1.2.4	Caractéristiques du combustible	105
6.1.3	Le réseau de chauffage	108
6.2	CONFIGURATION ECONOMIQUE DE LA CENTRALE	111
6.2.1	Coûts et investissements	111
6.2.2	Analyse financière	112
6.2.2.1	Paramètres financiers	113
6.2.2.2	Coûts, économies et revenus	114
6.2.2.3	Viabilité financière	115
6.3	ASPECTS ECOLOGIQUES ET RETOMBES ENVIRONNEMENTALES	118
6.3.1	Réduction des GES	118
6.3.2	Cendre et matière polluantes	119
6.4	RETOMBEES ECONOMIQUES DU PROJET	120
CONCLUSION		123
RÉFÉRENCES		125
ANNEXE		129
Sommaire exécutif		131
Lieu Données climatiques		132
Stratégie d'exploitation		135
Caractéristiques de la charge		136
Caractéristiques du système		138
Sommaire des combustibles		140
Viabilité financière		143
Flux monétaire		146
Risque		148
Type d'analyse		150
Turboden S.p.A.		152

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1 : Prévisions de la consommation d'électricité sur une durée de 10 ans (2007-2017)[6]</i>	50
<i>Tableau 2 : Sommaire des besoins par région Horizon 2017 révisions 12-03-2008</i>	51
<i>Tableau 3 : Tarification et programme d'utilisation efficace de l'énergie[6].</i>	51
<i>Tableau 4 : Estimation de la biomasse associée aux possibilités forestières à l'île Anticosti[7]</i>	52
<i>Tableau 5 : Disponibilité de l'énergie au Québec, 2016[8]</i>	53
<i>Tableau 6 : Pouvoir calorifique et taux d'humidité de quelques combustibles de biomasse</i>	79
<i>Tableau 7: Températures typique du cycle organique dans une installation de cogénération à biomasse[21]</i>	82
<i>Tableau 8: Les fluides organiques les plus adaptés pour les installations de cogénération à biomasse[21].</i>	83
<i>Tableau 9: Facteurs d'émission de CO2 donnés pour différents combustibles</i>	86
<i>Tableau 10: relation entre l'humidité de la biomasse, le pouvoir calorifique et l'efficacité de la chaudière</i>	87
<i>Tableau 11: Description des différentes chaudières à biomasse[12].</i>	88
<i>Tableau 12: Débits maximums pouvant traverser différents diamètres (RETSscreen)</i>	94
<i>Tableau 13: caractéristiques de la production électrique de la centrale au diesel de l'île Anticosti</i>	100
<i>Tableau 14: Données techniques d'une unité de cogénération ORC de 1,1 MW</i>	105
<i>Tableau 15: Fraction de cellulose, hémicellulose et lignine dans chaque type de bois</i>	106
<i>Tableau 16: Masse volumique anhydre de certaines essences</i>	107
<i>Tableau 17: Caractéristiques de la biomasse choisie pour le cas proposé</i>	107
<i>Tableau 18: Caractéristiques de production électrique et de consommation du biocombustible</i>	108
<i>Tableau 19: Caractéristiques du réseau de chaleur</i>	109
<i>Tableau 20: Coût estimé des équipements et de l'investissement</i>	112
<i>Tableau 21: Quantité des polluants émis par chaque système</i>	119

LISTE DES FIGURES

<i>Figure 1 : schéma du principe du fonctionnement de l'unité de cogénération à biomasse</i>	18
<i>Figure 2 : Situation géographique de l'île Anticosti</i>	47
<i>Figure 3: Port Menier à l'île Anticosti</i>	49
<i>Figure 4 : Production d'électricité au Québec par source, 2017[8, 9]</i>	55
<i>Figure 3 : Port-Menier à l'île Anticosti</i>	Erreur ! Signet non défini.
<i>Figure 5 : Illustration d'une centrale de cogénération à biomasse avec une seule unité ORC [10]</i>	59
<i>Figure 6 : Réserve de biomasse en plein-pied. CSSS de Kamouraska[11]</i>	60
<i>Figure 7 : Silo de stockage de biomasse en béton</i>	60
<i>Figure 8 : Schéma d'un système d'alimentation à vis sans fin</i>	61
<i>Figure 9 : Schéma du principe de fonctionnement d'un foyer fixe[12]</i>	62
<i>Figure 10 : Schéma de principe de fonctionnement du foyer volcan[12]</i>	63
<i>Figure 11 : Schéma de principe de fonctionnement d'un foyer a grille mobile[12]</i>	64
<i>Figure 12 : Schéma de principe de fonctionnement de foyer à lit fluidisé (BFN à gauche et CFB à droite) [10]</i>	65
<i>Figure 13 : Schéma du principe de traitement des fumées dans un cyclone [10]</i>	67
<i>Figure 14 : Schéma du filtre à manche [10]</i>	68
<i>Figure 15 : Schéma du principe de fonctionnement des plaques d'un électrofiltre</i>	69
<i>Figure 16 : schéma du principe de laveur des gaz</i>	70
<i>Figure 17 : Exemple d'une chaudière à biomasse automatisée avec un système d'extraction de cendre automatique[14]</i>	72
<i>Figure 18 : Illustration des éléments d'une unité ORC de 1 MW (centrale de Lienz en Autriche) modèle Turboden</i>	73
<i>Figure 19 : Cycle thermodynamique de l'unité de cogénération ORC [15]</i>	74
<i>Figure 20 : Interface de contrôle de la chambre de combustion</i>	75
<i>Figure 21 : Économie d'énergie primaire</i>	77
<i>Figure 22 : flux d'énergie en fonction des températures de conversion dans un système ORC de cogénération[17]</i>	80
<i>Figure 23 : Comparaison entre la cogénération et la production séparée (économie d'énergie primaire)[19]</i>	81
<i>Figure 24: Schéma du cycle du carbone absorbé et relâché par la biomasse durant son cycle de vie</i>	85
<i>Figure 25: Réseau de chaleur alimentée par une centrale de cogénération à biomasse</i>	90
<i>Figure 26: Tuyaux des conduites principales du réseau de chauffage</i>	95
<i>Figure 27: Schéma explicatif du cas de référence</i>	98
<i>Figure 28: Les différentes charges électriques du cas de référence sur une durée de 12 mois</i>	98
<i>Figure 29: Graphe des caractéristiques des charges électriques et de chaleur pour le cas de référence</i>	99
<i>Figure 30: Emplacement de la centrale actuelle à l'île Anticosti</i>	99

<i>Figure 31: Schéma explicatif du cas proposé</i> -----	101
<i>Figure 32: Les différentes charges électriques du cas proposé sur une durée de 12 mois</i> -----	103
<i>Figure 33: Graphe des caractéristiques des charges électriques et de chaleurs pour le cas proposé</i> -----	104
<i>Figure 34: Rendement de l'unité de cogénération</i> -----	105
<i>Figure 35: Ligne principale du réseau de chauffage urbain du Port-Menier</i> -----	109
<i>Figure 36: Graphique de la production et de la consommation de chaleur</i> -----	110
<i>Figure 37: Paramètre financier</i> -----	113
<i>Figure 38: Tableau des coûts d'investissements, flux monétaires annuels, économie et revenus annuels</i> -----	115
<i>Figure 39: Viabilité financière</i> -----	117
<i>Figure 40: Graphique des flux monétaires cumulatifs du projet</i> -----	118
<i>Figure 41: Graphe de la réduction annuelle d'émissions des GES</i> -----	119

LISTE DES SYMBOLES

Symboles	Désignation	Unité
η_{el}	Rendement électrique	[%]
\dot{w}	Travail de la turbine	[kW _{el}]
\dot{m}_{bio}	Débit du combustible	[kg/s]
PCI_{bio}	Pouvoir calorifique inférieur	[kWh/kg]
η_{th}	Rendement thermique	[%]
\dot{Q}	Puissance thermique	[kW _{th}]
E_{el}	Quantité d'énergie électrique	[MWh _{el}]
E_{th}	Quantité d'énergie thermique	[MWh _{th}]
h	Nombre d'heures	[h]
PES	Taux d'énergie primaire	[%]
$\eta_{el,ref}$	Rendement électrique cas de référence	[%]
$\eta_{th,ref}$	Rendement thermique cas de référence	[%]
T_c	Température critique	[K]
P_c	Pression critique	[MPa]
P_{max}	Pression maximum	[MPa]
T_{evap}	Température d'évaporation	[MPa]
P_{min}	Pression minimum	[MPa]
T_{con}	Température de condensation	[K]

η_{fl}	Rendement du fluide organique	[%]
Em_{CO2bio}	Quantité d'émission de CO2 cas proposé	[kg CO2]
FE_{CO2}	Facteur d'émission de CO2 cas proposé	[kg CO2/MWh]
$Em_{CO2,ref}$	Quantité d'émission de CO2 cas de référence	[kg CO2]
$Em_{CO2,bio}$	Facteur d'émission de CO2 cas de référence	[kg CO2/MWh]
P_{th}	Puissance thermique transportée par les tuyaux	[kW]
ρ	Masse volumique	[kg/m ³]
V	Débit volumique	[m ³ /h]
C_p	Capacité calorifique	[kJ/kg K]
ΔT_{a-r}	Différence de température alimentation/retour	[K]

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 INTRODUCTION GENERALE

Face à la hausse des prix des énergies fossiles et leurs impacts sur l'environnement, les intérêts et les défis économiques et environnementaux se tournent vers les énergies renouvelables, notamment la biomasse. Une énergie renouvelable est définie comme étant une énergie qui arrive à se renouveler très rapidement d'une façon que le fait de la consommer ne limite pas l'utilisation future et n'atteint pas à la dégradation de l'environnement et du climat. La biomasse est une source d'énergie renouvelable qui est appelée aussi bioénergie. Le terme biomasse englobe des variétés de matériaux, qui proviennent tous d'une source organique, notamment du bois, des résidus agricoles, des résidus de l'industrie forestière, les vieux arbres morts, les arbres infectés par des parasites, l'industrie de transformation du bois, les déchets animaux et humains. La biomasse est considérée comme une énergie renouvelable écologique à zéro émission de CO₂, son application en tant que carburant augmenterait la sécurité énergétique et la stabilité sur le marché des carburants.

Face à l'impact des énergies fossiles sur l'environnement et le coût élevé et instable des énergies fossiles, le gouvernement du Québec prévoit de diminuer sa dépendance d'ici 2030 de 40 %. Malgré sa richesse naturelle en ressource renouvelable, le Québec importe des hydrocarbures (pétrole, gaz naturel, charbon) pour couvrir 51 % de son besoin d'énergie essentiellement dans le secteur de transport et l'alimentation des réseaux électriques isolés (décentralisés). La biomasse est une ressource très abondante au Québec après la ressource de l'eau, elle est utilisée principalement pour le chauffage des locaux, des piscines, des hôpitaux et des écoles. L'utilisation de la biomasse a beaucoup d'avantages sur le plan environnemental et économique.

Il existe plusieurs technologies pour transformer la biomasse en énergie, la technologie la plus répandue est la combustion directe, la pyrolyse et la gazéification restent au stade de développement et leurs coûts d'investissement restent très élevés. La biomasse est brûlée

directement dans une chambre de combustion pour produire de la vapeur d'eau qui fait tourner une turbine ce processus produit de l'électricité et de la chaleur. La production thermodynamique simultanée de deux formes d'énergie est appelée la cogénération (Combined Heat and Power). Dans une centrale de cogénération à biomasse forestière, de 30 à 35 % de l'énergie de la biomasse solide peut être convertie en électricité. En utilisant à diverses fins la chaleur produite, le rendement total peut dépasser 80 % [2].

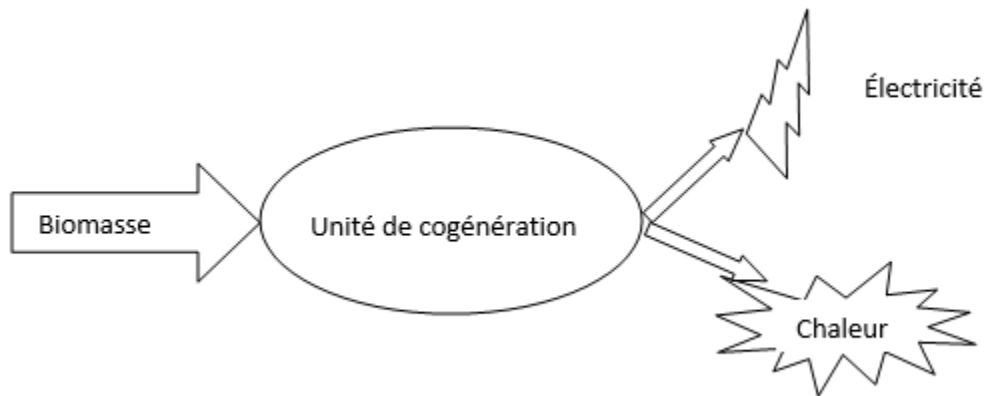


Figure 1 : schéma du principe du fonctionnement de l'unité de cogénération à biomasse

Dans ce projet, l'intérêt se porte sur une étude de faisabilité d'une centrale de production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse avec un réseau de chauffage urbain à l'île Anticosti. L'île est alimentée d'énergie électrique parmi l'un des 23 réseaux électriques isolés du Québec, ces réseaux sont alimentés par des carburants fossiles, ils sont énergivores et produisent beaucoup de gaz à effet de serre, ils sont la principale source de pollution au Canada. Une centrale de cogénération à biomasse peut remplacer la centrale au diesel ainsi elle peut alimenter un réseau de chauffage de tout le village du Port-Menier. Ce projet vise à démontrer l'intérêt de produire de l'énergie à partir de la biomasse et remplacer les réseaux isolés fonctionnant au carburant fossile par des énergies renouvelables. Pour les installations de cogénération de moyenne puissance les turbines à vapeur restent une technologie très coûteuse et peu rentable, de ce fait la technologie de cogénération à cycle organique de Rankine a vu le jour y'a quelques années. Cette technologie permet d'avoir de l'électricité et de la chaleur avec un meilleur rendement et elle est moins coûteuse qu'une turbine à vapeur de la même gamme de puissance.

L'étude vise à :

- Réduire les coûts du combustible
- Optimiser la production d'énergie et la consommation du carburant
- Valoriser les résidus forestiers ainsi les déchets de l'industrie de la transformation du bois
- Réduire les émissions des gaz à effet de serre
- Démontrer la viabilité financière d'un projet de cogénération à cycle organique de Rankine
- Développer économiquement des régions éloignées comme les communautés autochtones
- Encourager les régions éloignées de passer aux énergies renouvelables notamment l'exploitation de la biomasse

1.2 PRESENTATION DU PROJET

Le but de ce travail réside en l'étude de faisabilité d'une centrale de cogénération à biomasse avec un réseau de chaleur à l'île Anticosti pour remplacer la centrale électrique qui opère au diesel depuis 1992. La centrale de cogénération va répondre aux besoins électriques et de chauffage des habitants de l'île le tout en respectant l'environnement avec une ressource renouvelable et abondante à faible coût.

Ce travail commence par une analyse détaillée sur une période d'une année pour déterminer les besoins des habitants en matière d'énergie sur différentes saisons en particulier la saison hivernale, l'activité économique sur l'île est saisonnière, durant ces saisons la demande en énergie augmente habituellement en période de chasse du cerf de virginie, la situation actuelle de l'île sera prise en considération dans ce travail pour l'améliorer sur le plan économique et environnemental. Durant ce travail une évaluation du potentiel de la ressource de la biomasse forestière au Québec notamment celle de l'Anticosti, au Québec la biomasse forestière est très valorisée en raison de sa grande disponibilité.

Par la suite un dimensionnement physique de l'unité de cogénération sera proposé en tenant compte des différents composants de la centrale. En supposant que la centrale fonctionne avec le cycle organique de Rankine (ORC), un dimensionnement énergétique et économique sera donné en se basant sur un profil de production d'énergie électrique et d'énergie thermique, la consommation en biocombustible, les coûts des combustibles et de l'énergie. Pour ce faire, nous allons procéder au calcul de la rentabilité de la centrale de cogénération à biomasse, par rapport à la centrale existante actuellement que nous allons prendre comme référence (centrale à moteur diesel), en estimant la quantité d'énergie produite, la quantité de la biomasse nécessaire par année, les coûts relatifs à la production du combustible, les coûts relatifs à la réalisation du projet. On suppose que la biomasse forestière est fournie directement des résidus du bois des forêts de l'île et des régions du Bas Saint-Laurent.

Pour finir, une comparaison entre la situation actuelle et le cas proposé dans ce travail sera effectuée pour déterminer les avantages et les inconvénients de chacun des systèmes sur le

village Port-Menier, sur un plan environnemental en premier lieu, sur un plan de rentabilité énergétique en deuxième lieu et sur un plan économique en troisième lieu, en supposant que le prix de la biomasse, d'électricité et du chauffage sera très compétitif par rapport au prix du combustible fossile (diesel) et l'électricité produite actuellement.

1.3 ORGANISATION DU MEMOIRE

Le présent travail est composé de 6 parties ou 6 chapitres, chacun détaille une étape importante de ce présent projet et la rédaction du mémoire.

Chapitre 1 :

Le premier chapitre intitulé introduction fait objet d'une introduction générale sur l'état des énergies renouvelables dans le monde et au Québec, les objectifs à atteindre dans ce projet et l'intérêt d'un projet de cogénération, par la suite une présentation du projet qui inclue une problématique, les étapes et les méthodes adaptées pour réaliser ce projet.

Chapitre 2 :

Le deuxième chapitre est sous forme de revue de littérature qui est présentée par un article dont je suis le premier auteur, mon collègue le docteur Mohamed Issa est le deuxième auteur, le troisième auteur est mon directeur de recherche le professeur Adrian Ilinca. L'article est une revue des technologies de cogénération à biomasse. Une liste bien détaillée des technologies les plus utilisées avec une comparaison entre ces dernières en termes de capacité et d'économie des coûts d'opération. L'article a été accepté et publié dans le journal de *Sustainable Bioenergy Systems*.

Chapitre 3 :

Le troisième chapitre fait objet d'une présentation de l'île Anticosti qui est le lieu de l'implantation de la centrale de cogénération, ce chapitre vise à mieux comprendre la situation économique, sociale et énergétique de l'île.

Chapitre 4 :

Le quatrième chapitre, intitulé technologies de cogénération, se divise en deux parties, la première partie fait objet d'une petite étude sur l'état des énergies renouvelables notamment l'énergie de la biomasse au Québec, la deuxième partie repose sur les différents équipements d'une centrale de cogénération à biomasse essentiellement les centrales

fonctionnant avec le cycle organique de Rankine. Ce chapitre nous permet de définir et sélectionner les équipements adéquats pour le projet de cogénération à l'île Anticosti.

Chapitre 5 :

Le chapitre 5 est une étude technique de la centrale de cogénération, dans ce chapitre nous avons fait un dimensionnement de la centrale pour production de la chaleur et de l'électricité, nous avons défini les éléments essentiels pour cette étude, le calcul du rendement électrique et thermique, le calcul de la quantité du combustible nécessaire, le gain, etc.

Chapitre 6 :

Dans le chapitre six intitulé évaluation technico-économique et environnemental fait objet d'une étude de faisabilité financière, technique et environnementale du projet de la centrale de cogénération l'aide du logiciel de gestion d'énergies RETScreen. Une analyse financière a été faite par la suite pour démontrer la viabilité financière, la rentabilité, les économies annuelles d'opération ainsi que l'avantage environnemental et économique du projet sur l'île Anticosti et le Québec.

Le mémoire finit avec une conclusion.

CHAPITRE 2

REVUE DES TECHNOLOGIES DE COGENEATION A PARTIR DE LA BIOMASSE

1.1 RÉSUMÉ

Le changement climatique est la première préoccupation mondiale et l'un des premiers défis des pays industrialisés est la réduction des émissions des gaz à effet de serre ainsi répondre à la demande future d'énergie. La biomasse peut être le carburant ou le combustible de substitution aux énergies fossiles cependant plusieurs technologies de conversion sont développées pour l'utilisation de la biomasse. Ce document passe en revue les principales technologies de cogénération à base de biomasse utilisées à l'heure actuelle passant de la grande puissance aux microcogénérations. La cogénération à biomasse connaît un potentiel croissant pour l'utilisation de la microcogénération dans le secteur résidentiel, la cogénération à moyenne puissance dans le secteur industriel par exemple l'industrie du papier pour récupérer la chaleur perdue et la cogénération à grande puissance pour les centrales électriques. La cogénération à biomasse est l'une des technologies les plus prometteuses pour leur efficacité et la disponibilité de la ressource de biomasse sur tout le globe terrestre. Le système de cogénération produit à la fois de l'énergie électrique et de l'énergie thermique à partir d'une ressource renouvelable et abondante. La technologie de cogénération permet de réaliser des économies d'énergie importantes et permet de fonctionner avec des rendements supérieurs au système produisant séparément de la chaleur et de l'électricité.

Cet article, intitulé « Biomass Cogeneration Technologies : A Review », fut corédigé par moi-même ainsi que par mon collègue Mohamad Issa (deuxième auteur) et le professeur Adirian Ilinca (troisième auteur). Il fut accepté pour publication dans sa version finale en 2019 par les éditeurs de la revue Scientific Research Publishing.

Biomass Cogeneration Technologies: A Review*

Theleli Abbas*, Mohamad Issa, Adrian Ilinca

Wind Energy Research Laboratory, University of Quebec at Rimouski, Rimouski, Canada

Email : Thileli.ab@gmail.com

How to cite this paper: Author 1, Author 2 and Author 3 (2019) Paper Title. *****, *, *_*,
http://dx.doi.org/10.4236/****.2019.*****

Received: **** *, **

Accepted: **** *, **

Published: **** *, **

Copyright © 2019 by author(s) and Scientific Research Publishing Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

Currently, fossil fuels such as oil, coal and natural gas represent the prime energy sources in the world. However, it is anticipated that these sources of energy will deplete within the next 40–50 years. Moreover, the expected environmental damages such as the global warming, acid rain and urban smog due to the production of emissions from these sources have tempted the world to try to reduce carbon emissions by 80% and shift towards utilizing a variety of renewable energy resources (RES) which are less environmentally harmful such as solar, wind, biomass etc. in a sustainable way.

Biomass is one of the earliest sources of energy with very specific properties. In this review, we present the different cogeneration systems to provide electrical power and heating for isolated communities. It has been found that the steam turbine process is the most relevant for biomass cogeneration plants for its high efficiency and technological maturity. The future of CHP plants depends upon the development of the markets for fossil fuels and on policy decisions regarding the biomass market.

Keywords

Cogeneration, Biomass, CHP, Ericsson motor, ORC, Steam turbine, Sterling motor

1. Introduction

Currently, as shown in Figure 1, fossil fuels such as oil, coal and natural gas constitute the world's primary energy sources (about 80 percent of over 400 EJ total usage per year). However, these power sources are expected to be depleted in the next 40-50 years. Moreover, the expected environmental damages such as the

global warming, acid rain and urban smog due to the production of emissions from these sources have tempted the world to try to reduce carbon emissions by 80% and shift towards utilizing a variety of renewable energy resources (RES) which are less environmentally harmful such as solar, wind, biomass...etc.in a sustainable way [1], [2]. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) reported that continued fossil fuel emissions would result in temperature increases between 1.4 and 5.8 °C over the 1990-2100 era [3]. World energy supplies have been dominated by fossil fuels for decades. Today biomass contributes about 10–15% (or 45 ± 10 EJ) of this demand. On average, in the industrialized countries biomass contributes some 9–14% to the total energy supplies, but in developing countries this is as high as one-fifth to one-third [4]. According to the world energy council projections, if the adequate policy initiatives are provided in 2025, 30% of the direct fuel use and 60% of global electricity supplies would be met by renewable energy sources.

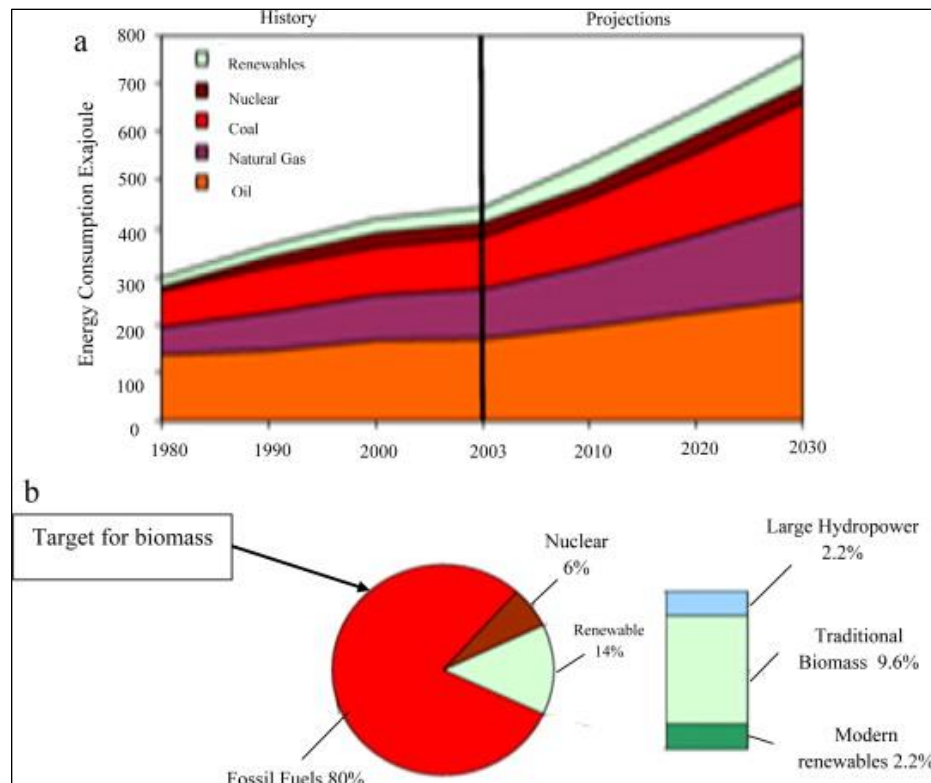


Figure 1. (a) World marketed energy consumption; (b) Different fuels contribution to total world energy consumption [4].

Biomass can be used directly or indirectly by converting it to a liquid or gaseous fuel such as alcohol or biogas from animal waste. The net energy available in biomass when burned varies from about 8KJ/kg for green wood (50% moisture) to 20MJ/kg for dry plant matter to 55MJ/kg for methane, against about 27Mj/Kg for coal [5]. Biomass energy production is carried out by different techniques and transformation mechanisms. The pyrolysis technique requires heating the raw material to about 500 0C in the absence of air. Pyrolysis is used to vaporize the volatile components of a solid carbonaceous material during the reaction. Pyrolysis is a thermochemical technology that converts biomass into energy and chemicals composed of liquid bio-oil, pyrolytic gas and ash [6]. Pyrolysis bio-oil can replace fossil fuel in diesel engines. The operation of diesel engines with pyrolysis oil has been successfully completed [7]. The gasification technique is a form of pyrolysis, which is carried out at high temperature to optimize gas production. The resulting gas is a mixture of carbon monoxide, hydrogen and methane, as well as carbon dioxide and nitrogen. Gas is very versatile; it can be burned to produce heat and steam, or used in gas turbines to produce electricity [8]. The liquefaction technique is a process that is carried out at low temperature and high pressure with a catalyst. The process produces an oily liquid called bio-oil or bi-brut [9].

Direct combustion of biomass for energy production is the most widely used technology in the world, with about 95% to 97% of the world's bioenergy currently produced by direct combustion [10, 11]. It is the most advanced and promising technology for the near future while pyrolysis, gasification and liquefaction processes are still in the development stage[12], direct combustion of wood and all organic matter has existed since the discovery of fire, it is the most primitive and direct method for the conversion and use of biomass energy[13]. Direct combustion is the main process adopted; it produces hot gases at temperatures between 800 and 1000° C. It is possible to burn any type of biomass with a moisture content of < 50%. The scale of installations ranges from very small scales such as domestic heating to large industrial installations ranging from 100 to 3000MW [14]. On a larger scale, solid biomass of different sizes can be burned in furnaces or boilers. There are two types of boilers that are the most common, grate heating systems and fluidized bed combustion chambers, these systems offer good fuel flexibility they can be completely fed with biomass or co-heated with coal. Fluidized-bed combustion chambers accept

a wide range of particle sizes up to 50mm [15]. Industrial and commercial combustion plants can burn many types of biomass, ranging from woody biomass to municipal solid waste. The simplest combustion technology is a furnace that burns biomass in a combustion chamber, the selection and design of any biomass combustion system is mainly determined by fuel characteristics, environmental constraints, equipment costs and plant size [16]. Direct biomass combustion produces heat, which is used directly to meet district, industrial and institutional heating needs, or to produce high-pressure steam, which will turn a steam turbine and drive a generator to produce electricity. Gasification produces a combustible biogas that is burned in a combustion chamber to turn a gas turbine that carries an alternator with it. The combustion of biomass produces thermal energy and/or electrical energy. Biomass combustion plants that produce electricity from steam turbogenerators have a conversion efficiency of between 17 and 25%, cogeneration can increase this efficiency to 85% [16], [17].

2. Biomass Cogeneration Systems

2.1. cogeneration

The cogeneration is a combined production of heat and electricity, suitable for fossil fuel or biofuel (biomass) combustion systems. Cogeneration is the best solution for energy saving and environmental preservation [18,19]. Cogeneration is a well-advanced technology that has existed for more than a century. At the end of the 19th century several manufacturing plants adopted this technology. Cogeneration requires a heat exchanger to absorb and recover exhaust heat [20,21]. Biomass cogeneration is considered an effective alternative to reduce greenhouse gas emissions due to their low CO₂ emission [22,24]. Much researches have been conducted in recent years to improve the economic and environmental efficiency and effectiveness of biomass cogeneration systems [19,25-29]. Biomass cogeneration systems are becoming increasingly popular [30]. Several cogeneration technology and systems have been developed in recent years, some of which are suitable for large power plants and other for medium power and micro-cogeneration.

2.2. Steam Cycle

The operating principle is in line with the classic Clausius-Rankin process (Figure 2). High temperature, high pressure steam generated in the boiler and then enters the steam turbine. In the steam turbine, the thermal energy of the steam is converted into mechanical work. The low-pressure steam leaving the turbine

enters the condenser housing and condenses on the condenser tubes. The condensate is transported by the water supply system to the boiler, where it is reused in a new cycle [31-33].

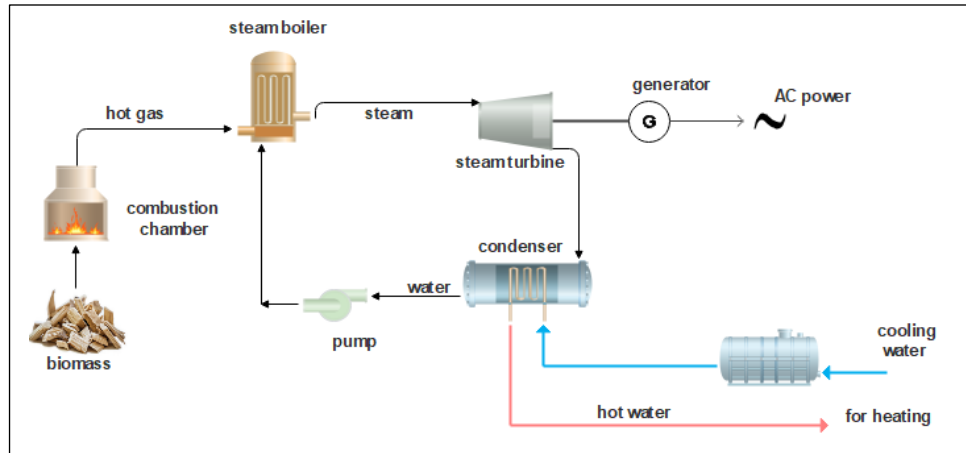


Figure 2. Principle of operation of a steam turbine biomass cogeneration plant

The process of producing electricity and heat from steam includes the following components: a biomass combustion system (combustion chamber), a steam system (boiler plus distribution systems), a steam turbine, an electricity generator and the heat distribution system for heating from the condenser. At present, electricity and heat generation in biomass power plants with a steam cycle remains the most developed technology, adapted to high temperatures and high power; however, this technology is not suitable for cogeneration systems with a power of less than 100kW compared to its low electrical efficiency and high investment costs [34, 35].

Biomass cogeneration plants generally use grid combustion systems with a thermal combustion capacity of 20 to 30MW. In the case where chemically untreated wood biomass is used, the steam temperature reaches 540°C. The achievable annual electrical efficiency depends on the steam parameters (temperature and pressure) and the temperature level required for the heating process. Annual electricity efficiencies generally range from 18 to 30% for biomass cogeneration plants between 2 and 25MW [31]. Below the advantages of the use of steam cycle:

- The use of water as a heat transfer fluid has great advantages, such as its high availability, non-toxic, non-flammable, chemical stability, low viscosity (less friction losses);
- Thermal efficiency greater than 30%;
- Low pump consumption.

2.3. Organic Rankin Cycle (ORC)

Since the 1980s, the ORC market has grown exponentially [35]. ORC applications have generated a lot of economic and environmental interest, because of which much work has been done on ORC systems and working fluids that can be found in the literature [36-41].

ORC technology (Figure 3) has reached a very high degree of maturity for biomass applications; it only requires a sufficient source of heat. The ORC system can be integrated into any industrial facility equipped with a low temperature heating system to recover waste energy in the form of heat and convert it into electricity. Electricity produced by biomass ORC systems is considered carbon neutral, thus improving a company's environmental profile and promoting the transformation of the forest sector towards the use of more environmentally friendly energy sources [40, 42]

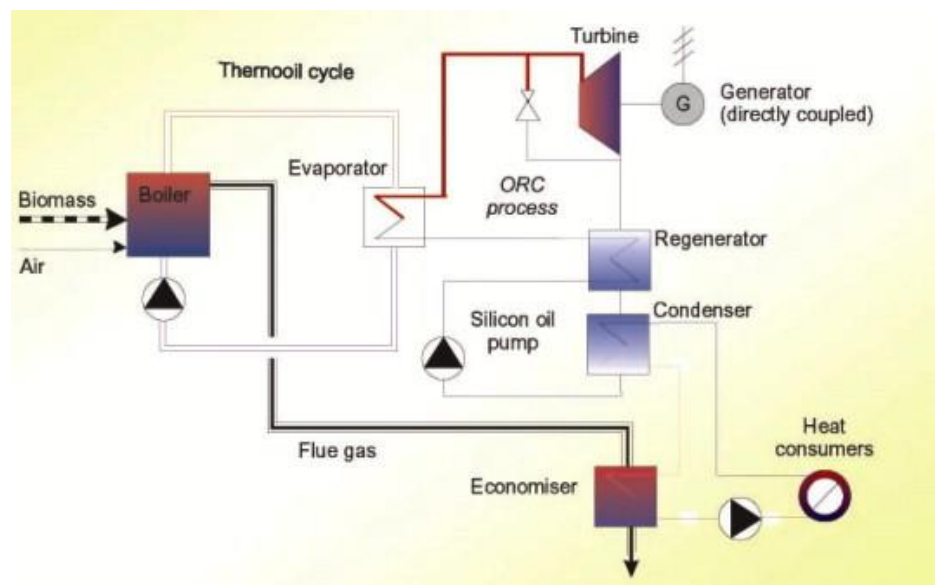


Figure 3. Schematic of Rankine's organic cycle [19]

Instead of water, the Rankine organic cycle uses an organic fluid with favorable thermodynamic properties as a heat transfer fluid. The evaporation temperature of organic fluids is lower than the evaporation temperature of water, which results in higher efficiency in cogeneration installations with an ORC cycle.

The ORC has two circuits, one for thermal oil and the other for organic fluid. The heat released by the combustion of biomass is transmitted through an oil cycle by an exchanger to the organic fluid, which evaporates at high temperature and high pressure. The ORC system consists of four main components, namely a pump, an evaporator, a turbine and a condenser. The superheated organic steam is expanded in a turbine and then condensed in a condenser and returned to the circulation pump to start a new cycle. The condenser can act as a heat exchanger for sending heat remotely at low temperatures (e. g. district heating [43]). The condensed organic liquid is pumped through the regenerator to the evaporator [44]. ORC technology is suitable for medium power [19]. Heat is generally supplied at a temperature of about 300 °C and condensation occurs at about 90°C [45]. There are more than 50 biomass cogeneration plants that have adopted CRO technology with a capacity greater than 5 MWe and have approved the technical and economic feasibility of this technology on a medium scale (200-2000 kW) [46]. The thermal efficiency of ORCs at high temperatures does not exceed 24% [35].

The organic fluids used in these systems are dry and do not require overheating, they are not corrosive or erosive; they evaporate at low and medium temperatures [48, 49]. When temperatures exceed 500°C, the organic liquid degrades and turns into small particles [44].

Table 1 shows the largest suppliers and manufacturers of ORC technologies in a wide range of power and temperature levels.

Table 1. List of the largest manufacturers and suppliers of ORC Modules [35].

Manufacturer	ORC Technologies			
	Power Range (kWe)	Heat source temperature (°C)	Applications	Technology
ORMAT, US	200-70 000	150-300	GEO, WHR, Solar	Fluid: N-pentane and others, two-stage axial turbine, Synchronous Generator
ELECTRATHE RM, US	50	>93	WHR, Solar	Fluid: R245FA, Twin Screw Expander

Manufacturer	ORC Technologies			
	Power Range (kWe)	Heat source temperature (°C)	Applications	Technology
TURBODEN, IT	200-2000	100-300	Biomass-CHP, WHR, GEO	Fluid: OMTS, SOLKATHERM two-stage axial turbine
ADORECTEC, DE	315-1600	<120	WHR	Fluid: Ammonia, Lysholm turbine
BOSCH, DE	65-325	120-150	WHR	FLUID: R245FA
GE CleanCycle	125	>121	WHR	FLUID: R245FA, Single-State inflow turbine, 3000RPM
CROYSTAR, Fr.	n/a	100-400	WHR, GEO	Fluid: R245FA, R113A, inflow turbine
TRI-OGEN, NE	160	>350	WHR	Radial Turbo-expander, Fluid: Toluene
Electrathem, US	50	>93	WHR, SOLAR	Fluid: R245fa, twin screw expander

Table 2. Some cogeneration plants using ORC in Europe [47].

Manufacturer	Location	Electric capacity [kWe]	Thermal capacity [kWth]
ORC-STIA	Admont (austria)	400	n/a
ORC-STIA (improved version)	Lienz (austria)	1000	8000
ORC	Scharnhauser (Germany)	1000	6000

According to [35], [42], [49] and [50] advantages of ORC installations are:

- Long service life due to the characteristics of the working fluid;
- Less complex installation with a high efficiency cycle;
- More economical than a water steam turbine in terms of investment and maintenance costs
- The isentropic efficiency of a turbine varies with its power scale and design
- No water treatment system is required
- The system pressure is low, which makes the installation safer
- No need for fluid control
- Efficient solution for low temperature installations.

2.4. Stirling Engine

In a Stirling engine (Figure 4), the regenerator is an internal heat exchanger and temporary heat store placed between the hot and cold spaces such that the working fluid passes through it first in one direction then the other, taking heat from the fluid in one direction, and returning it in the other. It can be as simple as metal mesh or foam, and benefits from high surface area, high heat capacity, low conductivity and low flow friction. The primary effect of regeneration in a Stirling engine is to increase the thermal efficiency by 'recycling' internal heat that would otherwise pass through the engine irreversibly. As a secondary effect, increased thermal efficiency yields a higher power output from a given set of hot and cold end heat exchangers. These usually limit the engine's heat throughput. In practice, this additional power may not be fully realized as the additional "dead space" (unwept volume) and pumping loss inherent in practical regenerators reduces the potential efficiency gains from regeneration [52].

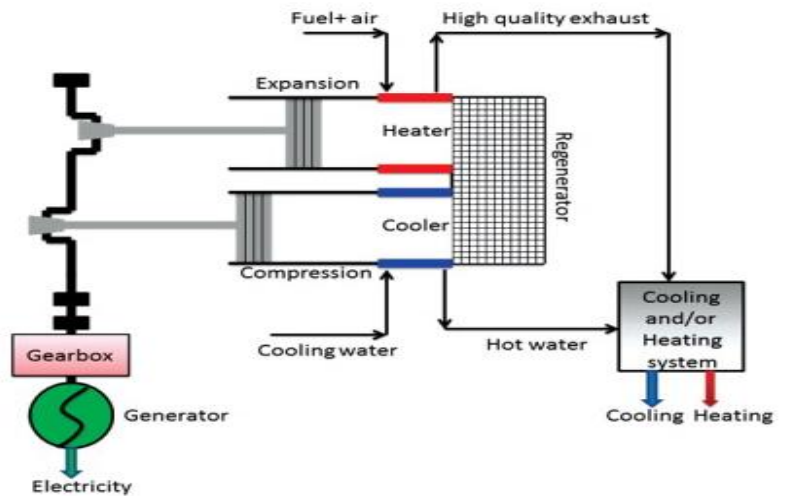


Figure 4. Diagram of the operating principle of the Stirling engine [55]

The Stirling engine is based on a closed cycle where the working fluid which is usually hydrogen or helium is compressed in the cold cylinder and expanded in the hot cylinder [51-54]. The design challenge for a Stirling engine regenerator is to provide sufficient heat transfer capacity without introducing additional internal volume ('dead space') or flow resistance. These inherent design conflicts are one of many factors that limit the efficiency of

practical Stirling engines. A typical design is a stack of fine metal wire meshes, with low porosity to reduce dead space, and with the wire axes perpendicular to the gas flow to reduce conduction in that direction and to maximize convective heat transfer.

Stirling engines are mainly used in residential micro CHP, i.e. the local production of electrical and thermal energy in residential buildings [56, 57]. Stirling engines are the most commonly cited technology in biomass micro cogeneration and the greatest advantage of this engine is its ability to burn any type of biomass [56-60]. The use of Stirling engines as electricity generators in domestic cogeneration systems has attracted a lot of interest in recent years due to the ever-increasing price of energy [61-63]. Figure 5 shows the diagram of the operating principle of cogeneration with the Stirling engine, while Table 2 illustrates the largest manufacturers and suppliers of Stirling engines.

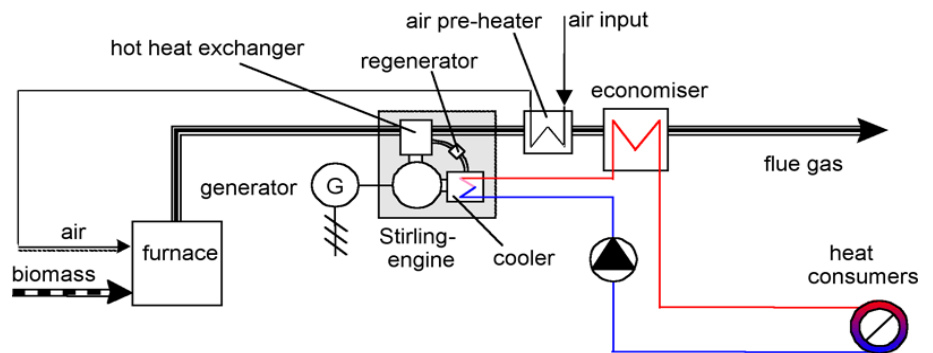


Figure 5. Diagram of the operating principle of the cogeneration using the Stirling engine [64]

According to [53,65] advantages Stirling installations are:

- Very long service life
- The motor runs quietly, which makes it ideal for use in tertiary and residential sectors
- The torque produced is very regular, which maintains the good condition of the parts
- The Stirling engine does not require periodic oil change because the lubricant is not in contact with combustion residues (external combustion)
- Low maintenance needed

- Low GHG emission, which favors its carbon footprint

The largest suppliers and manufacturers of cogeneration systems with Stirling engines are listed in table 2

Table 3. List of the largest manufacturers of Stirling engines [55].

Manufacturer	Thermal capacity [kW]	Electric capacity [kW]	Electrical efficiency [%]
WhisperTech	n/a	1	12
Sigma	9	3	25
Sunpower Inc	n/a	7	n/a
Enatec et BG Group	n/a	1	16
DTE Energy	n/a	20	29,6

2.5. Ericsson Engine

The Ericsson engine is a member of the hot air or external combustion engine family. It is a reciprocating engine that operates with the open Joules cycle, it is composed of two cylinders (compression cylinder and expansion), a heat exchanger that allows the adjustment of the inlet and valve temperature levels at the inlet and outlet of the cylinders [66,67]. The working fluid, which is air, enters the compression cylinder at atmospheric pressure and ambient temperature, is compressed and then sent to the heat exchanger, its temper increases and then enters the expansion cylinder where it expands so that it is finally discharged outside the engine[68]

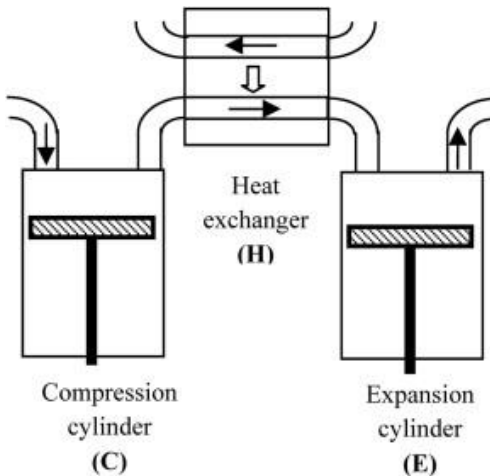


Figure 6 : Ericsson engine principle [69]

Numerous studies found in the literature have shown that the Ericsson engine has high performance for low power levels such domestic micro-cogeneration with renewable energies such as solar and biomass, mainly for micro-cogeneration with solar concentrators [67,69-71]

Advantages of the Ericsson engine according to [71] and [72]

- Low maintenance
- Silence operation
- Simple technology
- Low costs and better performance
- Valves can contribute to engine control and command [72]
- Low GHG emissions

3. Conclusion

To date, the most developed and commercialized biomass cogeneration technologies are steam turbines, ORC process and external combustion engines. The steam cycle is best suited for high powers above 2000kW, the steam turbine process is most relevant for biomass cogeneration plants for its high efficiency and technological maturity. The ORC process has reached a high level of maturity this lasts years, it is the most appropriate for cogeneration plants with a medium

power output ranging from 200 to 2000kW.

External combustion engines are the most suitable for micro CHP, in this category the Stirling engine remains the best solution for residential heating for its advantages and the development of this technology which has already been commercialized for years, many researches shows that the Ericsson engine is a promising technology in the field of micro CHP but it remains under development.

In table 4 are cited the different characteristics of the different biomass cogeneration systems

Table 4. characteristics of different biomass cogeneration systems

Manufacturer	Power	Capacity	Working Fluid	Use
Steam turbine	High power	2 - 25 MW	Water	CHP Plants
ORC process	Medium power	200-2000kW	Organic	Industry and small CHP plants
Stirling engine	Low power	1 - 35 kW	Hydrogen/helium	Residential micro CHP
Ericsson engine	Low power	1 - 35 kW	Air	Residential micro CHP

References

1. Kjärstad, J. and F. Johnsson, The role of biomass to replace fossil fuels in a regional energy system - the case of West Sweden. *Thermal Science*, 2016. 20(4) : p. 1023-1036.
2. Balat, M. and G.J.E.s. Ayar, Biomass energy in the world, use of biomass and potential trends. 2005. 27(10): p. 931-940.
3. Parikka, M., Global biomass fuel resources. *Biomass and Bioenergy*, 2004. 27(6): p. 613-620.
4. Wielgosiński, G., P. Łechtańska, and O. Namiecińska, Emission of some pollutants from biomass combustion in comparison to hard coal combustion. *Journal of the Energy*

Institute, 2017. 90(5): p. 787-796.

5. Demirbaş, A., Biomass resource facilities and biomass conversion processing for fuels and chemicals. *Energy Conversion and Management*, 2001. 42(11): p. 1357-1378.

6. Kan, T., V. Strezov, and T.J. Evans, Lignocellulosic biomass pyrolysis: A review of product properties and effects of pyrolysis parameters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016. 57: p. 1126-1140.

7. Bridgwater, A.V., A.J. Toft, and J.G. Brammer, A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2002. 6(3): p. 181-246.

8. Badin, J. and J.J.R.E.W. Kirschner, Biomass greens US power production. 1998. 1(3): p. 40-42, 44.

9. Toor, S.S., L. Rosendahl, and A. Rudolf, Hydrothermal liquefaction of biomass: A review of subcritical water technologies. *Energy*, 2011. 36(5): p. 2328-2342.

10. Liu, Q., S.C. Chmely, and N. Abdoulmoumine, Biomass Treatment Strategies for Thermochemical Conversion. *Energy & Fuels*, 2017. 31(4): p. 3525-3536.

11. Strzalka, R., T.G. Erhart, and U. Eicker, Analysis and optimization of a cogeneration system based on biomass combustion. *Applied Thermal Engineering*, 2013. 50(2) : p. 1418-1426.

12. Demirbas, A., Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2005. 31(2): p. 171-192.

13. Zhou, J., et al., Biomass direct combustion technology, in *Bioenergy: Principles and Technologies*. 2017. p. 101-144.

14. McKendry, P., Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. *Bioresource Technology*, 2002. 83(1): p. 47-54.

15. Yin, C., L.A. Rosendahl, and S.K. Kær, Grate-firing of biomass for heat and power production. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2008. 34(6): p. 725-754.
16. Gokcol, C., et al., Importance of biomass energy as alternative to other sources in Turkey. *Energy Policy*, 2009. 37(2): p. 424-431.
17. Thompson, D.A.W., *The Biomass Assessment Handbook – Bioenergy for a Sustainable Environment (Book Review)*. 2008. p. 1005-1005.
18. Dentice d'Accadia, M., et al., Micro-combined heat and power in residential and light commercial applications. *Applied Thermal Engineering*, 2003. 23(10) : p. 1247-1259.
19. Dong, L., H. Liu, and S. Riffat, Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review. *Applied Thermal Engineering*, 2009. 29(11) : p. 2119-2126.
20. Thompson, D.A.W., *Fuel*, 2008. 87(6): p. 1005.
21. Houwing, M., R.R. Negenborn, and B.J.P.o.t.I. De Schutter, Demand response with micro-CHP systems. 2011. 99(1): p. 200-213.
22. Sartor, K., S. Quoilin, and P. Dewallef, Simulation and optimization of a CHP biomass plant and district heating network. *Applied Energy*, 2014. 130: p. 474-483.
23. Varun, I.K. Bhat, and R. Prakash, LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009. 13(5): p. 1067-1073.
24. Lund, H., et al., The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy*, 2010. 35(3): p. 1381-1390.
25. Torchio, M.F., et al., Merging of energy and environmental analyses for district heating systems. *Energy*, 2009. 34(3): p. 220-227.

26. Perry, S., J. Klemeš, and I. Bulatov, Integrating waste and renewable energy to reduce the carbon footprint of locally integrated energy sectors. *Energy*, 2008. 33(10): p. 1489-1497.
27. Lund, H., G. Šiupšinskas, and V. Martinaitis, Implementation strategy for small CHP-plants in a competitive market: the case of Lithuania. *Applied Energy*, 2005. 82(3): p. 214-227.
28. Uddin, S.N. and L. Barreto, Biomass-fired cogeneration systems with CO₂ capture and storage. *Renewable Energy*, 2007. 32(6): p. 1006-1019.
29. Bianchi, M., et al., Cogeneration from poultry industry wastes: Indirectly fired gas turbine application. *Energy*, 2006. 31(10): p. 1417-1436.
30. Raj, N.T., S. Iniyan, and R. Goic, A review of renewable energy based cogeneration technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011. 15(8): p. 3640-3648.
31. GmbH, b. description of the biomass CHP technology based on a steam turbine process. Available from: <https://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/steam-turbine.html>.
32. Kehlhofer, R., et al., Combined-cycle gas & steam turbine power plants. 2009: Pennwell Books.
33. Wu, D.W. and R.Z. Wang, Combined cooling, heating and power: A review. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2006. 32(5): p. 459-495.
34. Alakangas, E. and M.J.V.E.r. Flyktman, Biomass CHP technologies. 2001. 7: p. 2001.
35. Quoilin, S., et al., Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013. 22: p. 168-186.
36. Li, P., et al., Comparative analysis of an organic Rankine cycle with different turbine efficiency models based on multi-objective optimization. *Energy Conversion and Management*, 2019. 185: p. 130-142.

37. Pethurajan, V., et al., Issues, comparisons, turbine selections and applications—An overview in organic Rankine cycle. 2018. 166: p. 474-488.
38. Kazemi, N., F.J.E.C. Samadi, and Management, Thermodynamic, economic and thermo-economic optimization of a new proposed organic Rankine cycle for energy production from geothermal resources. 2016. 121: p. 391-401.
39. Xu, G., et al., Performance evaluation of a direct vapor generation supercritical ORC system driven by linear Fresnel reflector solar concentrator. 2015. 80: p. 196-204.
40. Uris, M., J.I. Linares, and E. Arenas, Feasibility assessment of an Organic Rankine Cycle (ORC) cogeneration plant (CHP/CCHP) fueled by biomass for a district network in mainland Spain. *Energy*, 2017. 133: p. 969-985.
41. Javanshir, A. and N.J.E. Sarunac, Thermodynamic analysis of a simple Organic Rankine Cycle. 2017. 118: p. 85-96.
42. Canada, C.R.n., Cycle organique de Rankine : une technologie qui mérite d'être reproduite. 2017, Ottawa] : Ressources naturelles Canada = Natural Resources Canada. 1 ressource en ligne (2 pages non numérotées).
43. Peretti, I., Application of ORC units in sawmills-technical-economic considerations. 2008, Turboden.
44. Sipilä, K., et al., Small-scale biomass CHP plant and district heating. 2005.
45. Quoilin, S., S. Declaye, and V. Lemort. Expansion machine and fluid selection for the organic Rankine cycle. in Proc. 7th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics, Antalya, Turkey, July. 2010.
46. Obernberger, I. and G. Thek. Combustion and gasification of solid biomass for heat and power production in Europe-State-of-the-art and relevant future developments. in Proc. of the 8th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers (keynote lecture). 2008.

47. Uris, M., J.I. Linares, and E. Arenas, Techno-economic feasibility assessment of a biomass cogeneration plant based on an Organic Rankine Cycle. *Renewable Energy*, 2014. 66: p. 707-713.
48. Liu, H., Y. Shao, and J. Li, A biomass-fired micro-scale CHP system with organic Rankine cycle (ORC) – Thermodynamic modelling studies. *Biomass and Bioenergy*, 2011. 35(9): p. 3985-3994.
49. Saleh, B., et al., Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. *Energy*, 2007. 32(7): p. 1210-1221.
50. Vankeirsbilck, I., et al., Organic Rankine cycle as efficient alternative to steam cycle for small scale power generation. 2011.
51. Marinitsch, G., et al. Development of a hot gas heat exchanger and a cleaning system for a 35kWel hermetic four cylinder Stirling engine for solid biomass fuels. in *Proceedings of the International Stirling Engine Conference*. 2005.
52. Harrison, J. and E. On, 8 - Stirling engine systems for small and micro combined heat and power (CHP) applications, in *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems*, R. Beith, Editor. 2011, Woodhead Publishing. p. 179-205.
53. Varbanov, P.S. and J.J. Klemeš, 16 - Small and micro combined heat and power (CHP) systems for the food and beverage processing industries, in *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems*, R. Beith, Editor. 2011, Woodhead Publishing. p. 395-426.
54. Thombarse, D.G., Stirling Engine: Micro-CHP System for Residential Application, in *Encyclopedia of Materials: Science and Technology*, K.H.J. Buschow, et al., Editors. 2008, Elsevier : Oxford. p. 1-8.
55. Ebrahimi, M. and A. Keshavarz, 2 - CCHP Technology, in *Combined Cooling, Heating and Power*, M. Ebrahimi and A. Keshavarz, Editors. 2015, Elsevier : Boston. p. 35-91.

56. Alanne, K., et al., Techno-economic assessment and optimization of Stirling engine micro-cogeneration systems in residential buildings. *Energy Conversion and Management*, 2010. 51(12): p. 2635-2646.
57. De Paepe, M., et al., Micro-CHP systems for residential applications. 2006. 47(18-19): p. 3435-3446.
58. Alanne, K., A.J.R. Saari, and S.E. Reviews, Sustainable small-scale CHP technologies for buildings: the basis for multi-perspective decision-making. 2004. 8(5): p. 401-431.
59. Alanne, K., A.J.R. Saari, and s.e. reviews, Distributed energy generation and sustainable development. 2006. 10(6): p. 539-558.
60. Peacock, A. and M.J.A.t.e. Newborough, Impact of micro-CHP systems on domestic sector CO2 emissions. 2005. 25(17-18): p. 2653-2676.
61. Breeze, P., Chapter 4 - Piston Engine Combined Heat and Power Systems, in *Combined Heat and Power*, P. Breeze, Editor. 2018, Academic Press. p. 33-40.
62. Li, T., et al., Development and test of a Stirling engine driven by waste gases for the micro-CHP system. 2012. 33: p. 119-123.
63. Conroy, G., et al., Validated dynamic energy model for a Stirling engine μ -CHP unit using field trial data from a domestic dwelling. 2013. 62: p. 18-26.
64. bioenergiesysteme. Description de la technologie de cogénération à la biomasse basée sur le moteur Stirling. Available from: <https://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/stirling-engine.html>.
65. Bonnet, S., Moteurs thermiques à apport de chaleur externe : étude d'un moteur STIRLING et d'un moteur ERICSSON. 2005, Université de Pau et des Pays de l'Adour.
66. Creyx, M., et al., Modélisation des performances d'un moteur Ericsson à cycle de Joule ouvert. 2014. 1 : p.

64-70.

67. Quintanilla, M., et al., Modélisation thermodynamique d'un moteur Ericsson en cycle ouvert. 2018.

68. Hachem, H., et al., Comparison based on exergetic analyses of two hot air engines: A Gamma type Stirling engine and an open joule cycle Ericsson engine. 2015. 17(11): p. 7331-7348.

69. Creyx, M., et al., Energetic optimization of the performances of a hot air engine for micro-CHP systems working with a Joule or an Ericsson cycle. Energy, 2013. 49: p. 229-239.

70. Lontsi, F., et al., Dynamic simulation of a small modified Joule cycle reciprocating Ericsson engine for micro-cogeneration systems. Energy, 2013. 63: p. 309-316.

71. Bonnet, S., M. Alaphilippe, and P. Stouffs, Energy, exergy and cost analysis of a micro-cogeneration system based on an Ericsson engine. International Journal of Thermal Sciences, 2005. 44(12): p. 1161-1168.

72. D.Marquet, L.D. The Ericsson engine: a technology to favor. 2011; Available from: http://energie.promes.cnrs.fr/IMG/pdf/08-1_-_Pascal_Stouffs_-_Moteur_Ericsson.pdf.

CHAPITRE 3

PRÉSENTATION DE L'ÎLE ANTICOSTI

3.1 LOCALISATION ET DESCRIPTION



Figure 2 : Situation géographique de l'île Anticosti

Située dans le golfe Saint-Laurent au Québec, l'île d'Anticosti s'étend sur une longueur de 220 km et une largeur maximale de 56 km, et couvre une superficie de 7943 km², elle est la plus grande île du Québec, elle est presque aussi vaste que la Corse et sa superficie équivaut à 16 fois l'île de Montréal. Son climat maritime sub-boréal se caractérise par des étés frais et des hivers relativement doux. La température moyenne est environ -10 °C en janvier et 15 °C en juillet. Les précipitations de neige sont abondantes, dépassant généralement 300 cm dans la partie ouest et centrale.

L'île est demeurée à l'état sauvage jusqu'à ce que le riche chocolatier français Henri Menier l'achète à 120 000 dollars en 1895 qui en fait une réserve de chasse et de pêche personnelle. Menier est sans contredit le personnage qui a le plus influencé la destinée de l'île d'Anticosti. En effet, son objectif initial était d'en faire un paradis de chasse et de pêche. C'est pourquoi il a tenté d'y introduire plusieurs espèces de gibier, dont le cerf de Virginie,

la seule espèce ayant connu une expansion remarquable. Menier a introduit quelque 220 cerfs en 1896 et 1897, aujourd'hui le nombre est entre 160 000 et 200 000 bêtes. En guise d'héritage, ce personnage pittoresque a laissé son nom au seul village d'Anticosti, Port-Menier, situé à l'ouest de l'île, environ 250 personnes y vivent à l'année [3]. Les principales activités économiques sont associées au tourisme et à l'exploitation des ressources naturelles : la chasse au cerf, la coupe forestière et la pêche sportive au saumon.

3.2 CHASSE AU CERF

L'île Anticosti est reconnue pour la chasse de cerfs, cette activité a été confiée à la Société des établissements de plein air du Québec (SÉPAQ) et à des pourvoyeurs privés qui accueillent de 3000 à 4000 chasseurs annuellement. La récolte de cerfs sur l'île dépasse maintenant 9000 têtes par année [3]. La qualité de l'accueil et les conditions de chasse exceptionnelles que l'on retrouve sur l'île lui ont forgé une réputation de paradis de chasse qui va bien au-delà des frontières du Québec.

3.3 EXPLOITATION FORESTIERE

L'île Anticosti a une très grande ressource forestière, qui est exploitée par les grandes entreprises qui œuvrent dans la transformation du bois du Bas Saint-Laurent et de la Gaspésie. La collecte est passée de 50 000 mètres cubes de bois en 2014 à 80 000 mètres cubes en 2015 et à 115 000 mètres de cubes en 2016 [4].

3.4 SITUATION ECONOMIQUE DE L'ILE ANTICOSTI

L'île souffre d'un taux de chômage très élevé qui dépasse les 60% durant l'hiver, la population est vieillissante et la croissance démographique décroît depuis les années 80, l'activité économique fonctionne au ralenti après l'annulation des projets de forage pour l'exploitation du pétrole en 2017 par le gouvernement du Québec, les coûts de produits de consommation sont très élevés. La communauté Anticostienne est marquée par les saisons, en saison hivernale la grande majorité des activités se déroulent à Port-Menier entre les résidents permanent de l'île qui ne dépassent pas 180 habitants, en saison estivale la

population augmente (plus de 400 travailleurs) et occupe, pour ses activités professionnelles comme pour ses loisirs, tout le territoire[5] . Des milliers de villégiateurs, pêcheurs et chasseurs viennent visiter l'île et la faire vivre l'exploitation forestière a été un important moteur financier entre 1926 et 1970, l'économie de l'île repose aujourd'hui essentiellement sur l'industrie récréotouristique et la chasse aux cerfs de virginie (les retombées annuelles de la chasse à Anticosti sont d'environ 15 millions de dollars par année).

Plusieurs familles quittent l'île pour suivre leurs jeunes dans leurs études. Les jeunes diplômés ne reviennent jamais sur l'île à cause du manque d'emploi et la situation économique qui est dégradé. L'île est reliée à la province du Québec par la voie aérienne ou la voie marine, durant l'hiver la voie marine est inexistante à cause de l'eau qui reste figée durant toute la saison.



Figure 3: Port Menier à l'île Anticosti

3.5 BESOINS ENERGETIQUES DE L'ILE ANTICOSTI

3.5.1 Situation actuelle

Le Port-Menier est alimenté par une centrale thermique au diesel (réseau autonome d'Hydro-Québec) qui a été construite en 1992. La centrale compte trois génératrices (2×855 kW et 1× 1135 kW) capables individuellement de fournir la presque totalité de l'électricité nécessaire au bon fonctionnement du Port-Menier. La centrale au diesel consomme annuellement entre 1200 000 et 1500 000 litres du diesel et produit 2 845 MW. Hydro-Québec prévoit une croissance annuelle des abonnements de 1,3 % à cause du nombre d'habitants qui augmente durant la saison estivale (les chasseurs, les touristes, les randonneurs ...etc.). La centrale répond aux besoins des habitants et les organismes du Port-Menier, une consommation de 4,5 GWh, le reste est dégagé sous forme de chaleur et de gaz dans l'air (non exploitée).

Tableau 1 : Prévisions de la consommation d'électricité sur une durée de 10 ans (2007-2017)[6]

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Crois. annuelle moy. 2007-2017
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	142	144	145	147	148	150	151	153	154	156	157	1,0%
Avec interventions commerciales												
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	1,2%
PGEÉ (en GWh)	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,2%
Production d'énergie (en GWh)	4,6	4,6	4,7	4,7	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	1,2%
Pointe annuelle (en MW) ¹	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2%
Sans interventions commerciales												
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,5	5,6	5,6	5,7	5,8	5,9	1,3%
PGEÉ (en GWh)	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,3%
Production d'énergie (en GWh)	6,0	6,1	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,7	6,8	1,3%
Pointe annuelle (en MW) ¹	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	1,3%
Puissance installée (en MW)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	
Puissance garantie (en MW)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Réserve en puissance (en MW)	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Tableau 2 : Sommaire des besoins par région Horizon 2017 révisions 12-03-2008

	2006	2010	2017	Taux de croissance 2006-2017
Avec interventions commerciales				
Production totale (GWh)	4,5	4,7	5,2	16 %
Somme des pointes annuelles (MW)	1,2	1,2	1,3	10 %
Puissance installée (MW)	2,8	2,8	2,8	2 %
Sans interventions commerciales				
Production totale (GWh)	4,5	6,2	6,8	53 %
Somme des pointes annuelles (MW)	1,2	1,8	2,0	64 %

Tableau 3 : Tarification et programme d'utilisation efficace de l'énergie[6].

Programmes d'utilisation efficace de l'énergie- Réseaux autonomes		compensation	Entretien & dépannage		Subvention			Tarif
Territoire	clientèle		%	Entretien annuel	Dépannage réparation	remplacement	Conversion et Agrandissement	
Ile Anticosti	Résidentiel	30%	X	X	X	X	X	Tarif normalisé
	Affaires	30%	X	X	X	X	X	Au-delà de 900KW Au-delà de 3.9GW

3.5.2 Impacts environnementaux et risque pour le milieu :

La combustion du carburant fossile produit d'énormes quantités de gaz à effets de serre, la centrale diesel elle-même dégage 3700Tèq de CO₂/an et jusqu'à 6500 Tèq de CO₂/an. La centrale consomme de grande quantité de carburant (1,2 million de litres par année) ce qui nécessite des réservoirs de stockage pour assurer l'autonomie des moteurs, ces réservoirs peuvent présenter un danger de déversement et de contamination de l'environnement ou de l'eau au Port-Menier. Le carburant nécessaire pour les moteurs diesel et les stations d'essence est acheminé vers l'île par bateaux ce qui présente aussi une source de pollution marine et atmosphérique.

3.5.3 Biomasse forestière à l'île Anticosti

La biomasse est une ressource renouvelable qui est la plus écologique de toutes les ressources d'énergies qui existent jusqu'à présent, elle est utilisée par plusieurs filières industrielles pour la production de bioénergie, de bioproduits ...etc. l'utilisation de la biomasse dans la production énergétique encourage la valorisation des résidus forestiers ainsi la protection des forêts contre la déforestation.

Une évaluation est faite pour la quantité de la biomasse récoltable sur le territoire forestier résiduel Anticosti les résultats sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 4 : Estimation de la biomasse associée aux possibilités forestières à l'île Anticosti[7]

		Résineux	Feillus intolérants	Total
Possibilités forestières (m ³ bruts/an)		212 700	10 100	222 800
Biomasse forestière (tonnes métriques vertes/an)	Branches	36 800	3 300	40 100
	Feuillage	33 400	1 800	35 200
	Total	70 200	5 100	75 300

CHAPITRE 4 TECHNOLOGIES DE COGENERATION

4.1 ÉTAT DES ENERGIES AU QUEBEC

Face à l'impact des énergies fossiles sur l'environnement, le gouvernement du Québec prévoit de diminuer sa dépendance d'ici 2030 de 40 %. Le Québec est riche en ressources naturelles surtout la ressource la plus importante qui est l'eau, plus de 99 % d'électricité produite au Québec est fourni à partir d'eau, l'hydroélectricité est considérée comme une énergie renouvelable sans gaz à effet de serre ce qui contribue à l'amélioration de la qualité d'air et diminuer les impacts sur l'environnement.

Tableau 5 : Disponibilité de l'énergie au Québec, 2016[8]

	Sources	Pétajoules	Part du total %	Équivalence
Importations =51 %	Pétrole	826	36	137 millions de barils
	Gaz naturel	325	14	8.4 milliards de m ³
	Charbon	13	1	0.6 million de tonnes
Sources locales =49 %	Hydro	818	36	727 TWh
	Biomasse	170	7,5	N/D
	Éolienne	126	6	35 TWh
	Total	2278	100	

Le système énergétique du Québec se distingue de celui des autres régions du monde par l'importante part d'approvisionnement local en énergies renouvelables (49 % du total), c'est-à-dire provenant de sources dont les stocks ne s'épuisent pas. Les deux principales sources locales d'énergie primaire sont la force hydraulique (transformée en hydroélectricité) et la biomasse. La ressource éolienne arrive en troisième lieu. Les autres besoins énergétiques du Québec sont comblés par les hydrocarbures, qui proviennent entièrement d'importations et comptent pour un peu plus de la moitié (51 %) du bilan. Le pétrole, dont plus des trois quarts sont consommés par le secteur des transports, représente 36 % du bilan énergétique, tandis que la part du gaz naturel, surtout utilisé par le secteur industriel, s'élève à 14 %. Le charbon, entièrement consommé par le secteur industriel, répond à moins de 1 % des besoins énergétiques du Québec. Quelque 0,1 % de l'électricité générée au Québec est produit à partir de génératrices fonctionnant au diesel ou au mazout. Cette électricité sert essentiellement à approvisionner les communautés non connectées au réseau électrique (réseaux autonomes), notamment les Îles de la Madeleine et des villages du Nord-du-Québec[8].

En 2017, la production d'électricité québécoise totalisait 212 TWh, dont 95 % provenaient de source hydroélectrique, 3,8 % de sources éoliennes et 1 % de la biomasse, d'énergie solaire et d'hydrocarbures. Hydro-Québec produit et achète la plus grande part de l'hydroélectricité québécoise, soit près de 90 % de la production totale.

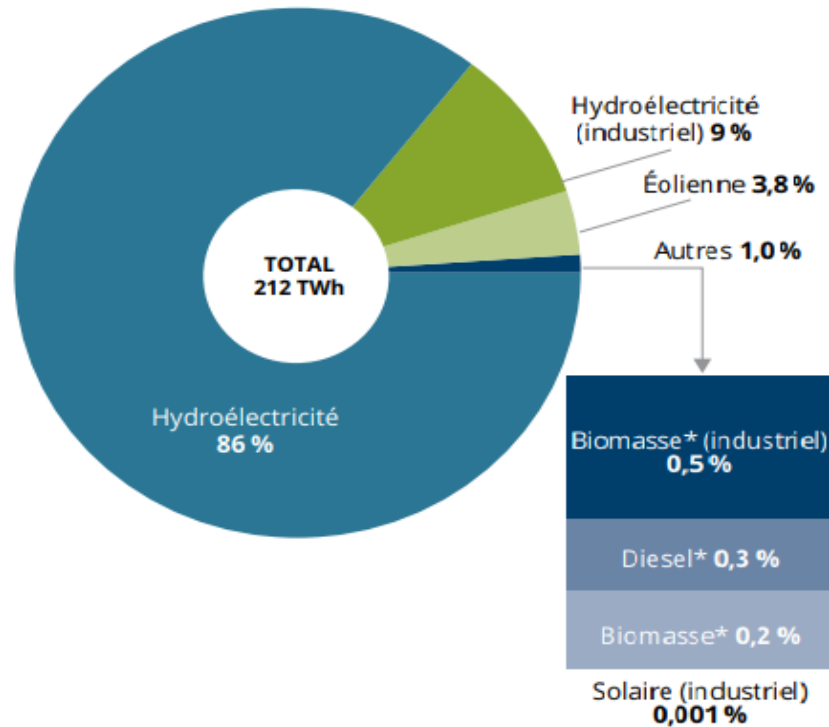


Figure 4 : Production d'électricité au Québec par source, 2017[8, 9]

4.1.1 Ressource de la biomasse au Québec

La biomasse est une ressource très abondante au Québec après la ressource de l'eau. Le potentiel de la biomasse forestière, agroalimentaire et urbaine est estimé en 2011 à 19,5 millions de tonnes de matière sèche, équivalent d'une énergie thermique brute de 334 PJ/an (93 TWh/an). Au total, 42 % de cette énergie est déjà mise en valeur. La biomasse forestière est la catégorie la plus valorisée où seuls les résidus de coupe recèlent toujours un important potentiel à exploiter.

La biomasse au Québec se divise en trois principales catégories :

- Biomasse forestière : la biomasse forestière est tout ce qui est bois de chauffage, résidus de la transformation du bois (écorces, sciures et rabotures, boues des stations d'épuration des eaux des papetières) et résidus de coupe (branches, aiguilles, feuilles, souches, cimes)

- Biomasse agroalimentaire : la biomasse agroalimentaire est la matière organique qui résulte des cultures, résidus de végétaux et animaux, de la production agricole et résidu de l'industrie de la transformation agroalimentaire.
- La biomasse urbaine : la biomasse urbaine représente les déchets organiques provenant des secteurs résidentiels, municipaux, commerciaux et industriels comme les boues des stations d'épuration d'eau.

4.2 LA COGENERATION

Comme expliqué précédemment dans la revue de littérature la cogénération est la production simultanée de l'électricité et de chaleur pour le chauffage à partir d'un même combustible et la même installation.

4.2.1 Intérêt de la cogénération à biomasse

L'intérêt de la cogénération à partir de la biomasse réside essentiellement dans la transformation d'un déchet en énergie prête à la consommation. De plus que la biomasse est un déchet valorisé elle est considérée comme source d'énergie renouvelable avec un bilan carbone neutre. La cogénération permet de substituer les énergies fossiles à la biomasse et ainsi on réduit les gaz à effet de serre et préserve l'environnement. D'autre part, ce procédé a plusieurs répercussions sur le plan économique et social, il permet de créer plusieurs emplois au niveau local tout en subvenant aux besoins de la région en matière de chauffage et d'électricité produits sur le site et surtout réduire l'indépendance vis-à-vis des énergies fossiles avec leur prix qui ne cesse d'augmenter. L'efficacité et le rendement des installations de cogénération sont beaucoup plus importants que les installations de production séparée ce moyen permet d'avoir de l'énergie efficacement en consommant moins d'énergie primaire. Dernièrement, plusieurs pays industrialisés dans le monde se sont engagés dans la construction des centrales pour la cogénération à partir de la biomasse, dans le but de respecter l'accord de Kyoto en réduisant les émissions des GES en remplaçant les énergies fossiles par les énergies renouvelables.

4.3 LA TECHNOLOGIE ORC

La technologie de cogénération à base du cycle organique de Rankine est basée sur le cycle de Rankine, qui est lui-même la base du cycle thermodynamique qui est appliqué pour le cycle à vapeur classique, le fluide de travail dans l'ORC est un liquide organique de masse moléculaire élevée. Le fluide organique a une température d'évaporation inférieure à celle de l'eau ce qui favorise l'exploitation et l'utilisation des ressources de chaleur faibles. La technologie ORC permet d'utiliser l'énergie thermique d'une température relativement basse pour produire de l'électricité et de la chaleur. Les sources de chaleur sont typiquement industrielles dans le but de récupérer la chaleur perdue, la chaleur de combustion de la biomasse et la géothermie.

L'efficacité de conversion de la chaleur en électricité dépend thermodynamiquement de la source de chaleur, théoriquement le rendement d'une cogénération ORC est inférieur au rendement d'une cogénération à cycle à vapeur. Les températures et les pressions appliquées dans les unités ORC étant plus basses que dans une centrale à vapeur d'eau classique, les coûts des composants peuvent être réduits en utilisant des matériaux moins coûteux, des épaisseurs de paroi plus faibles et des conceptions relativement simples. Cela améliorera la faisabilité économique des petites installations par rapport aux centrales à vapeur d'eau. En général, les basses températures et pressions dans une installation ORC simplifient également le fonctionnement et la maintenance ainsi elle réduit les compétences nécessaires par le personnel d'exploitation et peut donc réduire les coûts d'opération et de maintenance.

L'unité ORC doit être connectée à une source de chaleur, un système de transfert de chaleur à l'huile thermique en circuit fermé est souvent utilisé pour transférer la chaleur générée par le système de combustion (par exemple une chaudière à combustion de biomasse ou une source de chaleur perdue) vers l'unité ORC. Ce système utilise un fluide thermique spécial à base d'huile comme fluide caloporteur. Le principal avantage de ses systèmes est qu'ils peuvent fonctionner à des pressions très basses que celles requises pour le système à base de la vapeur d'eau. Cependant la conception et le fonctionnement du système de

l'huile doivent faire l'objet d'une extrême prudence, car les fluides sont généralement combustibles et qu'une fuite peut causer de graves dommages.

4.3.1 Description des différents composants d'une centrale de cogénération à ORC

Une centrale de cogénération ORC à biomasse comprend un certain nombre de composants et de systèmes par exemple :

- Réception, stockage et manipulation de la biomasse
- Chaudière à biomasse
- L'unité ORC ou le turbogénérateur
- Système d'épuration des gaz de combustion
- Système de traitement des cendres
- Système de transfert de chaleur à l'huile thermique
- Système de refroidissement et/ou système de récupération de chaleur
- Système de contrôle
- Connexion au réseau d'électricité
- Système de connexion au réseau de chauffage urbain

Le module ORC représente seulement 20 à 30 % du coût total d'investissement pour une centrale à biomasse complète, lors du développement du projet il est très important de se concentrer sur toutes les parties nécessaires à l'installation de la centrale.

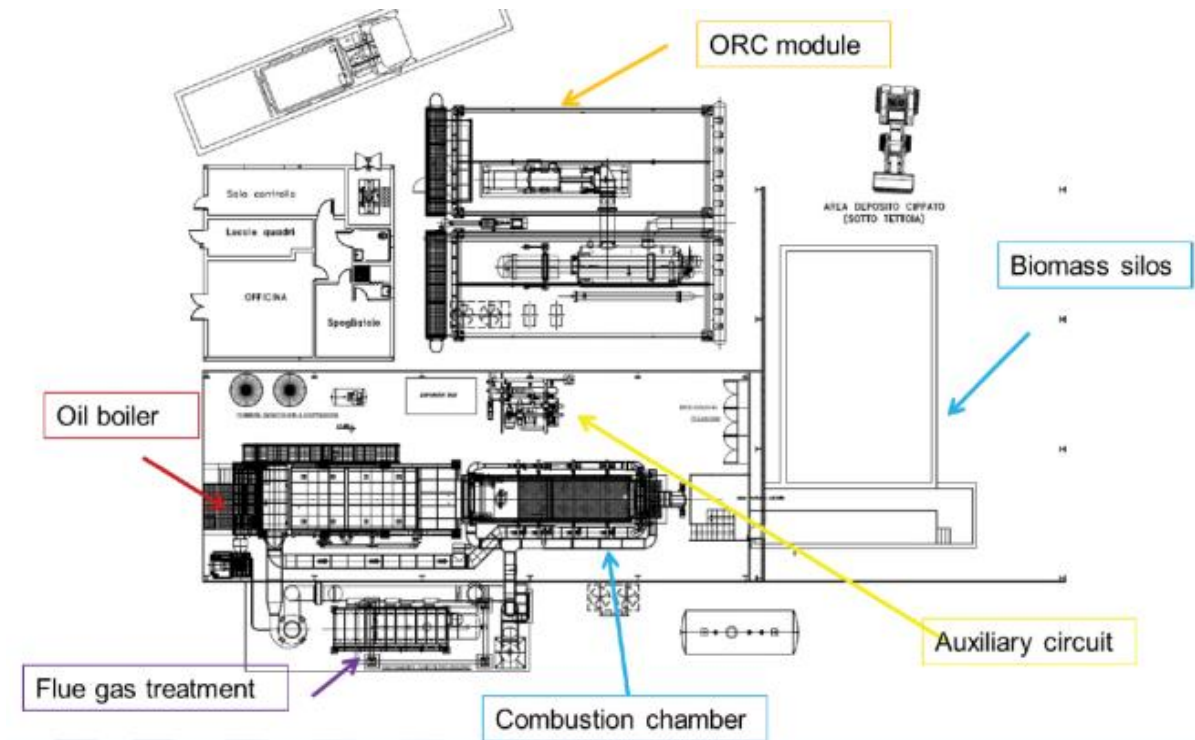


Figure 5 : Illustration d'une centrale de cogénération à biomasse avec une seule unité ORC [10]

4.3.1.1 Réserve de la biomasse:

La réserve de la biomasse doit être adaptée à l'ampleur de la consommation ainsi elle doit être capable de supporter le volume du combustible qui arrive à chaque livraison et assurer une certaine autonomie d'opération entre chacune des livraisons. Le dimensionnement de la réserve de biomasse doit tenir en compte de type de combustible choisi pour le fonctionnement de la centrale, de l'autonomie de fonctionnement et l'équilibre entre les coûts de livraison prévue et les coûts d'investissements associés à la dimension du type de réserve. Il existe plusieurs types de réserves de biomasse que chacun doit être dimensionné dépendamment de la quantité et le type du combustible requis : réserve de plain-pied, réserve en fosse avec pont de déchargement et silo de stockage.



Figure 6 : Réserve de biomasse en plein-pied. CSSS de Kamouraska[11]



Figure 7 : Silo de stockage de biomasse en béton

4.3.1.2 Système d'alimentation

Le système d'alimentation assure le transport de la biomasse entre le silo de stockage et la chambre de combustion, il est constitué d'un convoyeur à vis sans fin qui assure la répartition uniforme du biocombustible sur toute la largeur de la chambre de combustion en tenant compte de la puissance de la chaudière. Pour assurer le bon fonctionnement le système d'alimentation est équipé d'indicateur de niveau qui commande la mise en marche

ou l'arrêt du système, de plus un mécanisme de sécurité qui prévient l'opérateur si l'alimentation vient à faire défaut et d'un système de coupe-feu.

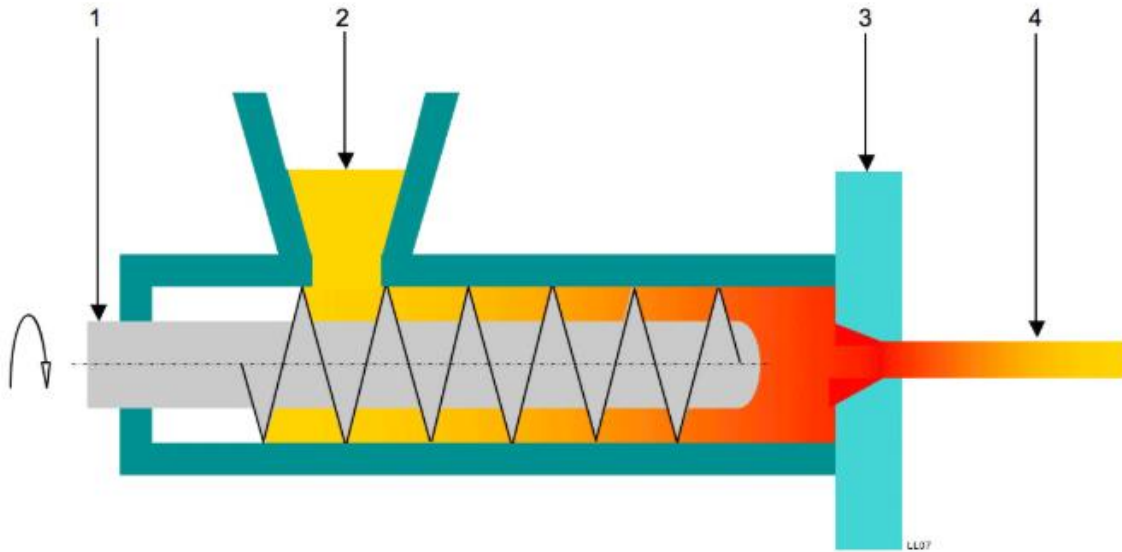


Figure 8 : Schéma d'un système d'alimentation à vis sans fin

4.3.1.3 Chaudière

La chaudière est un équipement muni d'un foyer, où s'effectue la combustion de la biomasse et la production de chaleur. Une centrale biomasse ORC nécessite un échangeur de chaleur entre le fluide thermique (qui sort de la chaudière) et le fluide thermodynamique (qui effectue les transformations physiques dans le module ORC). Il est donc particulièrement intéressant d'opter pour un fluide thermique de type huile, qui ne nécessite pas de changement de phase complexe (évaporateur, surchauffeur) et qui permet de ne pas travailler en pression, l'huile ne se dilate pas et reste sous forme liquide à la température de 350 °C. La conception est ainsi plus compacte et moins onéreuse. Dans une chaudière thermique à huile, l'échange de chaleur entre la combustion et le fluide peut se faire selon une conception simple en serpentin alors que la géométrie d'un échangeur de chaudière vapeur est plus complexe. De par son principe de fonctionnement, un module ORC est apte à valoriser de manière efficace de l'énergie à plus faible température. En pratique, une chaudière thermique chauffant un fluide à 350 °C sera soumise à moins de contraintes mécaniques qu'une chaudière à vapeur fonctionnant sous pression et à très haute température, ces deux conditions étant nécessaires pour avoir un rendement significatif.

Ces conditions plus souples permettront également à l'échangeur d'être moins sensible à la corrosion et à la formation de points chauds. La géométrie simplifiée d'une chaudière à huile permet un nettoyage plus facile et réduit les possibilités d'encrassement.

➤ *Types de foyers*

Le foyer est l'endroit où se déroule la première phase de la combustion de la biomasse. Il est alimenté en combustible et en air primaire. Il y a quatre principaux types de foyers. La sélection d'un type de foyer dépend de différents paramètres tels que la puissance de la chaudière, la granulométrie, la teneur en cendre et le taux d'humidité du combustible utilisé.

- **Foyer à grille fixe**

Ces systèmes ont des géométries et des systèmes d'injection d'air très variable, comme son nom l'indique ce type de foyer est constitué d'une grille sur laquelle le combustible est introduit et à travers laquelle l'air primaire est injecté. Le foyer à grille fixe offre une grande robustesse, car son design est simple. Toutefois, sa plus grande faiblesse est que, comme la grille n'est pas mobile, le combustible se répartit plus inégalement sur la grille, ce qui peut entraîner une combustion incomplète. Il est habituellement sélectionné pour des projets d'une plus petite puissance (< 500 kW). Le combustible utilisé est habituellement plutôt sec (5 à 30 % d'humidité), sa granulométrie est plutôt fine et il se caractérise par une faible teneur en cendre. Son coût est relativement bas, comparativement à d'autres types de foyers.

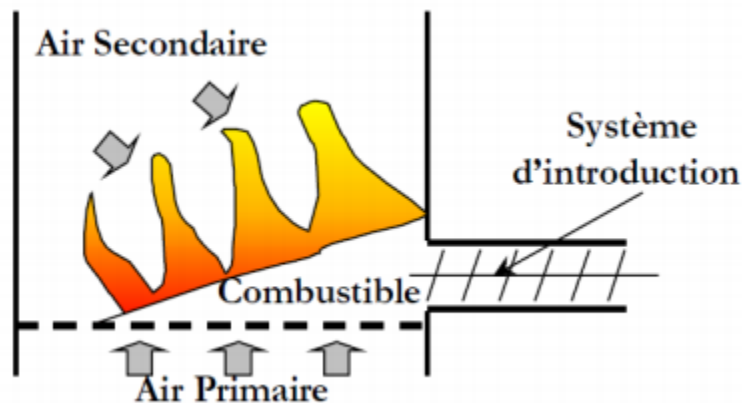


Figure 9 : Schéma du principe de fonctionnement d'un foyer fixe[12]

- **Foyer volcan**

Le foyer volcan prend son nom de la forme et la technique d'introduction du combustible, une vis sans fin pousse le combustible dans un espace évasé sous forme de volcan qui provoque sa montée vers le sommet du bruleur. L'air primaire est injecté autour du bruleur et traverse le lit solide, la flamme se développant au-dessus de celui-ci. L'air secondaire est injecté un peu plus loin, dans la flamme pour permettre l'oxydation totale. Il est conseillé pour des projets de petite et de moyennes tailles (20 kW à 500 kW). Son coût est assez bas, comparativement à d'autres types de foyer. Il donne de bons résultats avec des combustibles secs à semi-humides (5 à 40 % du taux d'humidité).

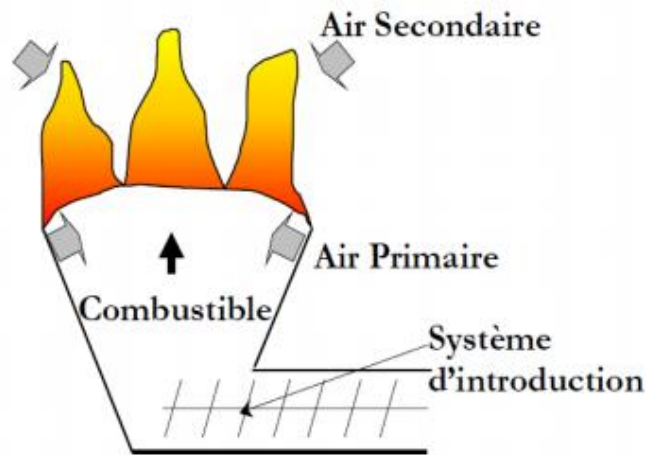


Figure 10 : Schéma de principe de fonctionnement du foyer volcan[12]

- **Grilles mobiles**

Ce foyer, muni de sections en mouvement, permet une meilleure mobilisation de la biomasse et donc un plus grand contrôle de la combustion. Il peut aussi accueillir une plus vaste gamme de combustibles (20 à 50 % d'humidité et 1 à 5 % de taux de cendre). Bien qu'il puisse être utilisé dans le cadre de projets de diverse taille, comme il est plus cher et qu'il est complexe à opérer, il est habituellement préféré pour les projets de plus grande ampleur (> 500 kW).

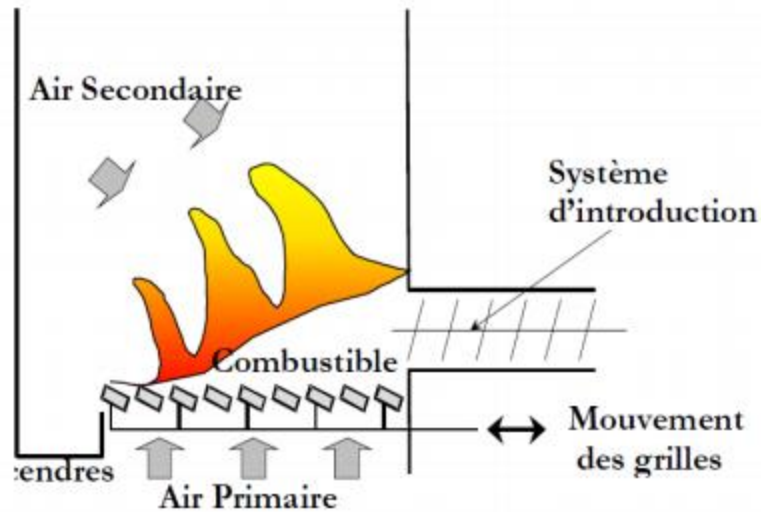


Figure 11 : Schéma de principe de fonctionnement d'un foyer à grille mobile[12]

- **Foyer à lit fluidisé**

La conception des chaudières à lit fluidisé permet d'avoir une meilleure flexibilité par rapport à la qualité des combustibles utilisés, ce type de foyer est le plus recommandé dans les installations de cogénération à biomasse. Effectivement, elles peuvent brûler de la biomasse très humide, jusqu'à 60-65 %, et qui a une haute teneur en cendre, comme les écorces de résineux. Il demeure cependant important de favoriser une granulométrie homogène et d'éviter la présence de contaminants. Très efficace, ce foyer engendre de faibles émissions atmosphériques (particulièrement de NOx). Il existe deux types de foyers à lit fluidisé, lit fluidisé à circulation (CFB) et lit fluidiser à bulles (BFB). Le BFB est particulièrement adapté aux grandes plages de charge de la chaudière. Le système à lit fluidisé est le plus coûteux, cependant il est souvent sélectionné dans le cadre de projets de plus grande taille (5 MW et plus).

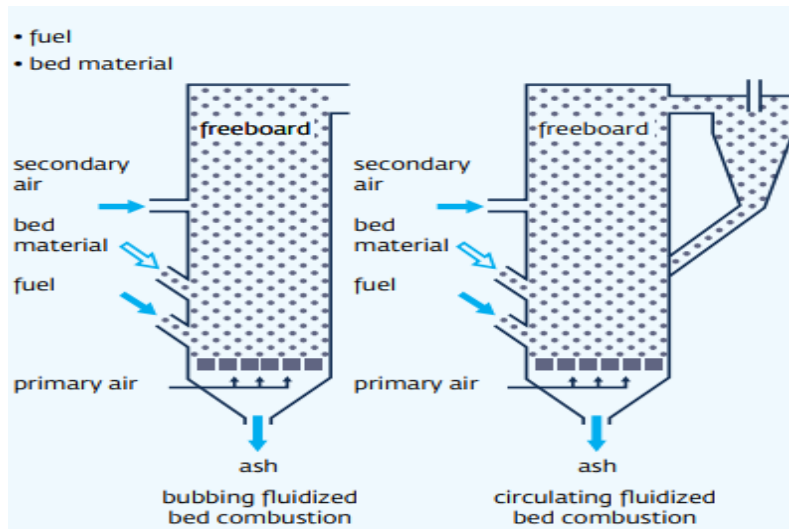


Figure 12 : Schéma de principe de fonctionnement de foyer à lit fluidisé (BFN à gauche et CFB à droite) [10]

4.3.1.4 Échangeur de chaleur

L'échangeur est l'endroit où se fait le transfert de chaleur à partir des flammes et les fumées vers le fluide caloporteur. Le transfert de chaleur se fait par rayonnement et convection, dans la zone de combustion la chaleur est transférée par rayonnement de la flamme au fluide caloporteur (eau, vapeur, huile thermique), après la zone de combustion la chaleur est transférée à partir des fumées par convection. Le type de l'échangeur dépend du fluide caloporteur et du design de la fournaise. Les parois de l'échangeur ont une faible résistance thermique ce qui permet le bon transfert de chaleur du fluide au chaud au fluide froid sans contact direct. Il existe plusieurs types d'échangeurs de chaleur intégrés à la chaudière et le choix se fait selon de nombreux paramètres :

- Propriétés physiques et agressivité des fluides
- Températures et pressions de fonctionnement
- Encrassement
- Maintenance et coûts ...etc.

2.3.1.5 Système de traitement des gaz de combustion :

Le système de traitement des gaz d'échappement de la combustion de la biomasse est indispensable dans une installation de cogénération ou chauffage. Les systèmes

d'épuration ou de dépoussiérage permettent d'éliminer les polluants et la poussière ainsi réduire les GES en procurant un air chaud et propre aux équipements auxiliaires comme la chaudière à fluide thermique. Les émissions peuvent être réduites soit par un système primaire qui est un système intégré directement au processus de combustion ou bien par un système secondaire qui est un système d'épuration poste combustion. Le système primaire améliore le processus de combustion et minimise la production des polluants. Le système secondaire s'installe entre la zone de combustion et la cheminé, selon la chaudière et le biocombustible, les oxydes d'azote, le monoxyde de carbone, le chlorure d'hydrogène, le dioxyde de soufre, les particules volatiles organiques peuvent poser des problèmes. Si la combustion se fait mal y'aura de fortes émissions de gaz, par conséquent l'installation doit être équipée de préférence d'un système de contrôle qui ajuste automatiquement l'apport air/combustible, aussi bien en fonctionnement continu que lors des changements de charge. la taille uniforme et la teneur en humidité de la biomasse améliore également le processus de combustion. Pour la chambre à combustion à biomasse, l'élimination des poussières et les particules polluantes est le processus le plus fréquent et le plus intéressant aussi. Il existe plusieurs systèmes de traitement des fumés :

- **Le multicyclone ou le cyclone :**

Le multicyclone est utilisé largement pour les faibles puissances comme seul système de traitement des fumées, il est composé d'une batterie de 8 à 16 cyclones simples ou plus. Dans le cyclone les particules sont séparées par la force centrifuge grâce au mouvement rotationnel des gaz des particules. Les multicyclones sont simples et peuvent résister aux températures élevées, y'a pas de limites de température pour les fumées à l'entrée. Ils sont souvent utilisés en amont pour le prétraitement comme traitement primaire afin de limiter en traitement secondaire le flux de polluants, les risques liés aux fortes températures et ainsi le coût d'investissement (coût inférieur à 5 % du montant des équipements chaudière à biomasse et ses annexes). Ce système est robuste, car il ne contient pas de pièces mécaniques en mouvement et les coûts liés à l'exploitation sont relativement bas ou quasiment nuls, puisque son entretien repose surtout sur un nettoyage périodique des cyclones. Toutefois, il est plus efficace pour les grosses particules.

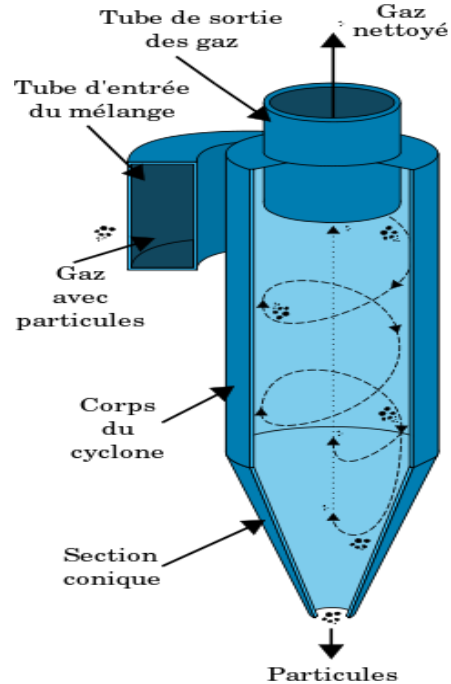


Figure 13 : Schéma du principe de traitement des fumées dans un cyclone [10]

- **Le filtre à manches**

Le filtre à manche est complémentaire au filtre multicyclone, il permet de capter les particules les plus fines quand les fumées passent à l'intérieur. Il est constitué de plusieurs cellules de filtration comprenant chacune des rangées de manches ou poches filtrantes, les gaz sont dirigés vers les différentes cellules puis traversent les manches. Les particules s'accumulent sur les manches filtrantes et un soufflage d'air s'effectue régulièrement ainsi les particules tombent dans une ou plusieurs trémies qui se trouvent dans la partie basse des caissons. Après le traitement les fumées sont évacuées par la cheminée. La nature des manches dépend de la température des fumées et de leur composition. Ce système est plus coûteux, car il nécessite un changement régulier des manches (à toutes les 25 000 heures de fonctionnement). De plus, puisque ces dernières peuvent être inflammables, il est nécessaire de mettre en place un système de by-pass qui bloque les particules en cas de détection de températures anormales. Le filtre à manche est particulièrement utilisé en milieu industriel et associé à la combustion d'une biomasse de mauvaise qualité.

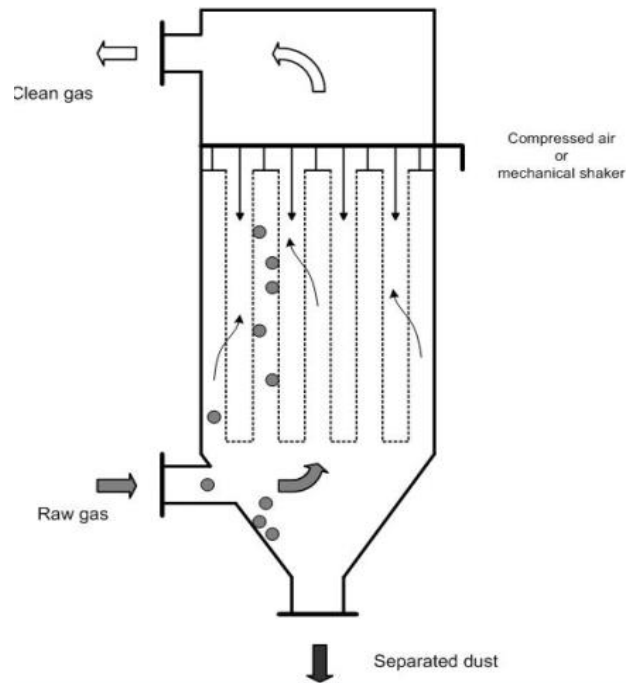


Figure 14 : Schéma du filtre à manche [10]

- L'électrofiltre

L'électrofiltre est constitué des plaques métalliques verticales de grandes dimensions entre lesquelles circulent les gaz de combustion. Les plaques sont alternativement reliées à une source électrique à haute tension le champ électrique créé aux tours des plaques exerce sur les poussières une force qui les attire à se poser sur les plaques. Des marteaux frappent régulièrement les plaques pour décoller les poussières qui tombent dans des trémies à la base du caisson. Les gaz traités sont évacués par la cheminée à l'aide des ventilateurs. Ce système est habituellement choisi pour des projets de grande puissance puisqu'il suppose des coûts importants d'acquisition, en plus des coûts d'opération et de maintenance supérieurs.

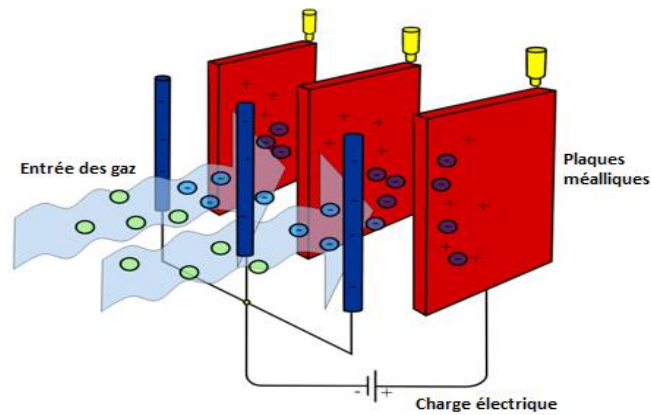


Figure 15 : Schéma du principe de fonctionnement des plaques d'un électrofiltre

- **Le condenseur**

Ce système est appelé aussi laveur des gaz, les fumées traversent une ou plusieurs chambres ou elles sont soumises à une pulvérisation de gouttelettes d'eau froide et les particules polluantes sont donc absorbées. Avec le froid la vapeur d'eau contenue dans les fumées se condense en libérant une quantité importante d'énergie. L'eau est ensuite filtrée et traitée dans un cycle fermé. Ce système permet de récupérer une quantité d'énergie importante en plus de l'épuration des fumées. Cette technologie est intéressante pour récupérer la chaleur des fumées, mais elle nécessite un système de prétraitement comme le multicyclone, donc le laveur de fumées est complémentaire aux systèmes mentionnés précédemment.

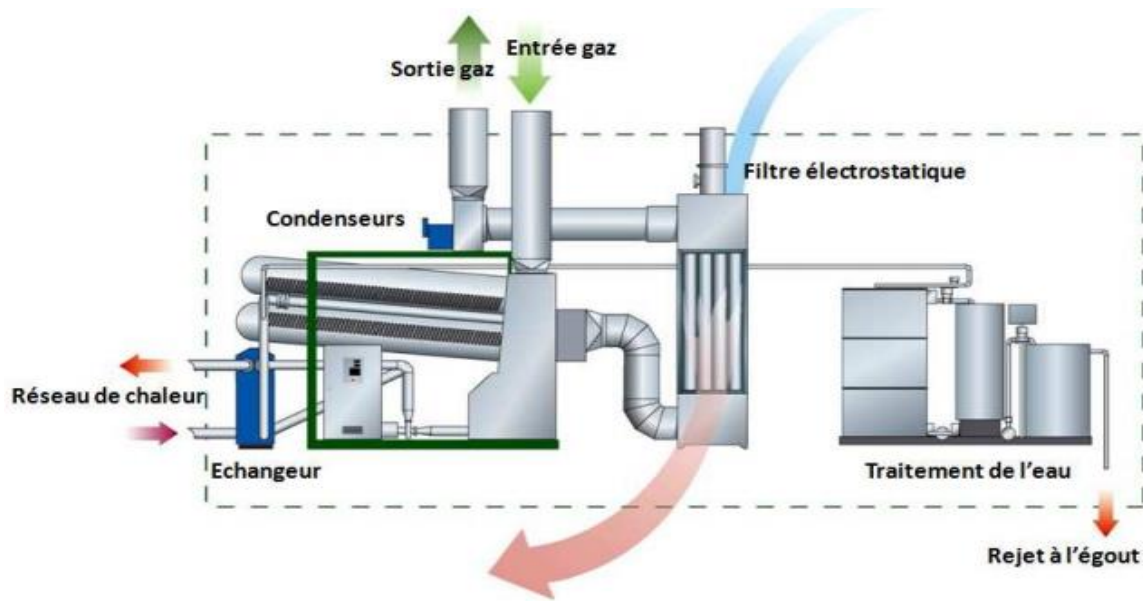


Figure 16 : schéma du principe de laveur des gaz

4.3.1.6 Système d'extraction des cendres :

Lors de la combustion de la biomasse, cette dernière génère un déchet solide qui est la cendre. La cendre est constituée de minéraux qui peuvent être récupérés et utilisés dans des procédés industriels. La quantité des cendres dépend du type de biomasse (les feuilles produisent la plus faible quantité de cendre alors que les sous-produits récoltés des champs comme la paille et la tige de maïs produisent des quantités de cendres plus élevées) et la quantité des résidus fixés à cette dernière comme la terre par exemple. Les quantités typiques des cendres après la combustion de la biomasse sont comprises entre 1 et 4 % de la quantité du combustible à sec.

Les cendres provenant de la combustion de la biomasse doivent être traitées, ils existent trois options pertinentes pour ça : réduire, recycler ou mettre en décharge. La production des cendres peut être réduite dans une certaine mesure en utilisant des bûches propres pour la production des copeaux et en stockant le combustible sur un sol pavé. Cependant, une production limitée de cendre est inévitable, l'objectif principal c'est de recycler les minéraux des cendres en les remettant dans la nature pour éviter l'épuisement des minéraux dans les forêts et les champs. Les cendre de biomasse doivent être envoyer dans le même endroit ou la biomasse a été récolté, mais faut respecter certaines règles comme la quantité

qui ne doit pas dépasser 3 tonnes par hectare ainsi une analyse des cendres doit être faite pour assurer que le recyclage des cendres soit conforme à la réglementation locale. De plus que les cendres contiennent des métaux lourds leur PH est très élevé, donc le recyclage des cendres doit répondre au besoin du sol.

Il est très important que les cendres soient enlevées durant toute l'opération de combustion sur une base continue à l'aide d'un convoyeur ou une trémie de récupération sous la grille de combustion. Dans les grandes installations de production d'énergie, l'extraction automatique est la plus fréquente et la plus préférée malgré les investissements importants pour une assurer une meilleure combustion et réduire le temps de l'entretien ainsi le de personnel requis. Il existe deux types de cendre :

- **Les cendres résiduelles**, elle constitue la majeure partie de la quantité totale des déchets, elle se forme dans la chambre de combustion durant la combustion sur la grille. Le deuxième type de cendres. Dans les centrales de production d'énergie à moyenne et grande puissance, ces cendres sont extraites automatiquement, par des vis sans fin ou des convoyeurs disposés au bas ou sous la chambre de combustion.
- **Les cendres volantes** sont suffisamment légères pour rester en suspension dans l'air et peuvent être facilement entraînées par les gaz à l'extérieur de la zone de combustion. Elles sont produites en quantité beaucoup moins importante que les cendres résiduelles et peuvent s'accumuler dans la chambre de combustion secondaire, à la surface de l'échangeur de chaleur ou encore dans des zones conçues à cet effet. Elles doivent être enlevées périodiquement, afin de ne pas affecter le transfert de chaleur et réduire ainsi l'efficacité de l'échangeur de chaleur. Le nettoyage est effectué par brossage et la fréquence d'enlèvement varie d'une à quatre fois l'an, selon les systèmes. Certaines centrales thermiques sont équipées d'un souffleur de suie automatique (soot blower) qui maintient propres les tubes de la chaudière en réduisant ainsi la fréquence de nettoyage [13].

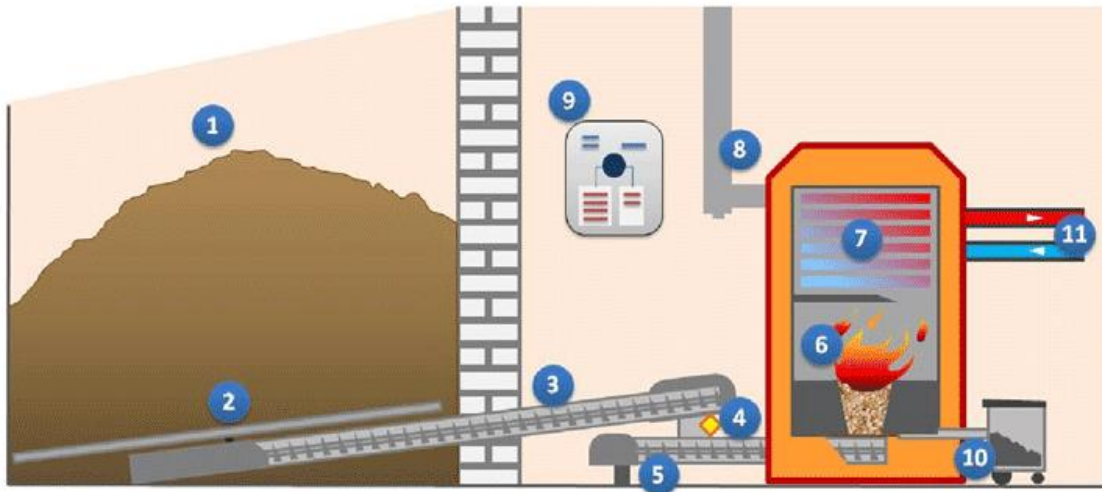


Figure 17 : Exemple d'une chaudière à biomasse automatisée avec un système d'extraction de cendre automatique[14]

- | | |
|--|-----------------------------------|
| 1. Silo | 7. Échangeur de chaleur |
| 2. Dessileur rotatif à pales | 8. Extracteur de fumée et cheminé |
| 3. Convoyeur de transfert du combustible | 9. Armoire de régulation |
| 4. Dispositif coupe-feu cendres | 10. Système d'extraction des |
| 5. Vice d'alimentation turbogénérateur | 11. Fluide chaud vers le |
| 6. Chambre de combustion | |

4.3.1.7 Turbogénérateur

Le turbogénérateur à cycle organique de Rankine ou unité de cogénération ORC est utilisé pour transformer l'énergie thermique de la chaudière après la combustion de la biomasse en énergie prête à la consommation (électricité + chaleur). L'unité ORC comprend une chaudière à fluide organique où se fait le transfert de chaleur de l'huile thermique au fluide organique, un évaporateur, une turbine qui transforme l'énergie thermique de la vapeur du fluide organique en énergie mécanique, un alternateur entraîné par la turbine pour transformer l'énergie mécanique en électricité, en fin un condenseur où se fait la

condensation de la vapeur après détente et qui permet de récupérer le reste d'énergie thermique du fluide pour la transférer au circuit de chauffage urbain.

Le turbogénérateur nécessite donc une source chaude et doit être connecté à la chaudière de biomasse, l'huile thermique et le fluide organique fonctionnent en circuits fermés et séparés. Comme mentionné dans la revue de littérature le rendement des unités ORC est plus élevé que les installations à vapeur d'eau grâce aux propriétés physico-chimiques du fluide organique comme sa température d'évaporation qui est très inférieure à celle de l'eau. Les éléments d'un turbogénérateur ORC sont bien illustrés dans la figure suivante.

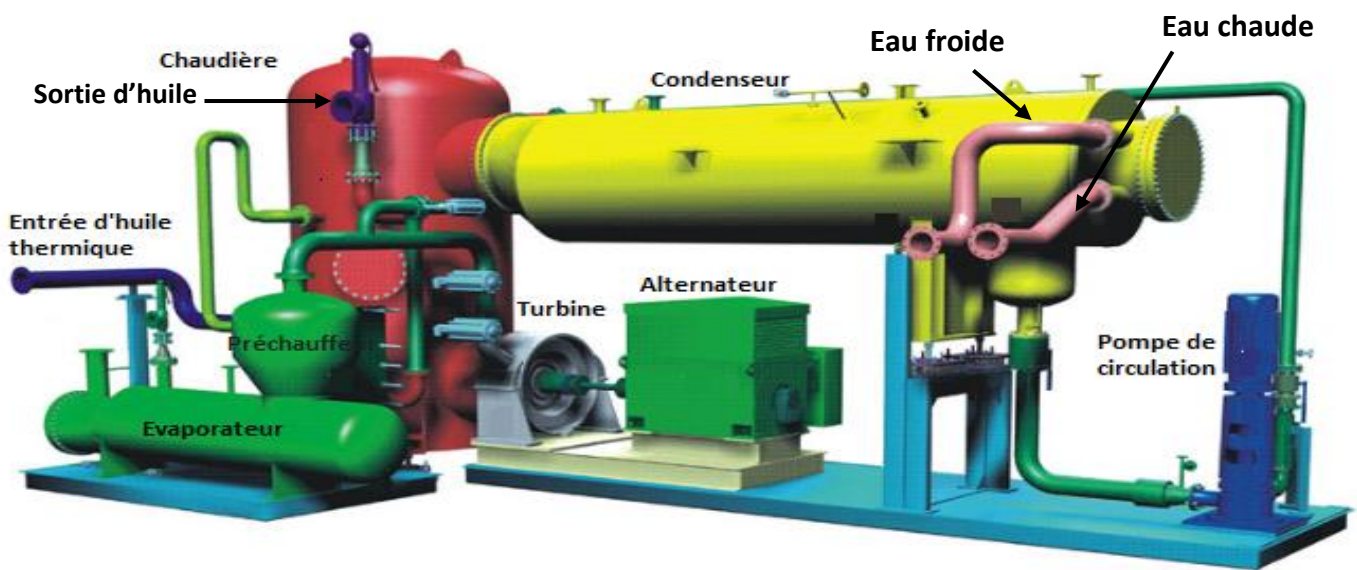


Figure 18 : Illustration des éléments d'une unité ORC de 1 MW (centrale de Lienz en Autriche)
modèle Turboden

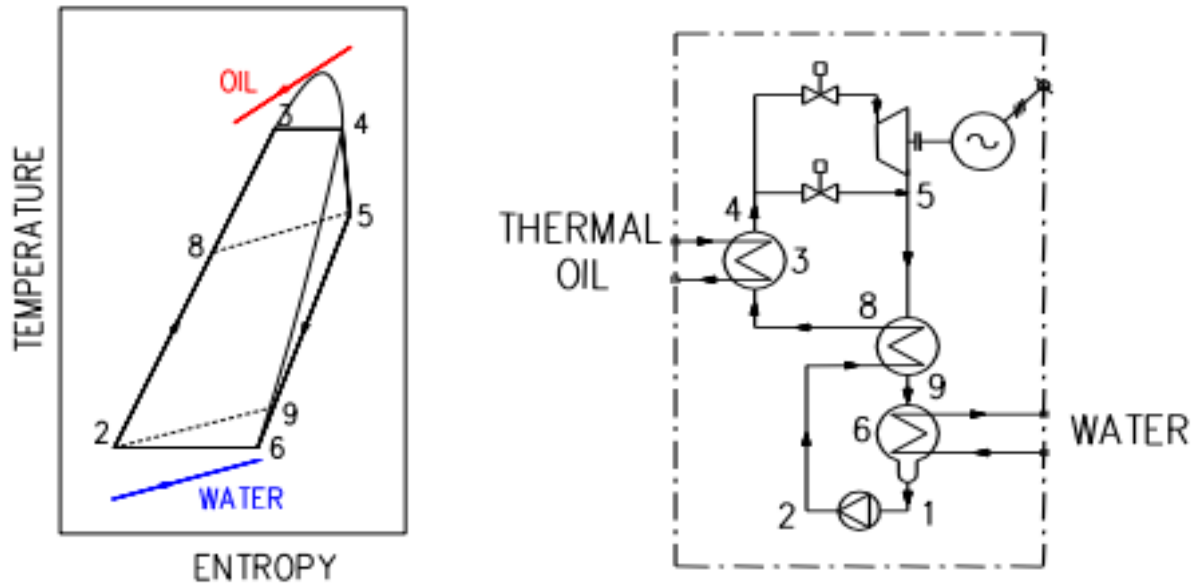


Figure 19 : Cycle thermodynamique de l'unité de cogénération ORC [15]

Le turbogénérateur utilise l'huile thermique à haute température pour préchauffer et évaporer un fluide organique de travail dans l'évaporateur (8→3→4). La vapeur organique se détend dans la turbine (4→5), qui est directement connectée au générateur électrique, ainsi l'alternateur est entraîné par la turbine et produit de l'électricité. La vapeur passe au travers du réchauffeur et préchauffe le fluide organique (2 → 8), la vapeur continue son chemin vers le condenseur ou se condense et cède son énergie à l'eau de refroidissement (9→6 →1). Le fluide organique est finalement pompé (1→2) dans le régénérateur ensuite dans l'évaporateur à l'aide de la pompe de circulation en circuit fermé.

4.3.2.8 Système de contrôle

Un système de contrôle automatisé est très important dans une centrale thermique, ce système ajuste constamment et simultanément les débits du biocombustible et de l'air, de façon à maintenir les conditions idéales de la combustion que ce soit en période de forte ou de faible demande énergétique. Le système de contrôle est sous forme de batterie de capteurs qui contrôle les dispositifs d'alimentation en combustible, la chaudière, le système d'évacuation des cendres, le module ORC. Il rassemble toutes les informations nécessaires pour le bon fonctionnement de la centrale, il les affiche sur un écran d'ordinateur, comme

la température du fluide de travail, la température extérieure, la teneur en oxygène des gaz d'échappement, la pression à l'intérieur de la chambre de combustion, le niveau du biocombustible dans la réserve de stockage, etc.

Le système de contrôle automatique permet d'obtenir un rendement optimal de la chaudière et faciliter l'exploitation de la centrale ainsi une haute protection contre les incendies. Les centrales de cogénération ou les chaufferies sont toutes munies d'un dispositif qui protège contre le retour des flammes à partir de la chambre de combustion. Un capteur de température peut activer des gicleurs qui inondent la trémie d'alimentation ou le conduit d'alimentation en biocombustible en cas d'une détection d'une anomalie au niveau de la température du biocombustible.

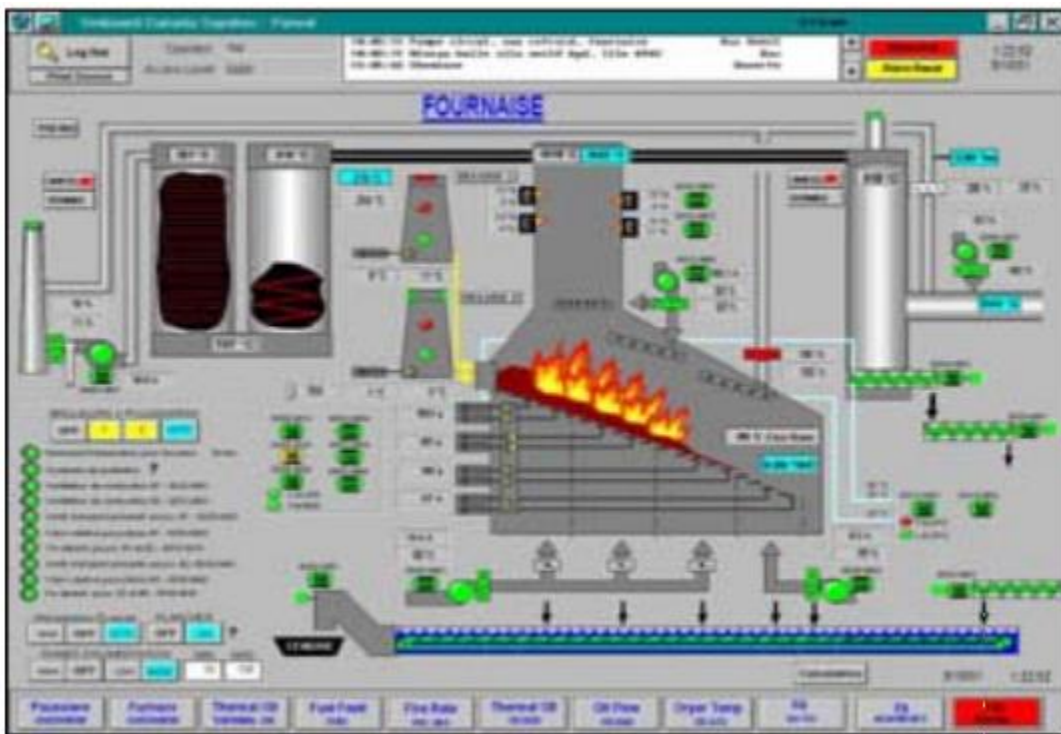


Figure 20 : Interface de contrôle de la chambre de combustion

CHAPITRE 5

DIMENSIONNEMENT TECHNIQUE DE LA CENTRALE DE COGENERATION ET LE RESEAU DE CHAUFFAGE

5.1 CARACTERISTIQUE D'UNE CENTRALE DE COGENERATION

5.1.1 Énergie primaire

Le but principal de la cogénération est de réduire ou d'économiser la consommation de l'énergie primaire. Les centrales de production d'électricité rejettent énormément de chaleur non exploitée dans l'air ambiant sous forme de gaz chaud. La technique de cogénération permet de réutiliser cette énergie perdue et de réduire la consommation d'énergie en minimisant les pertes. L'énergie primaire est la quantité d'énergie nécessaire avant transformation pour produire une énergie prête à la consommation qui est l'énergie finale (électricité + chaleur)

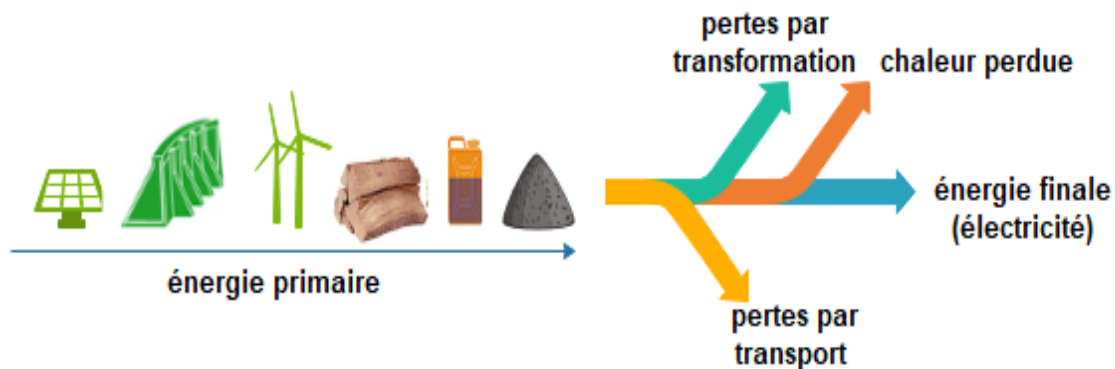


Figure 21 : Économie d'énergie primaire

En réduisant l'énergie primaire, on réduit les coûts et les émissions des gaz à effet de serre pour ce qui est des énergies fossiles, donc c'est très important d'intégrer une unité de cogénération dans une installation de production d'électricité.

5.1.2 Dimensionnement de la centrale de cogénération

Le dimensionnement d'une unité de cogénération consiste à choisir les équipements susceptibles de couvrir au mieux les besoins énergétiques du site d'application. Le choix

se porte sur le type de technologie, la puissance installée, la connexion au réseau électrique, la période de fonctionnement [16]. Comme l'unité de cogénération produit de l'électricité et de la chaleur, elle se caractérise par :

- La puissance électrique. \dot{w} [kW_{el}]
- La puissance thermique \dot{Q} [kW_{th}]
- Le rendement électrique η_{el}
- Le rendement thermique η_{th}

Le rendement d'un système physique ou thermodynamique est caractérisé comme une grandeur sans dimension. Le rendement est le rapport entre la production utile ou l'énergie recueillie à la sortie et l'énergie fournie à l'entrée.

$$\eta = \frac{\text{énergie recueillie}}{\text{énergie fournie}} = \frac{\dot{w} + \dot{Q}}{\text{énergie fournie}} = \frac{\text{production utile}}{\text{consommation}}$$

5.1.3 Bilan énergétique

Le bilan énergétique est appliqué pour obtenir les performances de l'unité de production d'électricité et de chaleur par la biomasse.

5.1.3.1 Rendement électrique

$$\eta_{el} = \frac{\dot{w}}{\dot{m}_{bio} \cdot PCI_{bio}}$$

\dot{w} : puissance produite par la turbine [kW_{el}]

\dot{m}_{bio} : Est le débit du combustible (biomasse) en kg/s

PCI_{bio} : est le pouvoir calorifique inférieur de la biomasse en kWh/kg, le pouvoir calorifique inférieur décrit la quantité d'énergie qu'un combustible contient et dégage pendant la combustion sans récupérer la chaleur latente de la vapeur d'eau produite durant le processus de la combustion. Plus le PCI est élevé plus le combustible est performant et générateur de chaleur, pour la biomasse le PCI dépend de son taux d'humidité, il est la donnée la plus intéressante à considérer dans le cas de la biomasse et généralement est utilisé pour évaluer la dimension des équipements.

Tableau 6 : Pouvoir calorifique et taux d'humidité de quelques combustibles de biomasse

Biomasse	PCI en kWh/t	Humidité moyenne %
Bois bûche	3800	20 à 25
Plaquettes forestières	2200 à 3600	25 à 50
Granulés du bois	4700 à 5000	6 à 8
Sciure du bois	4200	20

5.1.3.2 Rendement thermique :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_{bio} \cdot PCI_{bio}}$$

On déduit des équations du rendement électrique et thermique que la puissance thermique et électrique est liée d'une manière que :

$$\dot{m}_{bio} \cdot PCI_{bio} = \frac{\dot{w}}{\eta_{el}}$$

$$\dot{m}_{bio} \cdot PCI_{bio} = \frac{\dot{Q}}{\eta_{th}}$$

Donc :

$$\frac{\dot{w}}{\eta_{el}} = \frac{\dot{Q}}{\eta_{th}}$$

Pour un ORC la chaleur issue de la combustion est transférée des gaz de combustion au fluide caloporteur (fluide thermique) dans un échangeur de chaleur, à une température comprise entre 150 et 320 °C. Le fluide caloporteur est ensuite dirigé dans un autre échangeur de chaleur pour évaporer le fluide du travail à une température légèrement inférieure à 300 °C. ensuite le fluide évaporé est détendu dans une turbine puis passe dans un récupérateur pour préchauffer le liquide et est finalement condensé à une température voisine à 90 °C. le condenseur sert aussi à la production d'eau chaude. La chaleur étant relativement difficile à transporter sur de longue distance, les centrales de cogénération à biomasse sont généralement limitées à une puissance thermique de 6 à 10 MW.

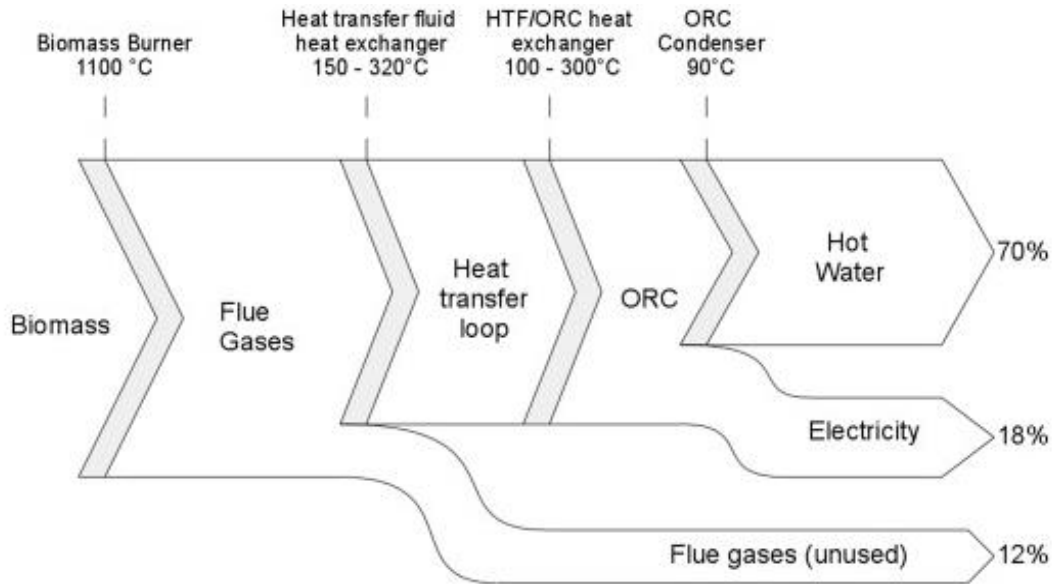


Figure 22 : flux d'énergie en fonction des températures de conversion dans un système ORC de cogénération[17]

La quantité d'énergie produite par une centrale de cogénération dépend du temps de fonctionnement

$$E_{el} = \dot{w} \cdot h \text{ [MWh}_{el}]$$

$$E_{th} = \dot{Q} \cdot h \text{ [MWh}_{th}]$$

$$Ep_{bio} = \dot{m}_{bio} \cdot PCI_{bio} \text{ [MWh]}$$

E_{el} : est la quantité d'énergie électrique produite

E_{th} : est la quantité d'énergie thermique produite

h : est le nombre d'heures de fonctionnement de l'unité de cogénération

Ep_{bio} : est la quantité d'énergie produite par la centrale de cogénération

l'efficacité de la cogénération peut être évalué à l'aide du calcul de l'économie d'énergie primaire PES (primary energy saving) à l'aide de la formule suivante [18] :

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{el,ref}} + \frac{\eta_{th}}{\eta_{th,ref}}} \times 100$$

Avec $\eta_{el,ref}$ et $\eta_{th,ref}$ Les rendements électriques et thermiques de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur. Les valeurs des rendements de référence sont données en fonction des combustibles utilisés.

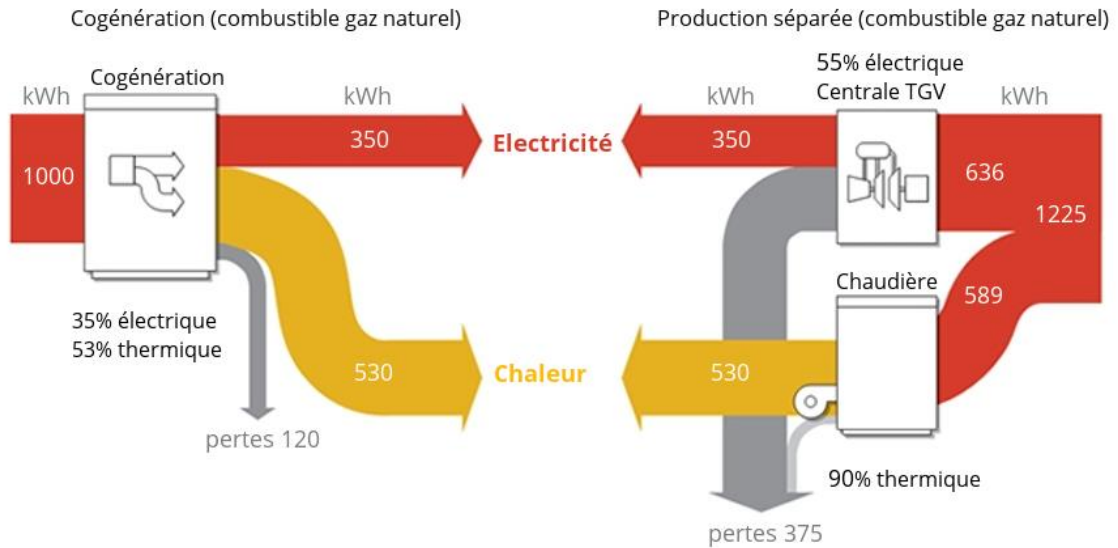


Figure 23 : Comparaison entre la cogénération et la production séparée (économie d'énergie primaire)[19]

Si on prend l'exemple de cette figure, on peut calculer l'économie de l'énergie primaire avec :

$\eta_{el}=35\%$ et $\eta_{th}=53\%$ pour la centrale de cogénération

$\eta_{el,ref}=55\%$ et $\eta_{th,ref}=90\%$ pour la centrale de référence qui produit de l'électricité et de la chaleur séparément

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{0.35}{0.55} + \frac{0.53}{0.9}} \times 100 = 0.183 = 18.3\%$$

L'économie d'énergie primaire est de 18,3 % qui représente 225 kWh. La centrale de cogénération nous permet de faire une économie d'énergie primaire de 18,3 % ce qui est très intéressant pour la production de la même quantité d'énergie que la centrale de référence.

5.2 CHOIX ET SELECTION DU FLUIDE ORGANIQUE

En raison de l'efficacité du système, de la taille des composants du système, de la conception de la turbine, de la rentabilité de la sécurité et la stabilité du système, le choix et la sélection du fluide organique est très importante pour la performance et l'économie du système ORC. Il existe une longue liste de fluide organique que chacun à ses propriétés physiques et thermochimiques qui correspondent à chaque type d'installation [20]. Les fluides organiques sont différents de l'eau, ils sont chimiquement instables. Par conséquent, la température maximale d'évaporation est limitée à 600K pour éviter la décomposition et la solidification du fluide. La sélection du fluide de travail doit non seulement prendre en compte les performances thermodynamiques (première loi de la thermodynamique, puissance de sortie, etc.) et de l'économie du système, mais également tenir compte d'autres facteurs, tels que la température maximale et minimale, la pression et la conception de la turbine. la température maximale du processus ORC pour une centrale de cogénération à biomasse est limite à environs 600K pour éviter l'instabilité chimique du fluide organique à cause des températures de sortie de la chaudière et d'entrée de la turbine qui sont très proches.

Tableau 7: Températures typique du cycle organique dans une installation de cogénération à biomasse[21]

Températures typiques de l'ORC	
Température de la flamme	926 C°
Température maximale de l'huile thermique	356 C°
Température maximale du fluide organique	326 C°
Température du condenseur	96 C°

Dans la littérature on trouve plusieurs recherches sur les fluides organiques qui sont utilisées dans de différentes installations ORC, cependant il existe plusieurs fluides de travail et le choix se fait par rapport aux propriétés thermodynamiques, les températures critiques, les pressions maximums et minimum, les températures d'évaporation que le fluide peut supporter. Pour les installations de cogénération à biomasse, les fluides de caloporteurs les plus adaptés sont sélectionnés dans le tableau suivant.

Tableau 8: Les fluides organiques les plus adaptés pour les installations de cogénération à biomasse[21].

Fluide de travail	T_c [K]	P_c [MPa]	P_{max} [MPa]	T_{vap} [K]	P_{min} [kPa]	T_{con} [K]	η_{fl} [%]
OMTS	564	1,44	1,34	560	13,8	363	22,5
Toluène	592	4,11	2,00	536	54,1	363	23,2
Éthylbenzène	617	3,61	2,00	570	24,3	363	24,3
Propylbenzène	638	3,20	1,41	573	11,4	363	24,9
Butylbenzène	661	2,89	0,92	573	5	364	25,3

Avec :

T_c : Température critique

P_c : Pression critique

P_{max} : Pression maximum

T_{evap}: Température d'évaporation

P_{min}: Pression minimum

T_{con}: température de condensation

η_{fl} : Rendement du fluide organique

5.3 CHOIX DE LA TURBINE

Les turbines utilisées dans le système ORC, fondamentalement, ne diffèrent pas des turbines à vapeur. Cependant, en raison de la grande différence de propriétés physiques thermiques entre les fluides organiques et la vapeur, les turbines utilisées dans le système ORC présentent certaines caractéristiques spéciales, à savoir[22]:

- Les fluides organiques ont une grande masse molaire, de sorte que leur vitesse du son est inférieure à celle de la vapeur. Dans le processus de conception, il convient d'éviter autant que possible de paraître supersonique à la sortie de la buse, ce qui entraîne une perte de choc supplémentaire;
- Pour une certaine différence de température, les turbines utilisées dans le système ORC ont un taux de dilatation supérieur et une chute d'enthalpie inférieure à celle de la vapeur, en particulier dans la récupération d'énergie calorifique inférieure, de sorte qu'elle sera affectée par toutes sortes de pertes;
- Les fluides organiques ont une densité plus grande et un volume spécifique plus petit que l'eau, et le passage du flux et les dimensions générales des turbines peuvent être plus petits. De plus, en raison de la pente positive de la courbe de vapeur saturée, la vapeur d'échappement de la turbine est toujours surchauffée, ce qui peut réduire les pertes de vapeur d'humidité;
- Les turbines organiques ont des configurations compactes et de petites tailles, de sorte qu'il faut faire attention au problème de survitesse d'une turbine pendant le délestage;
- Certains des fluides organiques sont inflammables, explosifs ou coûteux, et en tenant compte de la sécurité ou de l'économie, il faut empêcher strictement les fuites de fluides de travail dans l'air. Pour les turbines organiques, le moyen

d'étanchéité est le gaz et il est généralement avantageux d'adopter un joint double face.

5.4 BILAN DES EMISSIONS DES GAZ A EFFET DE SERRE (GES)

En réduisant la consommation d'énergie primaire, on réduit automatiquement les émissions des GES. La combustion de la biomasse est une réaction de décomposition de la matière qui émet du CO₂, mais très peu par rapport à la combustion du charbon ou les combustibles fossiles qui génèrent beaucoup de GES, qui sont principalement les premiers responsables du réchauffement climatique. L'énergie de biomasse est considérée comme une énergie écologique à bilan Carbone neutre, car le CO₂ dégagé lors de la combustion est réabsorbé et stocké par les plantes qui poussent grâce à la photosynthèse. Ce mécanisme permet aux plantes de grandir et lutter contre le réchauffement climatique en fixant le carbone et produire de l'oxygène.

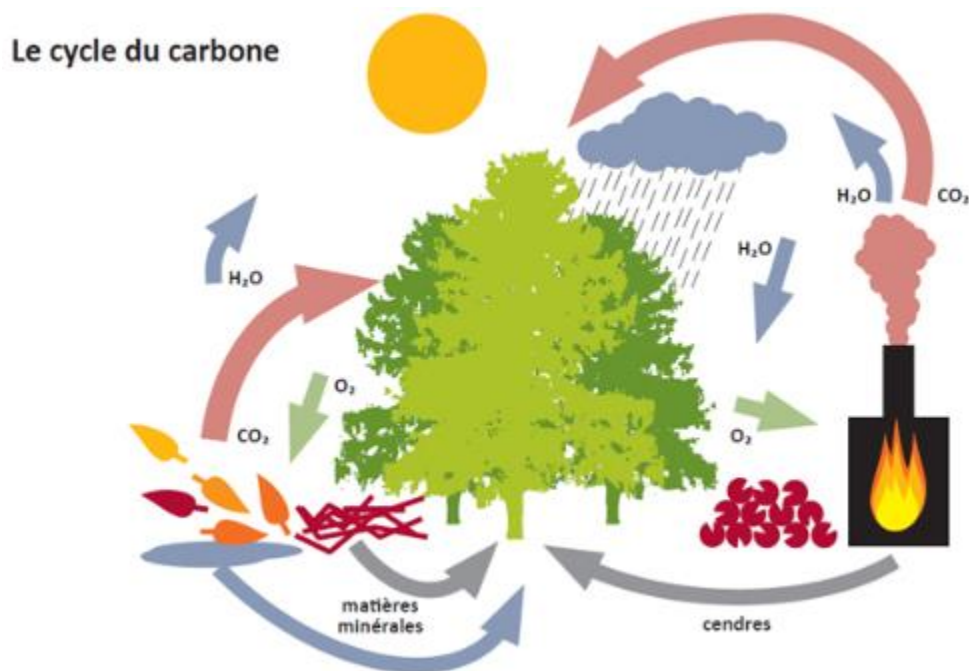


Figure 24: Schéma du cycle du carbone absorbé et relâché par la biomasse durant son cycle de vie

On peut calculer l'économie d'émission de CO₂ pour une centrale de cogénération à biomasse par rapport à la centrale de référence en utilisant la formule suivante :

$$Em_{CO2bio} = \frac{\dot{m}_{bio} \cdot PCI_{bio}}{E_{el}} FE_{CO2} = \frac{Ep_{bio}}{E_{el}} FE_{CO2}$$

Avec :

Em_{CO2bio} : quantité d'émission de CO2 par la centrale à biomasse

FE_{CO2} : facteur d'émission de CO2 donné en kg CO2/MWh, le facteur d'émission est le ratio entre la masse de CO2 et la quantité d'énergie émis par un combustible

Tableau 9: Facteurs d'émission de CO2 donnés pour différents combustibles

Combustible	Facteur d'émission FE [kg CO2/MWh]
Gaz naturel	205
Essence	268
Diesel	273
Fioul lourd	284
Charbon	347
Bois (sans replantation)	335
Bois (avec replantation)	0
Déchet de bois	23
Biodiesel	80

Ce tableau présente les facteurs d'émission de CO2 en [kg CO2/MWh] par combustible, on constate que les combustibles à base de matière organique (biomasse) leurs facteurs d'émission est soit nul ou très faible ce qui engendre une réduction très significative des GES.

L'économie réalisée par la centrale de cogénération à biomasse est la différence entre la quantité de CO2 émis par la centrale de référence ou la centrale actuelle qui fonctionne au diesel et la quantité de CO2 émis par la centrale à biomasse, qui peut être donnée par l'équation suivante :

$$Em_{CO2} = Em_{CO2,ref} - Em_{CO2,bio}$$

Em_{CO2} : économie d'émission de CO2 réalisé par la centrale de cogénération biomasse [kg CO2/MWh]

$Em_{CO_2,ref}$: est la quantité de CO2 émis par la centrale de référence

$Em_{CO_2,bio}$: est la quantité de CO2 émis par la centrale de cogénération à biomasse

5.5 CHOIX DU COMBUSTIBLE

Il est très important de bien choisir son combustible, comme on a vu précédemment que chaque combustible ou carburant a son PCI, qui a un impact direct sur la quantité d'énergie qu'une centrale peut produire, ainsi la quantité des émissions de GES. Pour la biomasse le pouvoir calorifique PCI dépend d'une manière très significative du taux d'humidité. L'énergie nécessaire à l'évaporation de l'eau influence sur le rendement énergétique du système, alors il est très important aussi de choisir une chaudière qui convient au type de biomasse et son taux d'humidité. Il existe des chaudières qui sont conçues spécialement pour brûler une biomasse avec un taux d'humidité > à 50 %, d'autres chaudières sont conçues pour brûler une biomasse sèche, dans tous les cas un combustible ayant un taux d'humidité constant facilite grandement la gestion de la combustion et par conséquent, assure le rendement adéquat des équipements. En effet une tonne de biomasses dont le taux d'humidité est de 50 % correspond à 2200 kWh d'énergie, alors qu'une tonne de biomasses à un taux d'humidité de 30 % assure environ 3320 kWh d'énergie, soit 1,5 fois de plus.

Tableau 10: relation entre l'humidité de la biomasse, le pouvoir calorifique et l'efficacité de la chaudière

Taux d'humidité de la biomasse [%]	PCI [MJ/kg]	Efficacité de la chaudière [%]
0	18,2	80 %
10	16,4	80 %
20	14,3	80 %
30	13,2	75 %
40	11,7	75 %
50	11	70 %
60	10,2	70 %

Comme la biomasse solide se trouve sous différentes formes, plusieurs types de chaudières ont été développées pour répondre aux besoins selon la forme, la granulométrie, le taux d'humidité ainsi le taux de cendre du combustible de biomasse. Dans le tableau suivant, nous allons décrire les différents types de chaudières à biomasse.

Tableau 11: Description des différentes chaudières à biomasse[12].

Type	Gamme de puissance	Taux d'humidité	Combustible
Chaudière à petit bruleur	20 kW – 140 kW	8-25 %	Petites Plaquettes sèches ou granulées
Chaudière à foyer volcan	20 kW-1 MW	5 % -40 %	Plaquettes forestières assez fines, plaquettes de sous-produits de transformation du bois
Chaudière à foyer à insufflation	200 kW – 10 MW	5 % - 20 %	Sciures et copeaux secs
Chaudière à foyer à grille fixe	15 kW - 5 MW	5 % - 40 %	Plaquette, chutes et copeaux
Chaudière à foyer à grille mobile	400 kW- 25 MW	10 % - 60 %	Tous combustibles bois
Chaudière à sole avec grille rotative	2 MW – 25 MW	40 % -60 %	Plaquettes (produits très humides)
Chaudière à foyer à lit fluidisé dense	5 MW- 100 MW	5 % - 60 %	Différente biomasse avec un diamètre <10 mm
Chaudière à foyer à lit fluidisé circulant	15 MW- 500 MW	5 % - 60 %	Différente biomasse avec un diamètre <10 mm

Comme le montre ce tableau, ils existent différents modèles de chaudières qui s'adaptent aux différentes gammes de puissances. Le choix de la chaudière se fait selon la gamme de puissance, le type et le taux d'humidité de biomasse la plus disponible pour garantir le bon fonctionnement de la chaudière avec un meilleur rendement.

5.6 LE RESEAU DE CHAUFFAGE

Un réseau de chauffage urbain est un réseau de distribution de chaleur qui sert à transporter la chaleur non utilisée d'une centrale de cogénération ou des centrales thermiques vers des bâtiments récepteurs pour répondre à leur besoin de chauffage et de l'eau chaude sanitaire. Le réseau de chaleur fonctionne en circuit fermé avec un tuyau d'alimentation et un tuyau de retour à l'intérieur circule un fluide caloporteur qui est généralement de l'eau chaude ou de la vapeur pour transporter l'énergie de la centrale jusqu'au lieu de la consommation de la chaleur, l'eau sort de la centrale chaude et cède sa chaleur aux bâtiments récepteurs pour retourner au condenseur à l'état froid. L'implantation d'un réseau de chaleur et de chauffage est particulièrement intéressante du point de vue économique et énergétique et ainsi du point de vue environnemental.

Le réseau de chauffage nécessite une station de refoulement pour que l'eau chaude puisse circuler dans les tuyaux d'alimentation et de retour avec un diamètre important, les canalisations sont enfouies au sous-sol avec une enveloppe protectrice et isolante afin de minimiser les déperditions et les pertes de chaleur. Le réseau de chauffage comprend trois composants essentiels tels que la centrale de cogénération ou la centrale thermique, la pompe de refoulement ou le système de distribution et le système récepteur de chaleur qui est le système de chauffage des bâtiments.

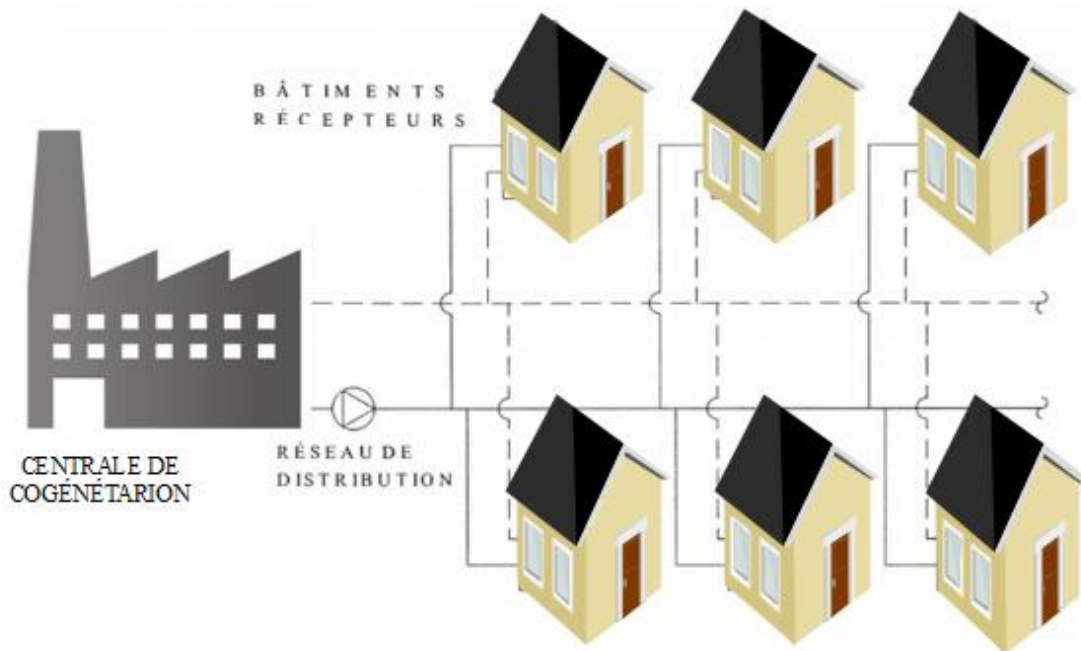


Figure 25: Réseau de chaleur alimentée par une centrale de cogénération à biomasse

5.6.1 Exemple de réseau de chauffage

5.6.1.1 Au Québec:

Au Québec, à 960 km de Montréal dans la région de la Baie-James, une collectivité de la nation Crie, appelé Oujé-Bougoumou, compte environ 650 habitants. La collectivité a construit un réseau de chauffage urbain qui prend son énergie d'une centrale thermique utilisant comme source d'énergie la sciure de bois provenant d'une scierie avoisinante. La centrale thermique comprend deux installations la première est composée de deux chaudières conçues pour brûler la biomasse avec une capacité totale de 2,7 MW et la deuxième est composée de deux chaudières au mazout d'une capacité totale de 2,5 MW, le système de distribution est composé de 2300 m de tuyaux en polyéthylène réticulé et 600 m de tuyaux en acier. La demande en chauffage des 140 logements et des 20 immeubles publics, raccordés au réseau de chauffage s'étalant sur 12 km, est de 2,4 MW. En hiver, la température d'alimentation du réseau est maintenue à 85 °C, en été la température est située entre 65 °C et 70 °C pour assurer les besoins en eau chaude domestique et la température de retour oscille entre 45 °C et 50 °C [23]. Chaque bâtiment desservi possède une station de transfert de chaleur composé de deux échangeurs de chaleur, soit l'un pour le chauffage

et l'autre pour l'eau chaude domestique. Un compteur est installé sur chaque station de transfert de chaleur afin de connaître la consommation énergétique de chaque bâtiment. Pour le moment, la tarification est fondée sur un taux uniforme pour tous les consommateurs, mais un système de facturation considérant la consommation énergétique individuelle des bâtiments sera ultérieurement implanté. D'après CanmetÉNERGIE des ressources naturelles Canada, le coût total du projet est de 46 M\$. Les résidents de Oujé-Bougoumou versent un pourcentage fixe de leur revenu dans un fonds pour couvrir les coûts de construction, d'exploitation, d'entretien et de chauffage de leurs logements.

La collectivité d'Oujé-Bougoumou réalise des gains importants après l'implantation de la centrale et le réseau de chauffage urbain. Le prix du mazout pour chauffer les bâtiments coûte à la collectivité 96 \$/MWh alors que la biomasse ne coûte que 11 \$/MWh (la sciure de bois coûte 6 \$/tonne) en considérant le combustible, l'amortissement, la maintenance et les frais imprévus[24]. En fin, l'utilisation de la biomasse permet d'épargner 2000 \$ quotidiennement à la municipalité comparativement à l'utilisation des poêles à chauffage individuels à l'huile. L'implantation du réseau de chauffage urbain a également permis de réaliser des bénéfices environnementaux. Les émissions de dioxyde de carbone, d'oxyde de soufre et d'oxyde d'azote émanant des chaudières au mazout ont été considérablement réduites, le problème d'élimination des déchets de bois à la scierie a été en grande partie résolu et la diminution de l'utilisation des cuisinières au bois pour le chauffage des bâtiments a réduit les risques d'incendie

5.6.1.2 En France :

En France dans la commune de Dijon, en 2013-2014 un réseau de chauffage urbain est mis en service avec 49 km de canalisation, alimenté à la biomasse pour produire 70 % d'énergies renouvelables ou 50 % de la part de la chaufferie des Péjoces qui brûle des plaquettes forestières et 20 % par la valorisation de la chaleur de l'usine d'incinération de Dijon métropole. Le réseau de Dijon couvre les besoins en chauffage et d'eau sanitaire équivalente de 28 000 logements avec 250 GWh/an de chaleur livrée. La chaufferie à biomasse assure près de 60 % des besoins en chaleur du réseau de chauffage, elle héberge 3 chaudières de 11MW chacune, ainsi que des équipements de traitement de fumées.

L'usine d'incinération quant à elle délivre au réseau de chaleur 5 MW grâce à la chaufferie gaz en appoint de l'usine.

La chaufferie consomme 50 000 tonnes de bois-énergie par année et évite 38 500 tonnes d'émissions de CO₂ par année. La région de Dijon a investi 50 millions d'euros pour la construction des chaufferies et le réseau de chauffage est soutenu par l'ADEM dans le cadre du Fonds Chaleur à hauteur de 13,5 millions d'euros. Le projet a permis de créer 23 emplois permanents.

Le réseau de chauffage de Dijon présente des avantages et des atouts à la fois environnementaux et économiques :

- L'utilisation de la biomasse garantit un coût de chauffage maîtrisé et moins fluctuant que les énergies fossiles (gaz, fioul...)
- Le taux de couverture en énergie renouvelable de 70 % permet de bénéficier d'un taux de TVA réduit de 5,5 %
- La livraison de chaleur est fiable et continue toute l'année
- La production de chauffage par des chaufferies centrales permet aux abonnés d'éviter les coûts de rénovation de leurs équipements
- L'entretien de la sous-station (échangeur, compteur, circuit hydraulique primaire) est assuré dans le cadre de la délégation de service public
- La sécurité est accrue par l'absence d'installation de combustion dans les immeubles desservis, réduction des risques d'incendie, de poussière ainsi les autres polluants

5.6.2 Raccordement des bâtiments au réseau de chauffage

Le raccordement des bâtiments au réseau de chauffage peut se faire de deux façons, soit par raccordement direct ou indirect. Dans le premier cas, le système de chauffage du bâtiment et l'échangeur de chaleur pour l'eau chaude domestique sont directement raccordés au réseau de chauffage. Ce type de raccordement implique des faibles coûts d'équipements, mais présente des risques de contamination du réseau de chauffage de district. Pour le deuxième cas, on crée une boucle secondaire pour le système de chauffage

du bâtiment en ajoutant une station de transfert de chaleur, munie d'une pompe hydraulique, raccordée au réseau de chauffage. Ce type de raccordement a pour avantage de ne pas avoir d'incidence sur le réseau de chauffage quant à la pression statique auxquels les systèmes de chauffage des bâtiments fonctionnent. De plus, les risques de contamination du réseau sont nuls puisque les courants sont séparés. Par contre, l'ajout d'une station de transfert de chaleur implique des coûts d'investissement majeurs pour les consommateurs [24]. Les réseaux de chauffage urbain présentent plusieurs avantages, ils sont simples à utiliser et à exploiter, ne nécessite pas d'entretien ou de mise en conformité liés aux productions localisées. Le réseau de chauffage permet aux habitants de diminuer leur facture d'électricité et bénéficier d'une énergie à faible coût sans se soucier de la sécurité et de la pollution avec une garantie de subvenir au besoin de chaleur toute l'année, les réseaux de chaleur ne présentent aucun risque sur la santé des habitants parce qu'ils ne génèrent ni fumé ni poussière et pas de risque d'incendie, ils permettent aussi de préserver l'environnement sur les plans esthétique, visuel et sonore et les émissions des GES.

5.6.3 Conception et modélisation du réseau de chauffage avec RETScreen

La conception du réseau de chauffage urbain fait partie intégrante du modèle RETScreen pour les projets de chauffage à la biomasse afin que l'utilisateur puisse effectuer un dimensionnement préliminaire de la tuyauterie et évaluer les coûts d'une installation RETScreen utilise une méthode simplifiée pour le calcul d'une manière préliminaire, les caractéristiques du réseau de tuyauterie du système de chauffage. La perte de charge est supposée inférieure à 20 mm d'H₂O ou 200 Pa par mètre de tuyau et une vitesse maximale de 3 m/s pour les tuyaux supérieurs à 400 mm. La puissance thermique qui peut être transportée par les tuyaux de la boucle principale du système de distribution est calculée par :

$$P_{th} = \rho V C_p \Delta T_{a-r}$$

Avec :

ρ : est la masse volumique de l'eau [kg/m³]

V : est le débit volumique [m³/h]

C_p : est la capacité calorifique [kJ/kg K]

ΔT_{a-r} : est la différence de température entre l'alimentation et le retour [K]

Le modèle RETScreen utilise un facteur de surdimensionnement dans le calcul de la tuyauterie principale et qui est entrée par l'utilisateur est exprimée en %. Le facteur de surdimensionnement permet aux systèmes de chauffage de supporter des charges dans le futur dans le cas d'ajout de bâtiments et de consommation. Le tableau suivant montre les débits maximums pouvant traverser différents diamètres de tuyaux pour limiter les pertes de charges maximales à Pa/m.

Tableau 12: Débits maximums pouvant traverser différents diamètres (RETScreen)

Taille du tuyau	Débit maximal [m ³ /h]
DN32	1,8
DN40	2,7
DN50	5,8
DN65	12,0
DN80	21,0
DN100	36,0
DN125	65,0
DN150	110,0

5.6.4 Caractéristiques des tuyaux caloporteurs

Les tuyaux ou les tubes caloporteurs du réseau de chaleur sont en général faits en acier noir conforme aux normes canadiennes, les tubes sont préisolés en usine et prêts à être utilisés.



Figure 26: Tuyaux des conduites principales du réseau de chauffage

CHAPITRE 6

ÉVALUATION TECHNO-ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

Dans ce chapitre nous allons étudier les coûts et les financements du projet de cogénération à l'île Anticosti. En nous basons sur les données recueillies et des comparaisons d'études de différents cas durant cette étude de faisabilité, avec la simulation du logiciel RETscren nous avons abouti à des résultats très satisfaisants.

6.1 CONFIGURATION TECHNIQUE DE LA CENTRALE

6.1.1 Cas de référence

L'alimentation de l'île Anticosti en électricité se fait par un réseau isolé d'Hydro-Québec qui est alimenté par une centrale avec 3 générateurs fonctionnant au diesel d'une capacité totale de 2,8 MW. La consommation annuelle du carburant est de 1,2 M à 1,5 M de litres de diesel. Le carburant est acheminé au Port-Menier par bateau avec deux livraisons par année puis stocké dans des réservoirs sur place (3 réservoirs sont sur place et qui assure une bonne autonomie entre les deux livraisons du carburant). La centrale produit généralement entre 1,1 et 1,5 MW tout au long de l'année selon le besoin et la charge de pointe avec une puissance disponible de 1,5 MW. La centrale contient deux générateurs d'une capacité de 850 kW et un autre générateur de 1,1 MW, les générateurs en fonction consomment entre 7200 et 8000 litres de diesel par jour. Elle ne contient aucune unité de récupération de chaleur, une grande quantité de chaleur est dégagée à l'air libre.

La production d'énergie électrique par un combustible fossile a toujours un impact négatif sur l'environnement, la centrale représente des risques de pollution de l'air à cause de la forte émission des GES, risques de déversement du carburant liquide et contamination de l'eau. Ajoutant à cela le transport du carburant qui se fait par bateaux jusqu'au Port-Menier et qui représente des risques de contamination du fleuve Bas Saint Laurent ainsi l'émission des gaz à effet de serre par les moteurs du navire.

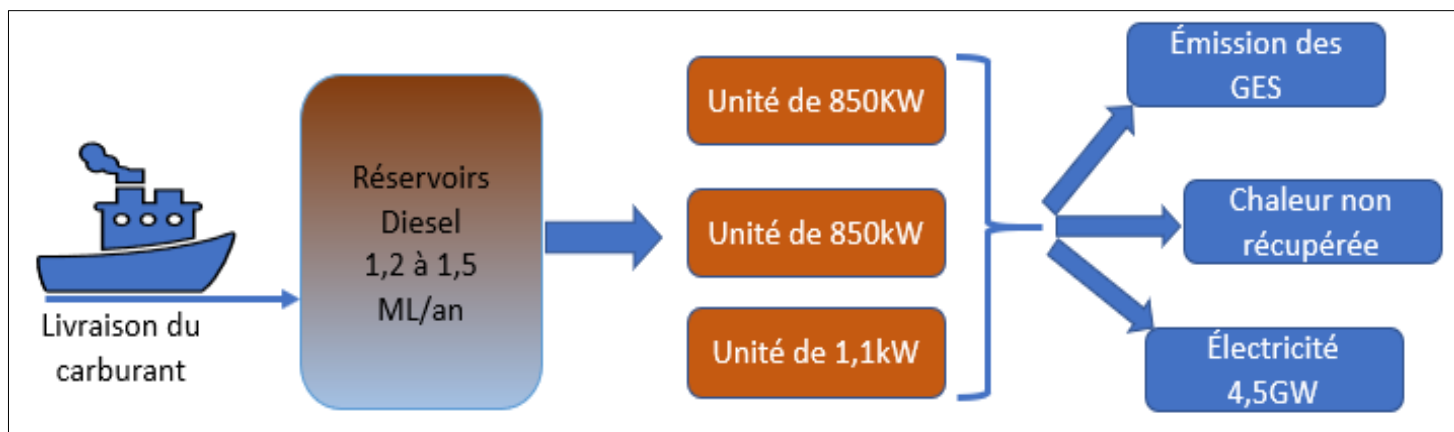


Figure 27: Schéma explicatif du cas de référence

		Moyenne brute	Moyenne nette	
Électricité - annuelle	kWh	10 689 600	10 689 600	
Coût total de l'électricité	\$	4 810 320	4 810 320	
Mois	Charge électrique moyenne brute	Charge électrique moyenne nette	Charge de froid moyenne	Charge de chaleur moyenne
	MW	MW	MW	MW
Janvier	1,5	1,5	0	1,4
Février	1,5	1,5	0	1,6
Mars	1,3	1,3	0	1
Avril	1,1	1,1	0	0,74
Mai	1,1	1,1	0	0,5
Juin	1,1	1,1	0	0,25
Juillet	1,1	1,1	0	0,1
Août	1,1	1,1	0	0,15
Septembre	1,1	1,1	0	0,29
Octobre	1,1	1,1	0	0,55
Novembre	1,1	1,1	0	0,8
Décembre	1,5	1,5	0	1,2
Charge de pointe - annuelle (MW)	1,5	1,5	0	2,3

Figure 28: Les différentes charges électriques du cas de référence sur une durée de 12 mois

Caractéristiques de la charge | Cas de référence

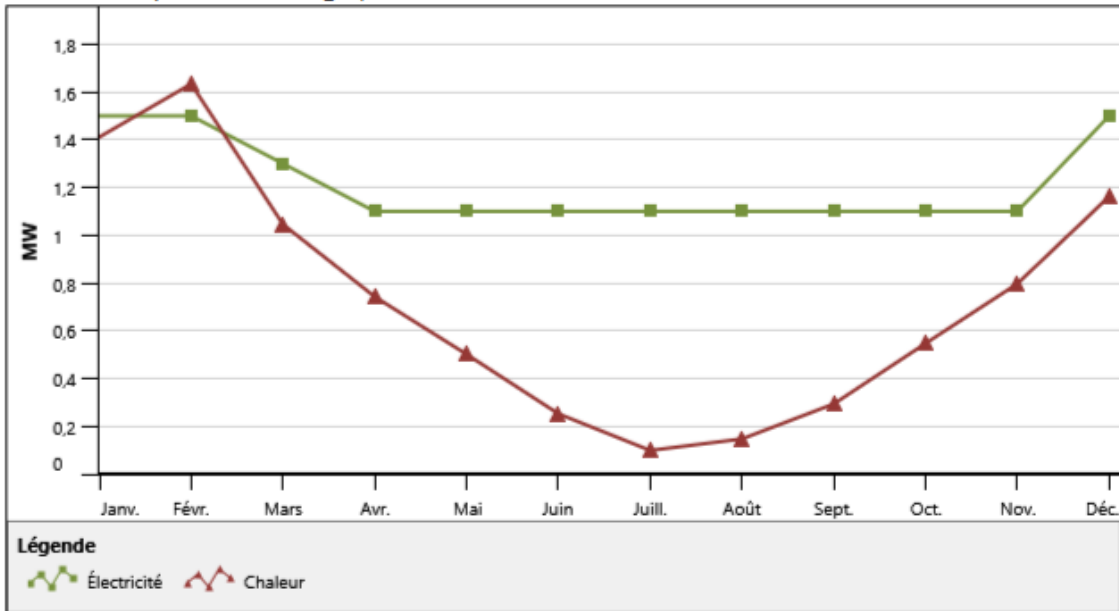


Figure 29: Graphe des caractéristiques des charges électriques et de chaleur pour le cas de référence



Figure 30: Emplacement de la centrale actuelle à l'île Anticosti

6.1.1.1 Réseaux autonomes d'Hydro-Québec

La plus grande part de production de l'électricité au Québec se fait par une ressource renouvelable qui est l'eau. Les réseaux autonomes font référence à une série de 23 réseaux électriques de communautés isolées du Québec sous la responsabilité d'Hydro-Québec. Ces réseaux sont la principale ressource des émissions de GES du réseau électrique de Québec, environ 240 000 tonnes équivalentes de CO₂ en 2018. De plus que la pollution, le prix du kWh est beaucoup plus cher par rapport au kWh produit par le réseau intégré du Québec, le coût du revient varie entre 30 à 50 cents en réseaux autonomes et de 3 cents en réseau intégré.

Parmi les objectifs de la direction d'Hydro-Québec dans son plan de stratégie 2016-2020, elle s'engage à convertir les réseaux autonomes à des sources d'énergie propre et moins chère. Plusieurs initiatives ont vu le jour comme la centrale de cogénération à biomasse d'Opitciwan, relié le réseau des îles de la Madelaine avec le réseau principal par une ligne sous-marine de 225 km qui devrait être mise en service en 2025.

Le réseau électrique d'Anticosti compte parmi les réseaux autonomes, la centrale est mise en service en 1984 avec une puissance de 2,8 MW. Le tableau suivant montre les caractéristiques de la centrale de production d'électricité à l'île Anticosti.

Tableau 13: caractéristiques de la production électrique de la centrale au diesel de l'île Anticosti

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Nombre d'abonnés	136	135	135	135	140	141
Vente d'énergie (GWh)	3,9	4,5	4,5	4,7	4,2	4,2
Usage interne, pertes (GWh)	0,3	0,1	0,5	0,3	0,7	0,3
Production d'énergie (GWh)	4,1	4,6	5,0	5,0	4,8	4,5
Pointe annuelle (MW)	1,1	1,3	1,3	1,2	1,1	1,2
Puissance installée (MW)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8

6.1.1.2 Caractéristique du combustible utilisé :

Comme déjà cité précédemment le combustible de référence est diesel. Par définition le diesel est un carburant pour moteur à combustion interne avec allumage par pression plus précisément les moteurs diesel. Il est issu du raffinage du pétrole est l'un des plus gros émetteurs d'oxyde d'azote. Les caractéristiques de ce carburant sont :

- Pouvoir calorifique (PCI) : 45,5 MJ/kg
- Masse volumique ρ : 0.845kg/l
- Prix d'achat : 1,44 \$/l
- Le prix du combustible par kWh : 0,14 \$/kWh (donné par RETscreen)
- Consommation du carburant par jour : 7200 à 8000L/Jour

6.1.2 Cas proposé

Dans le cas proposé, il s'agit d'une centrale de cogénération fonctionnant à biomasse (copeaux et écorces), elle va produire de l'électricité et de la chaleur pour alimenter le réseau de chauffage en eau chaude. Comme le montre la figure 31, la centrale fonctionne avec des unités à cycle organique de Rankine. Pour répondre au besoin en électricité, la centrale doit produire 2,2 MW (2 unités de 1,1 MW) à partir de la combustion de la biomasse, dans ce cas la centrale à biomasse va remplacer la centrale au diesel.

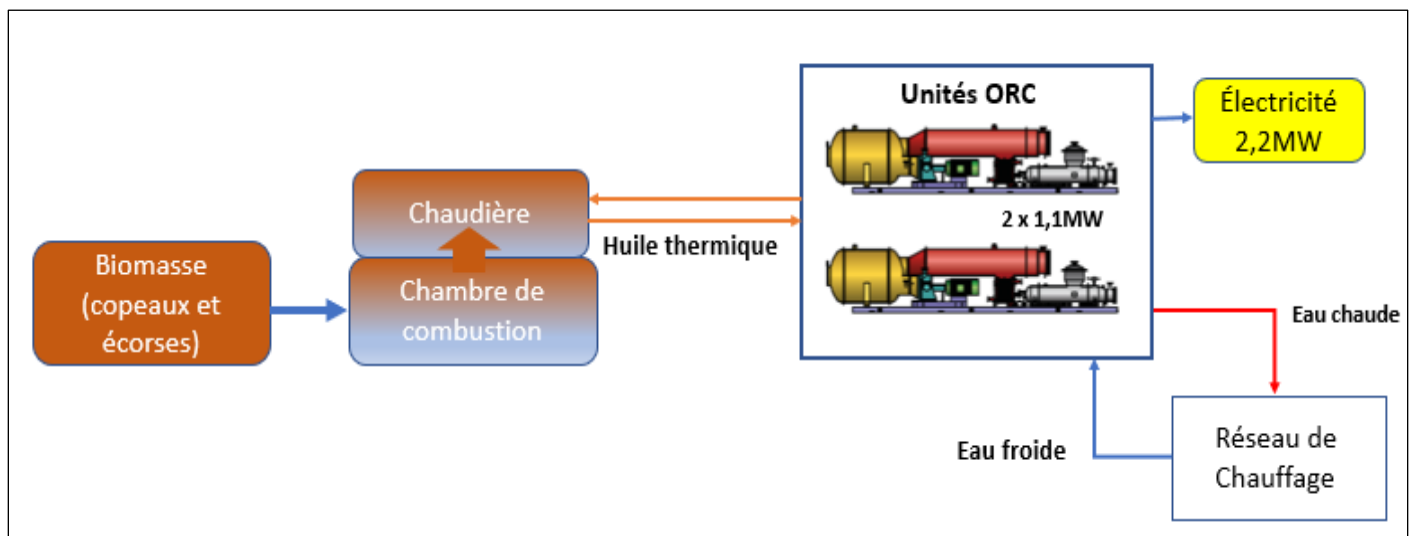


Figure 31: Schéma explicatif du cas proposé

6.1.2.2 Choix des équipements de la centrale :

La centrale de cogénération va être équipée de :

- Deux turbogénérateurs de cogénération ORC (unité ORC) d'une puissance nette de 1,1 MW chacun. Ils sont alimentés par l'huile thermique sortant de la chaudière à une puissance de 5140 kW_{th} pour produire de l'électricité et de l'eau chaude.
- Une chaudière thermique de puissance d'environ de 11 MW avec une température d'entrée de 253 C° et de sortie de 313 C°. La chaudière fonctionne à la biomasse spécialement des copeaux et d'écorces avec un taux d'humidité qui varie entre 25 et 60 %. Le type de chaudière le plus approprié est la chaudière à foyer à grille mobile qui est capable de brûler n'importe quel type de biomasse avec un taux d'humidité allant de 10 % à 60 % pour une puissance variant de 400 kW à 25 MW.
- Un convoyeur de biomasse
- Un ventilateur induit, avec motorisation et variateur de vitesse conçu pour la haute température et qui achemine les gaz de combustion sortant du dépoussiéreur vers la cheminée.
- Extracteur des cendres et convoyeur pour les évacuer vers l'extérieur
- Bac à cendre
- Cheminée et conduits de gaz
- Dépoussiéreur de type multicyclone
- Panneau principal de l'alimentation électrique et panneau des équipements de contrôle avec interface opérateur.

La centrale de cogénération à biomasse va s'implanter tout près de la centrale au diesel pour faciliter le raccordement au réseau électrique. La demande et la consommation d'énergie au village Port-Menier est stable sur plusieurs mois de l'année elle ne dépasse pas les 1,1 MW sauf au mois de décembre, janvier et février où la charge de pointe atteint 1,5 MW. La demande va diminuer avec l'installation du système de cogénération, la centrale va alimenter le réseau de chauffage urbain en eau chaude ce qui va répondre aux besoins des consommateurs en matière de chauffage dans les périodes de pointes. Le

Le graphique ci-dessus montre que la charge de pointe a diminué de 1,5 à 1,1 MW, ce qui revient à la diminution de la consommation d'énergie électrique pour le chauffage. Le chauffage de l'eau et des locaux ne va pas se faire par électricité, il va se faire via le réseau de chauffage. Il va avoir une diminution de prix sur les factures d'électricité.

Charge électrique de pointe nette	MW	1,1	
Électricité nette - Annuel	kWh	8 017 200	
Mois	Charge du système de production d'électricité	Charge du système de production de froid	Charge du système de production de chaleur
	MW	MW	MW
Janvier	1,1	0	1,1
Février	1,1	0	1,3
Mars	0,98	0	0,84
Avril	0,83	0	0,59
Mai	0,83	0	0,4
Juin	0,83	0	0,2
Juillet	0,83	0	0,08
Août	0,83	0	0,12
Septembre	0,83	0	0,23
Octobre	0,83	0	0,44
Novembre	0,83	0	0,64
Décembre	1,1	0	0,93
Charge de pointe - annuelle (MW)	1,1	0	1,8

Figure 32: Les différentes charges électriques du cas proposé sur une durée de 12 mois

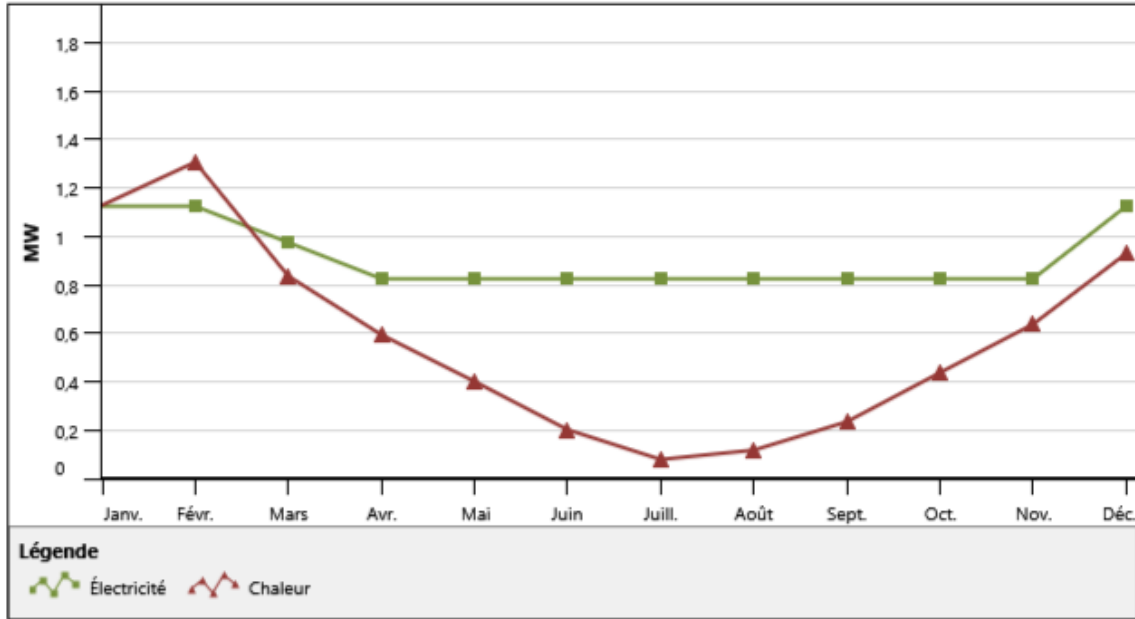


Figure 33: Graphe des caractéristiques des charges électriques et de chaleurs pour le cas proposé

6.1.2.3 Caractéristique des unités de cogénération ORC

Les turbogénérateurs sont les équipements qui permettent d’avoir deux types d’énergie à la fin, ils sont équipés d’une turbine, une génératrice asynchrone, un condenseur, un évaporateur et un régénérateur. Les turbogénérateurs choisis sont de type Turboden TD10 CHP, ils sont construits par Turboden/Pratt &Whitney. Cette technologie se caractérise par son niveau de maturité qui est très élevé et ses nombreux avantages comme sa longue durée de vie, sa robustesse, faible consommation d’énergie, faibles coûts de maintenance et faible émission de GES. Le fonctionnement de ses unités est entièrement automatique et ne nécessite pas de personnel (besoins en personnel uniquement 3 à 5 heures par semaine). Le processus ORC fonctionne en cycle fermé avec de l’huile thermique pour une puissance thermique requise de 5250 kW pour chaque unité de 1,1 MW, la puissance thermique à la sortie de l’unité ORC est de 4130 kW vers le condenseur, cette énergie est envoyée au réseau de chauffage urbain.

Les données techniques dans le tableau suivant sont basées sur une température ambiante de 15C° avec une biomasse de 40 % d’humidité à un pouvoir calorifique de 2,5 kWh/kg.

Tableau 14: Donnés techniques d'une unité de cogénération ORC de 1,1 MW

Fluide caloporteur	Huile thermique
Température d'entrée	313C°
Température de sortie	253 C°
Fluide de travail- ORC	L'huile de silicone
Fluide de refroidissement	Eau
Température d'entrée	60 C°
Température de sortie	80 C°
Puissance thermique à l'entrée - ORC	5.25 MW
Puissance électrique nette	1.10 MW
Puissance thermique à la sortie ORC- condenseur (vers le réseau de chauffage)	4,13 MW
Efficacité électrique nette	20 %
Rendement thermique	78 %
Perte d'énergie	2 %

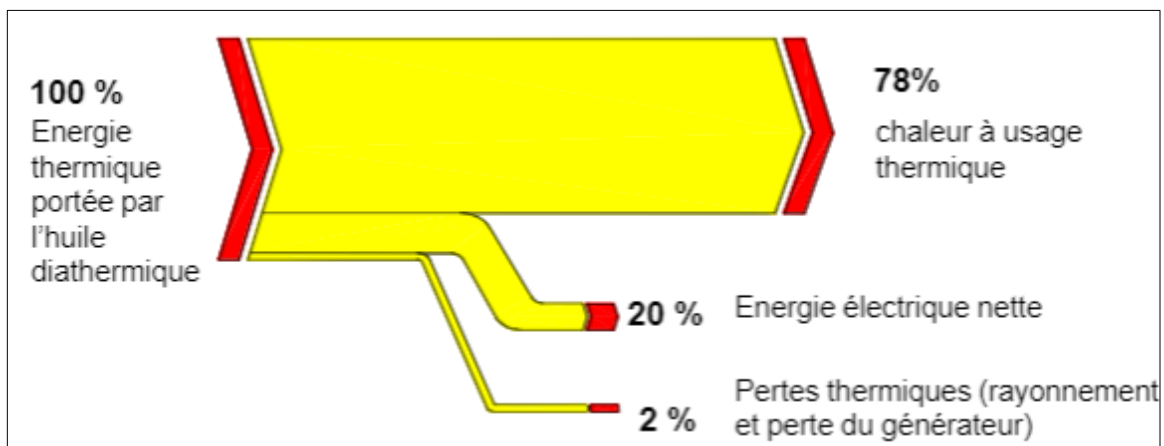


Figure 34: Rendement de l'unité de cogénération

6.1.2.4 Caractéristiques du combustible

La biomasse, dans son sens le plus large, inclut la totalité de la matière vivante, et plus particulièrement les matières végétales et les déchets agricoles pouvant servir de combustible et de source d'énergie. Le Combustible qui sera exploité pour la production

d'énergie dans le cas proposé provient majoritairement des copeaux et d'écorces du bois résultant de la transformation du bois. Les copeaux sont des petites chutes de bois qui issus du déchiquetage des résidus forestiers n'ont utilisés ou bien les chutes qui restent de la transformation du bois dans les scieries. L'écorce est le revêtement extérieur du tronc, des branches et des racines des arbres, et plus généralement des plantes ligneuses.

La biomasse est constituée principalement par des matières organiques à 50 % comme la cellulose, l'hémicellulose et la lignine, des minéraux de 1 à 1,5 % et de l'humidité qui varie de 10 à 60 %. Les proportions en cellulose, hémicellulose et lignine diffèrent d'une biomasse à une autre, les essences du bois ont une fraction de lignine très proche d'une variété à une autre (entre 0,2 à 0.25).

Tableau 15: Fraction de cellulose, hémicellulose et lignine dans chaque type de bois

Biomasse	Cellulose	Hémicellulose	Lignine
Hêtre	0,48	0,28	0,24
Chêne	0,35	0,40	0,25
Pin	0,50	0,27	0,23
Peuplier	0,48	0,30	0,22
Érable	0,40	0,38	0,22

➤ La masse volumique de la biomasse

La masse volumique (ρ) de la biomasse exprimée en kg/m^3 représente la masse du bois par unité de volume. La masse volumique anhydre varie en fonction de l'essence : d'une manière générale, les résineux sont moins denses que les feuillus. La masse volumique varie aussi en fonction de la teneur en eau du bois et influence la vitesse de combustion, plus le bois est poreux, plus le rapport surface/masse sera important. La réaction de combustion étant une réaction de surface, ceux-ci brûleront donc plus rapidement. Plus le bois est compact plus la réaction de combustion est plus lente, car les gaz de combustion arrivent plus difficilement à la surface.

Tableau 16: Masse volumique anhydre de certaines essences

Essence	Pin noir	Mélèze	Sapin blanc	Hêtre	Chêne	Frêne	Érable	Saule	Peuplier
ρ [kg/m ³]	560	550	410	680	680	670	590	520	410

➤ Copeaux et écorces

Le biocombustible provient des scieries du Bas Saint Laurent transporté par un bateau jusqu'à l'île ou bien produit surplace dans le but de valoriser les résidus forestiers de l'île et aider au renouvellement des arbres. Les caractéristiques des biocombustibles exploités pour la production d'électricité et de la chaleur sont citées dans le tableau suivant.

Tableau 17: Caractéristiques de la biomasse choisie pour le cas proposé

Type de biomasse	Unité de vente	Humidité [%]	PCI [kWh/t]	ρ [kg/m ³]
Écorces	Tonne	40 à 60	1800 à 2300	250 à 500
Copeaux	Tonne	25 à 50	750 à 1000	250 à 350

La centrale de cogénération à biomasse est d'une capacité de 2,2 MW, elle répond au besoin du village Port-Menier avec une production de 1,1 MW électrique (charge de pointe) et une capacité de production de 8,26 MW_{th} (à pleine charge) transféré au réseau de chauffage par le condenseur. Le pouvoir calorifique de la biomasse est fixé par Retscreen à 19,8 MJ/kg pour le bois et qui égale à 5,4 kWh/kg. Le tableau 18 représente les différentes caractéristiques de la production électrique et la consommation de la biomasse.

Tableau 18: Caractéristiques de production électrique et de consommation du biocombustible

Nombre des unités de cogénération	2	
Puissance électrique nette par unité	1,1	MW
Production électrique annuelle totale	8017,2	MWh
Puissance thermique requise	10,5	MW _{th}
Pouvoir calorifique de la biomasse	19,8	MJ/kg
Rendement de la chaudière	80	%
Consommation en biomasse	19 787 à 39 575	t/an
Consommation totale en biomasse/h	2290 à 4680	kg/h
Prix de la biomasse envisagée	55	\$/t

6.1.3 Le réseau de chauffage

Malgré sa faible population et l'éloignement des grands centres, le village Port-Menier dispose de tous les services nécessaires aux activités courantes de ses résidents. Un marché d'alimentation, une caisse populaire, un dépanneur/quincaillerie, un centre de réparation mécanique, une station-service, un dépôt pétrolier, un bureau de poste, un restaurant, une radio communautaire, un service communautaire de télévision par câble, un dispensaire, une église. La collectivité de Port-Menier dispose aussi des équipements de loisirs, comme un gymnase, une patinoire couverte, un centre de conditionnement physique ainsi qu'une bibliothèque municipale, un centre d'accès communautaire aux technologies de l'informatique, d'un curling et d'un musée. Le nombre de logements occupés par des résidents est 122 plus 60 maisons non attenantes ce qui fait 182 logements résidentiels au total. Le circuit du réseau de chauffage doit pouvoir répondre aux besoins des habitants en eau sanitaire chaude et le chauffage des locaux.

L'ensemble du réseau est partagé en quatre sections principales, la première section représente l'ensemble des maisons et les logements privés (182), la deuxième section représente l'ensemble de l'école Saint-Joseph et la radio communautaire, la troisième section représente les bureaux, en fin la quatrième section représente l'hôpital CLSC.



Figure 35: Ligne principale du réseau de chauffage urbain du Port-Menier

Tableau 19: Caractéristiques du réseau de chaleur

Température de sortie	80 C°
Température de retour	60 C°
Nombre de logements privés	182
Nombre de bureaux	13
Écoles et hôpitaux	2
Longueur totale des tuyaux de la ligne principale	6 000 m
Longueur totale des tuyaux	9 750 m
Capacité thermique disponible	4 130 kW
Chaleur consommée	4 735 MWh
Coût total d'investissement sur le réseau de chaleur	14 941 614 \$

Le tableau 19 résume toutes les caractéristiques du réseau de chauffage, la perte de chaleur entre la température de sortie des unités des cogénérations et la température de retour est de 20 C° (annexe : Turboden standard units, TD10CHP), selon le profil de recensement de 2016 le nombre de logements privés est de 182 contre 218 habitants. Le réseau de chauffage va couvrir les besoins en chauffage des habitants avec une capacité de production de 4 130 kW et une longueur totale des tuyaux qui arrive à 9 750 m. Le coût total d'investissement sur le réseau de chauffage est de 14 941 614 \$, ce chiffre couvre toutes les dépenses durant les travaux, la main-d'œuvre, le matériel et la tuyauterie

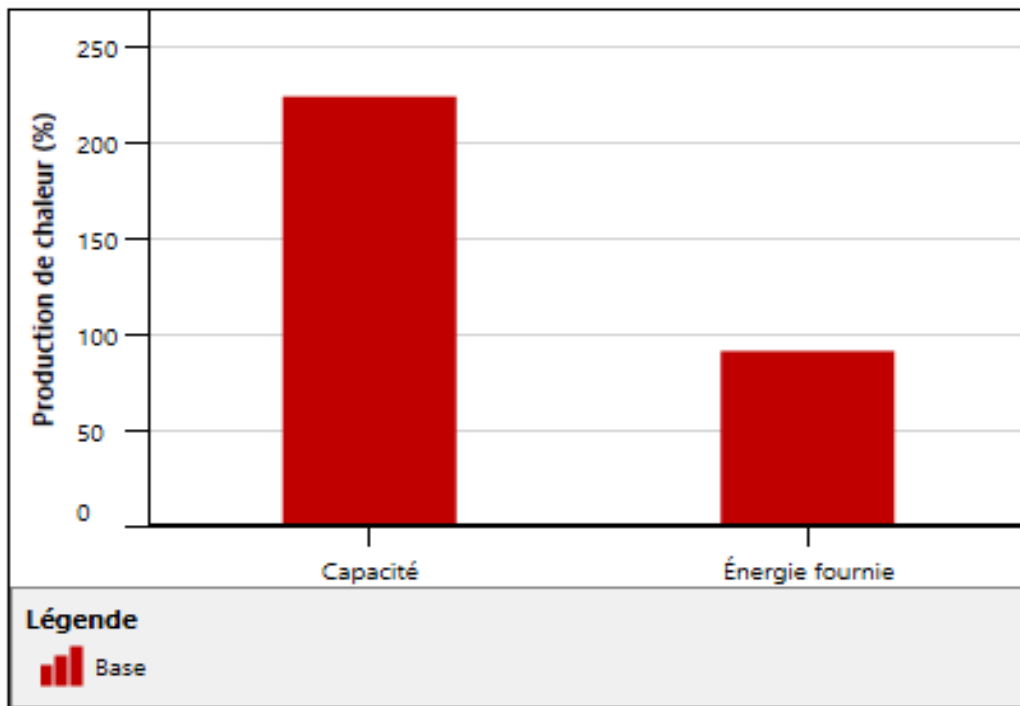


Figure 36: Graphique de la production et de la consommation de chaleur

À plein régime (les deux unités ORC en marche avec une production de 2,2 MW), la centrale de cogénération produit 4 130 kW de chaleur, cette charge de base de 225 % répond uniquement à une demande de 91,3 % en chaleur comme le montre le diagramme de la figure 36. Comme l'a montré l'analyse de la consommation électrique, le besoin d'énergie où la charge électrique de la centrale au diesel varie entre 1,1 et 1,5 (période de pointe) durant toute l'année cependant avec le centre à biomasse une seule unité ORC peut répondre au besoin électrique et de chauffage en dehors de la période de pointe.

6.2 CONFIGURATION ECONOMIQUE DE LA CENTRALE

6.2.1 Coûts et investissements

Pour définir les coûts des différents équipements de la centrale de cogénération, ainsi les coûts du développement du projet, les travaux de génie civil et les autres dépenses, on a fait une comparaison entre l'ensemble des études et les recherches qui ont été faites pour décrire et évaluer la faisabilité technico-économique des centrales de cogénération à biomasse à cycle organique de Rankine. On a essentiellement basé sur les résultats des articles sous cité en référence par [25,26,27,28]. Tous ses articles ont comme objet l'étude technico-économique du cycle organique de Rankine dans le but de produire de l'électricité et de la chaleur. Les résultats nous ont permis de faire le tableau 20 qui résume la capacité de la centrale, le facteur d'utilisation et la production annuelle nette, les coûts de tous les équipements de la centrale de cogénération à l'île Anticosti, les coûts en combustible ainsi les coûts d'investissement de ce projet. Nous avons pris les résultats des articles aussi comme une référence et base pour définir les limites et valider les résultats.

Tableau 20: Coût estimé des équipements et de l'investissement

Capacité de la centrale	2200,00 kW
Facteur d'utilisation	47 %
Production annuelle nette d'électricité	8017.2 MWh/an
Coût des équipements	
Équipement de production électrique	
- 2 unités ORC 1,1 MW	3 700 000 \$
- Chaudière	1 716 560 \$
- Chambre de combustion	1 595 210 \$
- Convoyeur	352 320 \$
- Système d'épuration des fumées	1 000 000 \$
- Stockage	500 000 \$
- Système de contrôle d'humidité et d'incendie	150 000 \$
- Système d'extraction des cendres	200 000 \$
Étude de faisabilité	100 000 \$
Développement	3 500 000 \$
Ingénierie	200 000 \$
Travaux de génie civil	1 750 130 \$
Infrastructures connexes et divers	
- Pièces de rechange (10 %)	200 000 \$
- Transport	100 000 \$
- Mise en service	200 000 \$
- Frais imprévus (12 %)	12 %
Coût en combustible	
- Prix de la biomasse	55 \$/t
- Consommation annuelle	39 575 t
- Coût total	2 176 603 \$
Total des coûts de la centrale CHP	13 491 084 \$
Réseau de chaleur	
- Tuyaux de la ligne principale	5 792 738 \$
- Tuyaux des lignes secondaires	7 160 440 \$
- Stations de transfert d'énergie	1 988 436 \$
Total des coûts du réseau de chauffage	14 941 614 \$
Total des coûts d'investissement	28 432 698 \$

6.2.2 Analyse financière

L'analyse financière est un examen approfondi des coûts d'investissement, des coûts du combustible du cas proposé, les dépenses multiples, le total des économies et des et des

revenus annuels le logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen dispose d'une feuille de calcul qui est nommée analyse financière, cette dernière simplifie le processus d'évaluation des projets. Grâce aux données d'entrée des paramètres financiers (taux d'actualisation, ratio d'endettement, etc.) et aux (TRI), retour simple, valeur actualisée nette (VAN), etc.) l'analyse financière offre aux décideurs les paramètres financiers utiles à leur analyse.

6.2.2.1 Paramètres financiers

Les paramètres financiers représentent les taux d'indexation des combustibles, les taux d'inflation, les taux d'actualisation, les taux d'investissement et la durée de vie de projet. La figure 37 montre les paramètres financiers qui ont été fixés par le logiciel RETScreen.

Paramètres financiers		
Général		
Taux d'indexation des combustibles	%	3%
Taux d'inflation	%	2%
Taux d'actualisation	%	9%
Taux de réinvestissement	%	9%
Durée de vie du projet	an	20
Financement		
Encouragements et subventions	\$	
Ratio d'endettement	%	70%
Dette du projet	\$	19 902 889
Capitaux propres investis	\$	8 529 809
Taux d'intérêt sur la dette	%	7%
Durée de l'emprunt	an	15
Paievements de la dette	\$/an	2 185 230

Figure 37: Paramètre financier

- **Taux d'indexation** : 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** : représenté 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** : c'est le taux utilisé pour actualiser les flux monétaires annuels futurs, afin d'obtenir leur valeur actualisée en \$ d'aujourd'hui. Dans ce cas nous avons retenu la valeur suggérée par le logiciel RETScreen.
- **Le taux de réinvestissement** : c'est le taux utilisé pour le réinvestissement des flux monétaires positifs afin de calculer le taux de rendement interne modifié (TRIM). À titre d'exemple, les taux typiques de réinvestissement peuvent varier de 1 à 18 %. La valeur suggérée par le logiciel est retenue.

6.2.2.2 Coûts, économies et revenus

La figure 38 représentés les coûts d'investissement, les économies et les revenus annuels du projet. Le total des coûts d'investissement sur le système de production d'électricité est de 13 % qui est en réalité le coût des deux unités ORC. Les 71,9 % des coûts d'investissement représentent les différents coûts du système de production de chaleur comme la chaudière, la chambre de combustion et le réseau de chauffage, les différents coûts sont bien détaillés dans le tableau 20. Les 15 % qui reste des coûts d'investissement représentent les différents coûts d'infrastructure connexes et divers. Le total des coûts d'investissement est de 28 432 698 \$. Dans la figure 38 aussi on trouve les frais annuels qui englobe les frais d'exploitation et entretien, le coût annuel en combustible pour le cas proposé ainsi le paiement de la dette sur 15 ans. Le total des frais annuels est de 4 375 033 \$ avec un total des économies et revenus annuels de 9 516 756 \$, ce dernier est la somme des coûts en combustible cas de référence et les revenus d'exportation d'électricité.

Coûts Économies Revenus			
Coûts d'investissement			
Système de production d'électricité	13%	\$	3 701 760
Système de production de chaleur	71,9%	\$	20 455 704
Infrastructures connexes et divers	15%	\$	4 275 234
Total des coûts d'investissement	100%	\$	28 432 698
Flux monétaires annuels - An 1			
Frais annuels et paiements de la dette			
Exploitation et entretien		\$	13 200
Coût en combustible - cas proposé		\$	2 176 603
Paiements de la dette - 15 ans		\$	2 185 230
Total des frais annuels		\$	4 375 033
Économies et revenus annuels			
Coût en combustible - cas de référence		\$	4 891 496
Revenu d'exportation d'électricité		\$	4 625 260
Revenu pour réduction de GES		\$	0
Prime (ou rabais) sur les revenus à l'utilisateur		\$	0
Autre revenu (coût)		\$	0
Revenu pour production d'ÉP		\$	0
Total des économies et des revenus annuels		\$	9 516 756
Flux monétaire annuel net - An 1		\$	5 141 723

Figure 38: Tableau des coûts d'investissements, flux monétaires annuels, économie et revenus annuels

6.2.2.3 Viabilité financière

La viabilité financière est le caractère d'un projet qui peut se réaliser et se développer sans difficulté financière. Le logiciel RETScreen fait une étude simple de viabilité financière, qui permet de voir si le projet est rentable par rapport au temps de récupération du coût d'investissement comme le retour simple et le retour sur les capitaux propres.

- **Retour simple** : est 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. Dans le cas du projet de cogénération à biomasse à l'île Anticosti, en presque 45 mois (3,9 ans) on récupère les coûts d'investissement
- **Retour sur les capitaux propres** : est 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. Les montants investis dans le projet de cogénération seront récupérés en 18 mois (2,6 ans).
 - **Valeur actualisée nette (VAN)** : 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. Des VAN positives sont une indication que le projet est économiquement viable. La valeur ajoutée nette du projet de l'île Anticosti est de 54 827 799 \$.

Dans la feuille du calcul de la viabilité financière on trouve aussi l'économie annuelle sur la durée de vie, cela correspond 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. Le modèle RETScreen a calculé l'économie annuelle sur la durée de vie du projet de cogénération à biomasse de l'île Anticosti qui est de 6 006 192 \$.

Viabilité financière		
TRI avant impôt - capitaux propres	%	65,6%
TRIM avant impôt - capitaux propres	%	20,5%
TRI avant impôt - actifs	%	21,4%
TRIM avant impôt - actifs	%	13,5%
Retour simple	an	3,9
Retour sur les capitaux propres	an	1,6
Valeur Actualisée Nette (VAN)	\$	54 827 799
Économies annuelles sur la durée de vie	\$/an	6 006 192
Ratio avantages-coûts		7,4
Recouvrement de la dette		3,4
Coût de réduction de GES	\$/tCO ₂	-307

Figure 39: Viabilité financière

L'analyse financière du projet de la centrale de cogénération à biomasse montre que le projet est rentable. Après environ 2 ans, on arrive à récupérer le coût d'investissement grâce aux recettes qu'il génère ce qui diminue les risques puisque le retour est rapide, il est très important de minimiser les risques. Le total des économies et les revenus annuels sont de 9516 756 \$ contre un total de frais annuels de 4 375 033 \$ pour un investissement de 28 432 698 \$

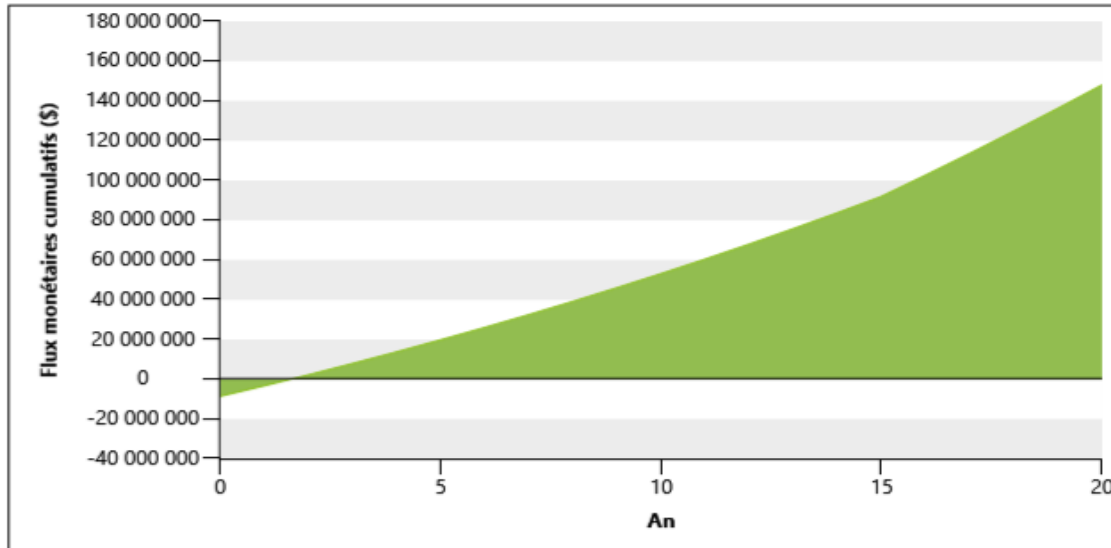


Figure 40: Graphique des flux monétaires cumulatifs du projet

6.3 ASPECTS ECOLOGIQUES ET RETOMBES ENVIRONNEMENTALES

6.3.1 Réduction des GES

L'utilisation de la biomasse pour la production d'énergie électrique et de l'énergie thermique répond aux critères de la protection de l'environnement. La biomasse est une source d'énergie renouvelable et neutre en CO₂. L'amélioration de la production d'électricité dans les sites isolés du Canada à partir de la biomasse ou autres énergies renouvelables est l'un des premiers objectifs gouvernementaux. Ce projet contribue à la réalisation de l'objectif de réduction des émissions de CO₂ prévu dans le protocole de Kyoto.

D'après les résultats de l'analyse du logiciel Retscreen des prévisions des émissions de la centrale de cogénération, il est possible d'éviter environ 19541.7 tCO₂/an, ce qui correspond à 45445.8 barils de pétrole brut non consommés par an. Le tableau suivant montre la quantité des polluants (CO₂, CH₄, N₂O) émis par chaque système en kg/GJ, le cas de référence correspond au système actuel fonctionnant au diesel et le cas proposé correspond à la centrale de remplacement fonctionnant à biomasse.

Tableau 21: Quantité des polluants émis par chaque système

Émission	Cas de référence kg/GJ	Cas proposé kg/GJ
CO ₂	266,3	0
CH ₄	0.0132	0.0299
N ₂ O	0.0398	0.0037

Le CO₂ émis par la biomasse n'est pas considéré comme polluant, car au moment de la combustion la biomasse libère le CO₂ absorbé durant son cycle de vie. Cette quantité de CO₂ est de 1 427.7 tCO₂, elle est peu considérable par rapport à la quantité de CO₂ émise par la combustion du diesel qui est évaluée à 20 969.4 tCO₂. La situation environnementale de l'île va nettement s'améliorer et mériter sa place au patrimoine mondial de l'UNESCO.

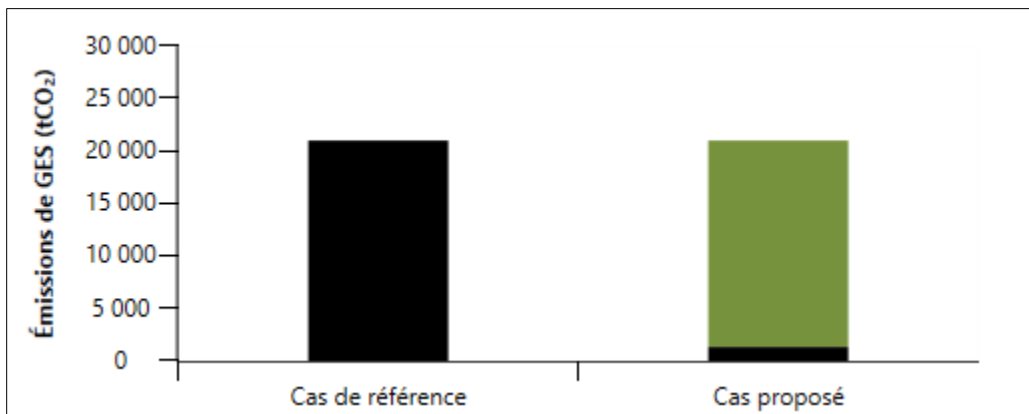


Figure 41: Graphe de la réduction annuelle d'émissions des GES

6.3.2 Cendre et matière polluantes

Les cendres issues de la combustion de la biomasse qui est un mélange de cendres résiduelles et de cendre volante issu du multicyclone et qui représente environ 90% de l'ensemble des cendres produites peuvent être utilisées comme additifs dans le compost. L'effet fertile des cendres permet à la forêt de l'île Anticosti de se régénérer et compenser le taux des minéraux dans le sol et varier sa végétation.

Les cendres représentent les minéraux que la biomasse contient et qui ne peuvent pas être brûlés. Il existe une troisième fraction de cendre qui provient de l'unité de condensation des gaz d'échappement qui doit être éliminée et collectée séparément en raison de sa forte

teneur en métaux lourds. Le condensat de l'unité de condensation des gaz de combustion est stabilisé au PH=7.5 par addition alcaline afin de minimiser la dissolution des métaux lourds.

Le procédé ORC ne produit pas d'émissions solides, liquides ou gazeuses, car il est complètement fermé.

6.4 RETOMBÉES ECONOMIQUES DU PROJET

La mise en œuvre d'un projet de tel potentiel va permettre à l'île Anticosti de se distinguer des régions isolées du Québec et ses dernières vont prendre exemple de se convertir vers les énergies renouvelables pour couvrir leurs besoins énergétiques. L'économie de l'île se repose essentiellement sur la chasse de cerf de Virginie, le tourisme et la production forestière qui sont des activités saisonnières.

Exploiter les résidus forestiers locaux dans la production de l'énergie va renforcer les compétences locales et diversifier les secteurs d'activité, il va créer de nouvelles activités et d'entreprises, ainsi développer l'économie locale de la région. La mise en œuvre de la centrale de cogénération ainsi le réseau de chaleur procurera des emplois permanents et semis permanents à plus une dizaine de personnes.

La centrale de cogénération à biomasse contribuera à diversifier les sources de revenus et à améliorer la stabilité financière du Port-Menier, stabilisant ainsi les emplois et stimulant la croissance économique et inspirer les communautés dont l'économie repose sur l'industrie et la transformation des produits forestiers comme les communautés autochtones et nordiques à exploiter les résidus de la transformation du bois et les résidus forestiers en énergie avec une valeur ajoutée. Le projet permet aussi de développer le savoir-faire et permettra aux jeunes de l'île d'acquérir une expertise spécialement orientée vers les énergies renouvelables. Les compétences développées durant les différentes étapes du développement de ce projet et de son exploitation seront utilement applicables sur d'autres régions et sites de la province.

L'électricité produite par les systèmes ORC à base de biomasse serait considérée comme étant carbone neutre, améliorant ainsi le profil environnemental de l'île et favorisant la

transformation du secteur de production d'énergie électrique avec une ressource fossile à une source d'énergie plus écologique avec un bilan carbone neutre. Ce système va contribuer d'une façon remarquable à appuyer la candidature de l'île Anticosti pour être classée dans le patrimoine mondial de l'UNESCO. Les habitants bénéficieront d'une énergie qui laisse leur environnement propre à très bas prix ainsi assurer la stabilité économique du village Port-Menier en exploitant les ressources sur place en valorisant les déchets.

CONCLUSION

Le but de ce travail est de démontrer l'intérêt économique, social, environnemental et énergétique d'un projet de cogénération ORC à biomasse à l'île Anticosti avec un réseau de chauffage urbain. Supprimer le recours au diesel sur l'île pour la production d'énergie peut grandement changer son avenir.

Dans la première partie de ce travail, nous avons fait recours à une revue de littérature pour étudier les différents systèmes de cogénération à biomasse qui sont mis en marché. Il existe plusieurs systèmes comme les turbines à va peur, le cycle organique de Rankine et les moteurs à combustion externe, chaque système est approprié à une certaine gamme de puissance, par exemple les turbines à vapeur sont utilisées pour les grandes puissances allant jusqu'à 25 MW, les moteurs à combustion interne sont utilisés pour les micro-cogénérations. La revue de littérature nous a permis de poser les fondements et les hypothèses pour concevoir un système qui répond efficacement à la demande d'énergie à l'île Anticosti selon ce qui existe sur le marché.

La deuxième partie s'est porté sur la présentation de l'île Anticosti dans le but de mieux comprendre la situation actuelle, l'analyse de la demande d'énergie et la situation économique. Par la suite une étude des différents organes d'une centrale de cogénération à biomasse a fait objet dans la même partie. Cela nous a permis de sélectionner les organes les plus appropriés pour une CHP à biomasse pour la gamme de puissance demandée. Les organes les plus importants d'une CHP à biomasse sont sélectionnés selon la puissance demandée, le type du carburant et l'humidité de la biomasse.

Une étude technique et économique est nécessaire pour réaliser un projet d'ingénierie. La troisième partie a fait objet d'un dimensionnement technique de la centrale de cogénération et le réseau de chaleur qui alimente le village en eau chaude pour déterminer le rendement

électrique et thermique ainsi la capacité du système a été faite avec le logiciel RETScreen après avoir rassemblé toutes les données nécessaires pour faire un programme et simuler. Les résultats du logiciel montrent la faisabilité technique et économique du projet (centrale de cogénération et réseau de chauffage que la centrale elle-même alimente en eau chaude). Le projet est rentable au bout de 2 ans avec un investissement de 28 285 784 \$ et un total des économies et revenus annuels de 9 516 756 \$. D'après l'analyse financière, la viabilité du projet est positive, le temps du retour du coût d'investissement initial du projet grâce aux recettes qu'il génère est très rapide, il représente 1,6 an ce qui diminue les risques sur l'investissement.

Dans ce travail il a été démontré l'avantage de transformer la biomasse en énergie à l'aide des unités de cogénération ORC, ces unités à haut potentiel énergétique et économique peuvent produire de la chaleur et de l'électricité à basses températures et pressions. La simplicité et la haute technologie de ces systèmes rendent l'exploitation plus facile, plus économique, sans besoin d'un grand nombre de personnels qualifiés ce qui rend le coût d'exploitation plus avantageux.

Ayant une capacité de 2,2 MW le système comporte deux unités de cogénération à ORC de 1,1 MW chacune, la demande d'énergie électrique est de 1,1 MW à 1,5 MW durant toute l'année. Le système proposé couvre largement la demande en électricité et en chauffage du village Port-Menier. Le présent projet permettra de créer plusieurs postes de travail permanents et semi-permanents, de pousser les entrepreneurs à investir dans la création d'entreprises dans le domaine de la transformation du bois ce qui va booster l'économie de l'île. Ce système va permettre de réduire de 19 543 tCO₂ (tonnes équivalentes de CO₂) par an et 390 867 tCO₂ sur la durée de vie du projet qui est de 20ans. Cette réduction découle de l'utilisation du procédé du cas de la cogénération à biomasse plutôt que du cas de référence.

RÉFÉRENCES

1. STRZ ALKA, R., ERHART, Tobias Gabriel, et EICKER, Ursula, *Analysis and optimization of a cogeneration system based on biomass combustion*. . Applied Thermal Engineering, 2013. vol. 50, no 2, p. 1418-1426.
2. *L'énergie de la biomasse, filière d'énergie renouvelable*
3. *Chaire de recherche industrielle CRSNG en aménagement intégré des ressources de l'île d'Anticosti* Available froide:
https://www.chaireanticosti.ulaval.ca/ile_danticosti/.
4. *Anticosti : la relance de l'industrie forestière*
Available from: <https://ici.radiocanada.ca/nouvelle/679677/anticosti-industrie-forestiere>.
5. *Anticosti, une communauté riche de son patrimoine, complexe et à la recherche de son développement* Available from: <https://mern.gouv.qc.ca/energie/filiere-hydrocarbures/etudes/ASOC01.pdf>.
6. *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 DES RÉSEAUX AUTONOME D'hydro-Québec* Available from: http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/Requete3648/B-31-HQD-02-02-Rev_3648_20mar08.pdf.
7. *biomasse forestière Estimation de la quantité récoltable dans le TFR096001*.
Available from: http://forestierenchef.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/2018/03/biomasse-anticosti_2018.pdf.
8. Pineau, J.W.P.-O., *État de l'énergie au Québec*. 2019(Chaire de gestion du secteur de l'énergie HEC Montréal).

9. *Statistique Canada 2018 (tableau 127-0002, données préliminaires)*. Available from: <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tb11/fr/cv.action?pid=2510001501>.
10. Corporation), I.i.F. *Converting Biomasse to Energy, A Guide for Developers and Investors*. 2017.
11. Service forêt-Énergie, f.d.l.F.Q.d.c.f. *Chauffage à la biomasse forestière 2018*; Available from: http://www.cooperativehabitation.coop/wp-content/uploads/2018/11/Rapport-int%C3%A9gration_biomasse-foresti%C3%A8re_COCH_vf_mars-2018.pdf.
12. ADEME. *ETAT DE L'ART DE LA TECHNOLOGIE GENERATEUR D'AIR CHAUD À PARTIR DE BIOMASSE 2010*; Available from: https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/71335_generateur_air_chaud.pdf.
13. Québec, c.d.r.i. *profil des produits forestiers, première transformation 2006*; Available from: <https://mffp.gouv.qc.ca/publications/forets/entreprises/biomasse-forestiere.pdf>.
14. partenaires, M.c. *Chaudière industrielle à biomasse 2019*; Available from: <http://www.m3c-partners.fr/chaudiere-industrielle-bois-10603/>.
15. Duvia, A., A. Guercio, and C. Rossi. *Technical and economic aspects of Biomass fuelled CHP plants based on ORC turbogenerators feeding existing district heating networks*. in *17th European Biomass Conference, Hamburg, Germany, June*. 2009.
16. Bessahraoui, E.H., *la cogénération-Trigénération (programme international de soutien à la maîtrise de l'énergie)*.

17. Quoilin, S., et al., *Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013. **22**: p. 168-186.
18. Aklilu, B.T. and S.I. Gilani, *Mathematical modeling and simulation of a cogeneration plant*. *Applied Thermal Engineering*, 2010. **30**(16): p. 2545-2554.
19. *La cogénération :FAQ*. Available from: <http://icedd.services/la-cogeneration-faq/>.
20. Schuster, A., et al., *Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle applications*. 2009. **29**(8-9): p. 1809-1817.
21. Drescher, U. and D. Brüggemann, *Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants*. *Applied Thermal Engineering*, 2007. **27**(1): p. 223-228.
22. Pethurajan, V., S. Sivan, and G.C. Joy, *Issues, comparisons, turbine selections and applications – An overview in organic Rankine cycle*. *Energy Conversion and Management*, 2018. **166**: p. 474-488.
23. CabmetÉNERGIE. *Système énergétique de biomasse de quartier de Oujé-Bougoumou, QC 2009*; Available from: [https://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/canmetenergy/files/pubs/Ouje-Bougoumou\(FR\).pdf](https://www.rncan.gc.ca/sites/www.rncan.gc.ca/files/canmetenergy/files/pubs/Ouje-Bougoumou(FR).pdf).
24. GERVAIS, M.-A. *Étude de faisabilité portant sur l'implantation d'un réseau de chauffage district alimenté par une usine de papetière*. Montréal, le 5 décembre 2007; Available from: http://espace.etsmtl.ca/233/1/GERVAIS_Marc-Andr%C3%A9.pdf.
25. QUOILIN, Sylvain, VAN DEN BROEK, Martijn, DECLAYE, Sébastien, *et al.* *Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, vol. 22, p. 168-186.

26. URIS, María, LINARES, José Ignacio et ARENAS, Eva. Evaluation de faisabilité technico-économique d'une centrale de cogénération à la biomasse basée sur un cycle organique de Rankine. *Énergies renouvelables*, 2014, vol. 66, p. 707-713.
27. OBERNBERGER, Ingwald, THONHOFER, Peter, et REISENHOFER, Erwin. *Description and evaluation of the new 1000 kWel Organic Rankine Cycle process integrated in the biomass CHP plant in Lienz, Austria. Euroheat & Power*, 2002, vol. 10, no 1, p. 18-25.
28. OBERNBERGER, Ingwald et THEK, Gerold. *Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*. 2004.

ANNEXE

Centrale de cogénération à biomasse avec un réseau de chaleur urbain

Unité de cogénération ORC

Production de chaleur et d'électricité



RETScreen Expert - Logiciel de gestion d'énergies propres

Rapport provisoire - 2019-07-22

Abonné : UQAR - Usage Éducatif Uniquement

Sommaire exécutif

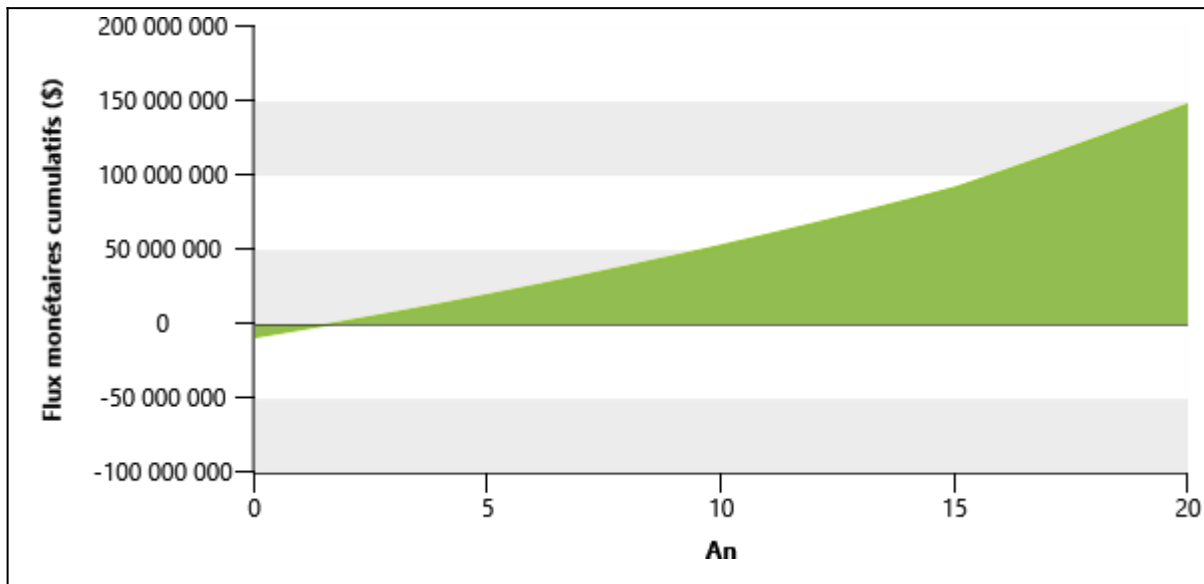
Ce rapport a été préparé en utilisant le Logiciel de gestion de projets d'énergies propres RETScreen. Les principales conclusions et recommandations de cette analyse sont présentées ci-dessous :

Stratégie d'exploitation - système de production d'électricité de base

Électricité fournie à la charge	MWh	7 322
Électricité exportée au réseau	MWh	10 278
Électricité - complément nécessaire	MWh	696
Quantité de chaleur récupérée	MWh	4 735
Chaleur - complément nécessaire	MWh	450
Combustible pour production d'électricité	MWh	217 213
Profit (pertes)d'exploitation	\$	5 802 703
Rendement	%	10,3

Les principaux résultats sont les suivants :

Flux monétaire - Cumulatif



Désistement : Ce rapport est distribué à titre informatif seulement et 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. Ni le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent une garantie à l'égard de ce rapport et n'assument aucune responsabilité découlant de ce rapport.

Lieu | Données climatiques

Lieu



Légende

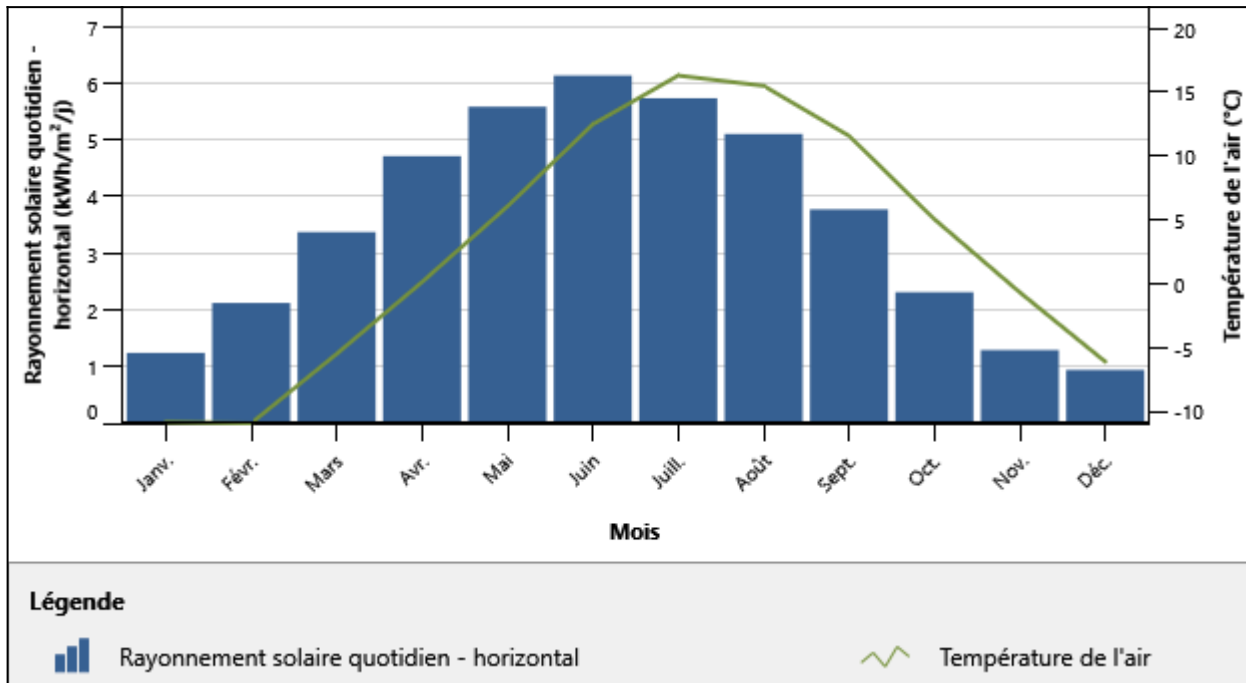


Lieu des installations



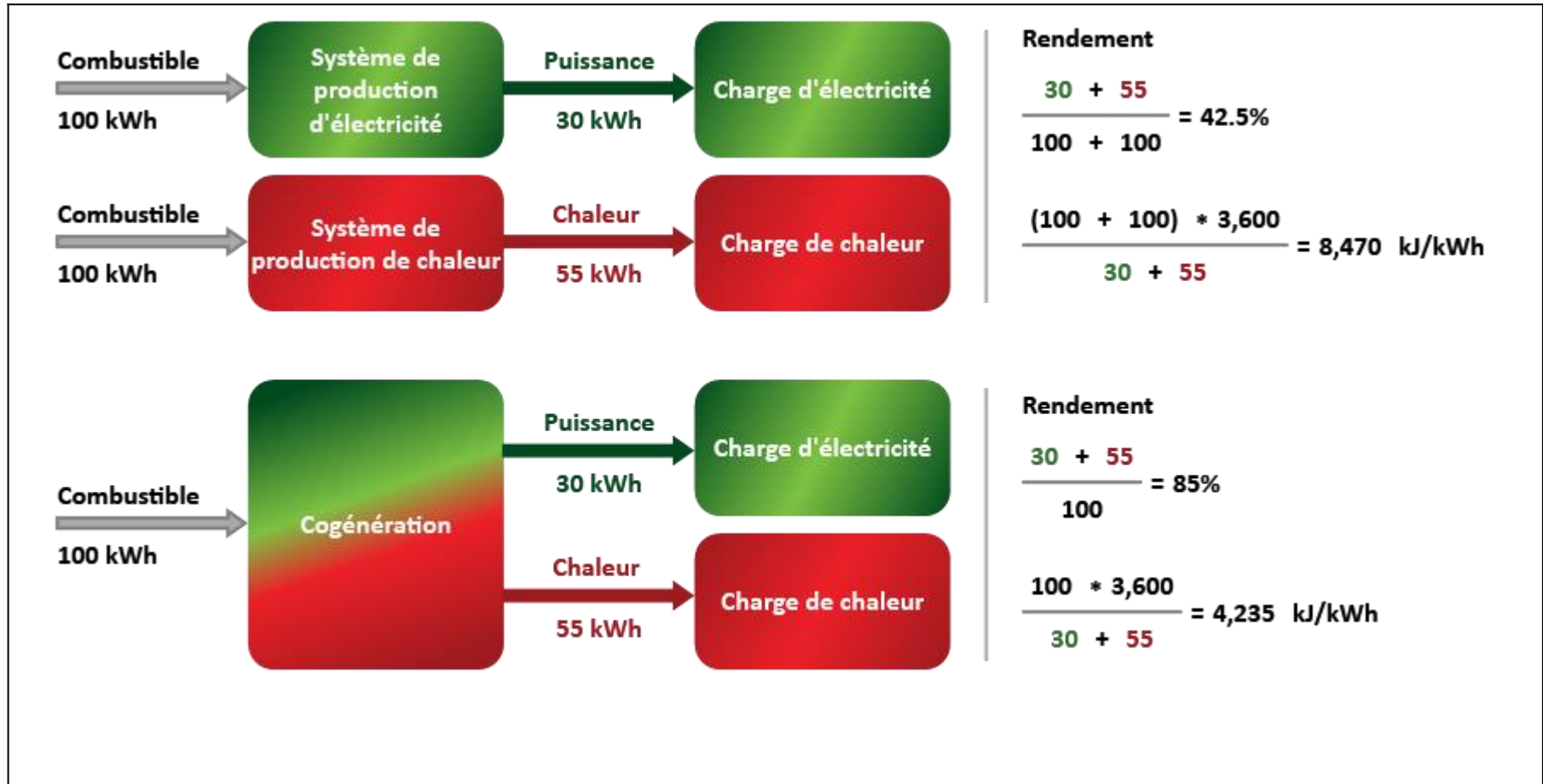
	Unité	Lieu des données climatiques	Lieu des installations
Nom		Canada - Québec - Port Menier (MARS)	Canada - QC - L'Île-d'Anticosti
Latitude	°N	49,8	49,8
Longitude	°E	-64,3	-64,3
Zone climatique		7 - Très froid	7 - Très froid
Élévation	m	55	15

Données climatiques



Température extérieure de calcul de chat	-20,6								
Température extérieure de calcul de clim									
Amplitude des températures du sol	22,2								
Température de l'air	Humidité relative	Précipitation	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de climatisation	
°C	%	mm	kWh/m ² /j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j	
Janvier	-10,7	77,4	69,13	1,24	100,9	4,0	-5,8	890	0
Février	-10,8	74,5	57,68	2,12	101,0	4,0	-7,7	806	0
Mars	-5,4	74,8	78,43	3,37	101,1	4,2	-4,1	725	0
Avril	0,2	74,0	72,60	4,71	101,2	4,2	0,3	534	0
Mai	6,1	73,2	87,11	5,58	101,2	3,8	4,7	369	0
Juin	12,5	73,3	89,40	6,13	100,9	3,9	10,2	165	75
Juillet	16,3	79,8	93,93	5,73	100,9	3,9	14,2	53	195
Août	15,5	79,3	87,73	5,10	101,0	3,7	14,6	78	171
Septembre	11,6	81,3	93,00	3,77	101,1	3,8	11,0	192	48
Octobre	5,1	81,9	108,50	2,31	101,1	4,0	6,2	400	0
Novembre	-0,6	79,9	97,20	1,29	101,1	3,9	1,8	558	0
Décembre	-6,0	78,7	85,87	0,94	101,0	4,2	-1,8	744	0
Annuel	2,9	77,4 %	1020,58	3,53	101,0	4,0	3,7	5514	489

Plan



Stratégie d'exploitation

Stratégie d'exploitation - Coût en combustible

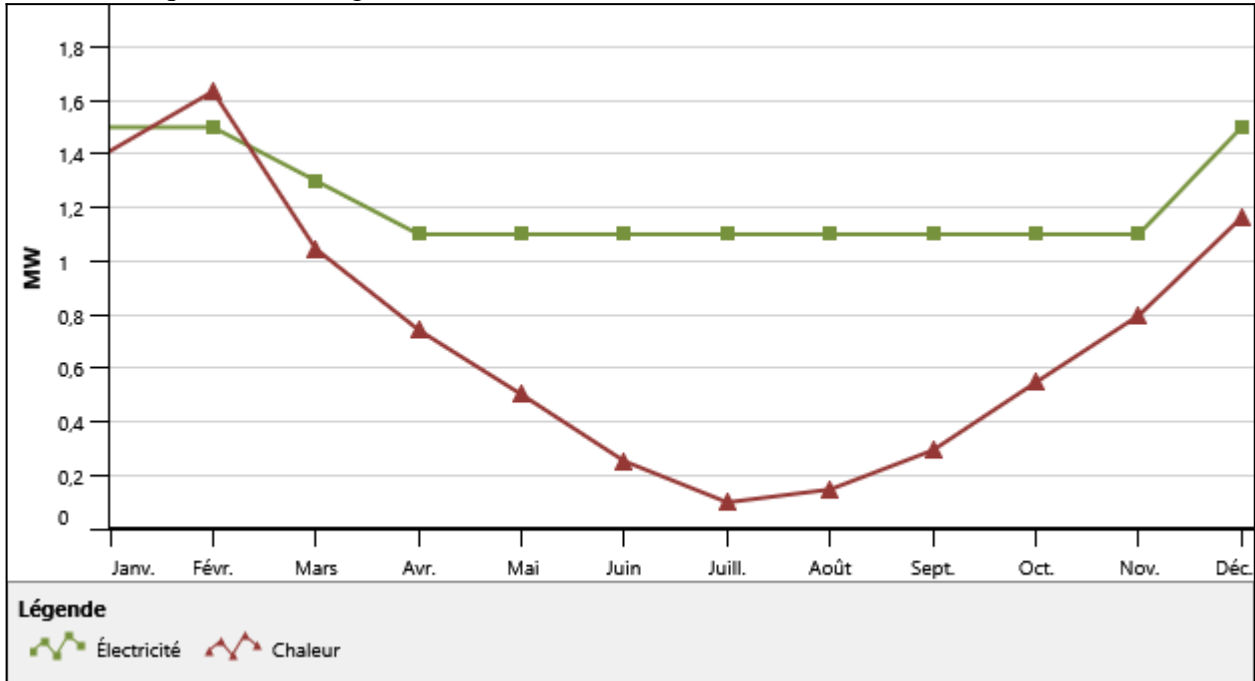
Système de production d'électricité de base	Système de production d'électricité #1 - Unité de cogénération ORC	
Stratégie d'exploitation	Pleine puissance électrique	
Prix du combustible - production de chaleur du cas de référence	\$/MWh	12,5
Prix de l'électricité - cas de référence	\$/MWh	450
Prix du combustible - production d'électricité du cas proposé	\$/MWh	10
	\$/kWh	0,45

Stratégie d'exploitation - système de production d'électricité de base

Électricité fournie à la charge	MWh	7 322
Électricité exportée au réseau	MWh	10 278
Électricité - complément nécessaire	MWh	696
Quantité de chaleur récupérée	MWh	4 735
Chaleur - complément nécessaire	MWh	450
Combustible pour production d'électricité	MWh	217 213
Profit (pertes)d'exploitation	\$	5 802 703
Rendement	%	10,3

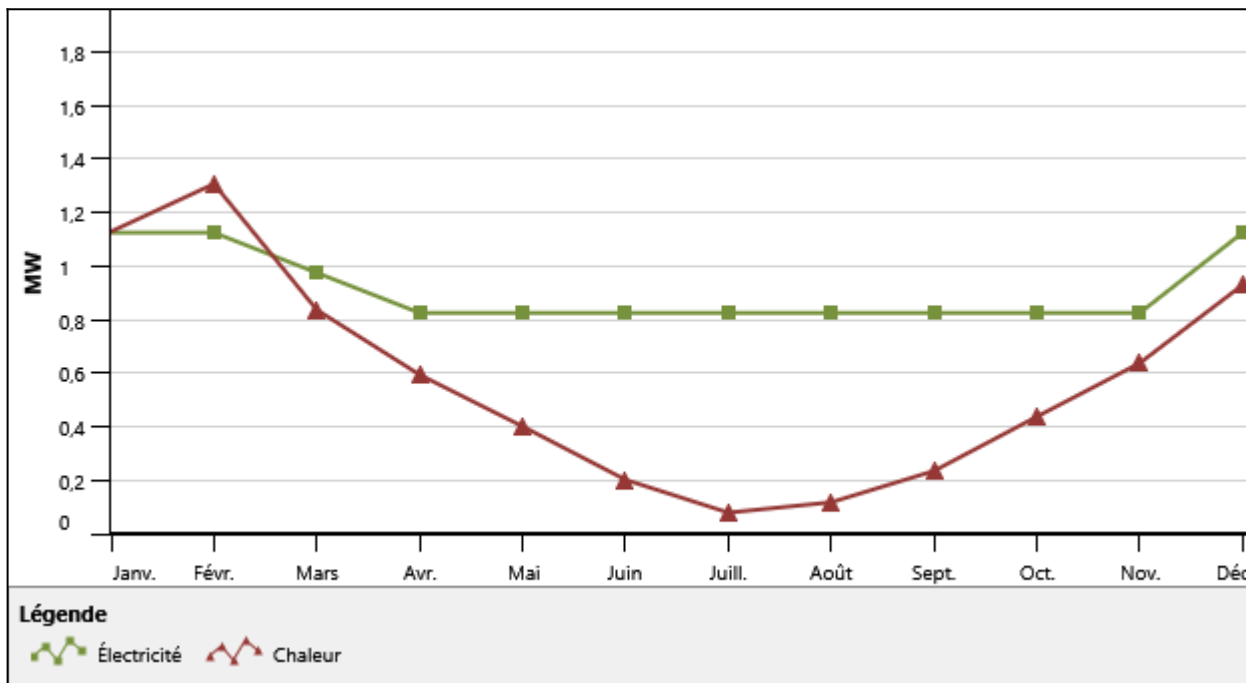
Caractéristiques de la charge

Caractéristiques de la charge | Cas de référence



		Moyenne brute	Moyenne nette	
Électricité - annuelle	kWh	10 689 600	10 689 600	
Coût total de l'électricité	\$	4 810 320	4 810 320	
Mois	Charge électrique moyenne brute	Charge électrique moyenne nette	Charge de froid moyenne	Charge de chaleur moyenne
	MW	MW	MW	MW
Janvier	1,5	1,5	0	1,4
Février	1,5	1,5	0	1,6
Mars	1,3	1,3	0	1
Avril	1,1	1,1	0	0,74
Mai	1,1	1,1	0	0,5
Juin	1,1	1,1	0	0,25
Juillet	1,1	1,1	0	0,1
Août	1,1	1,1	0	0,15
Septembre	1,1	1,1	0	0,29
Octobre	1,1	1,1	0	0,55
Novembre	1,1	1,1	0	0,8
Décembre	1,5	1,5	0	1,2
Charge de pointe - annuelle (MW)	1,5	1,5	0	2,3

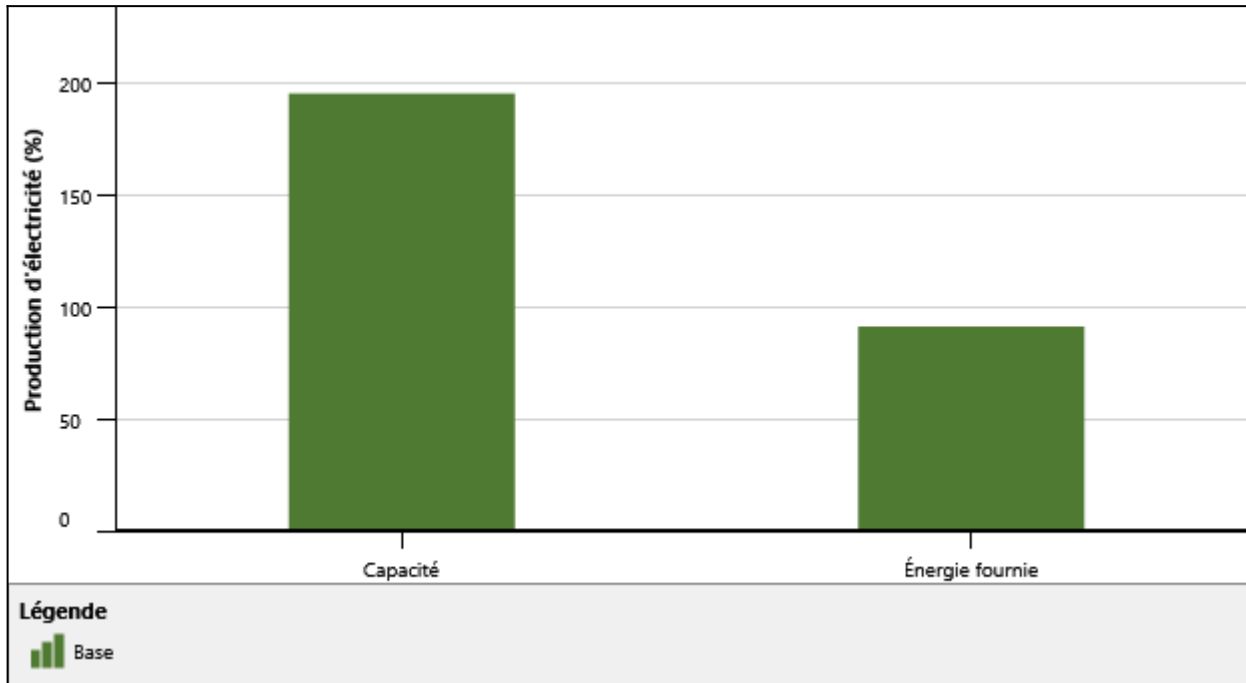
Caractéristiques de la charge | Cas proposé



Charge électrique de pointe nette	MW	1,1	
Électricité nette - Annuel	kWh	8 017 200	
Mois	Charge du système de production d'électricité	Charge du système de production de froid	Charge du système de production de chaleur
	MW	MW	MW
Janvier	1,1	0	1,1
Février	1,1	0	1,3
Mars	0,98	0	0,84
Avril	0,83	0	0,59
Mai	0,83	0	0,4
Juin	0,83	0	0,2
Juillet	0,83	0	0,08
Août	0,83	0	0,12
Septembre	0,83	0	0,23
Octobre	0,83	0	0,44
Novembre	0,83	0	0,64
Décembre	1,1	0	0,93
Charge de pointe - annuelle (MW)	1,1	0	1,8

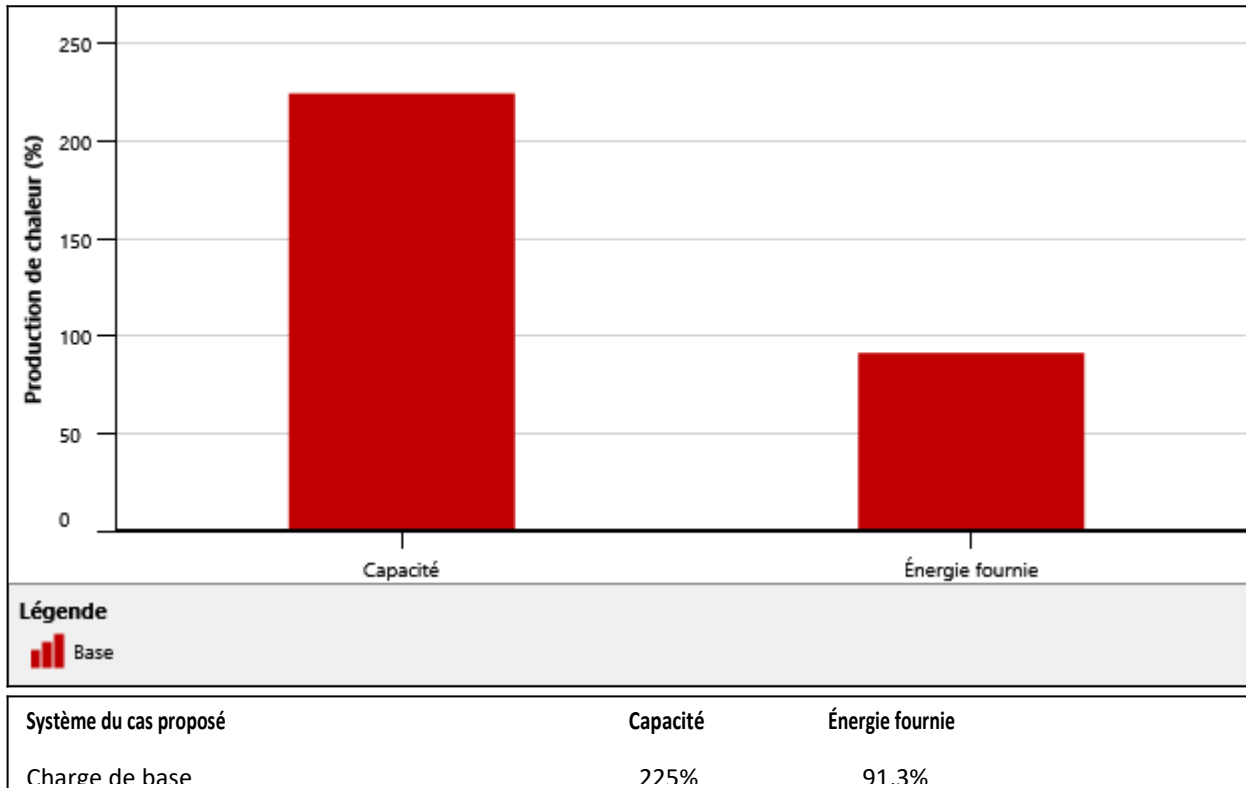
Caractéristiques du système

Électricité



Système du cas proposé	Capacité	Énergie fournie
Charge de base	196%	91.3%

Chaleur



Sommaire des combustibles

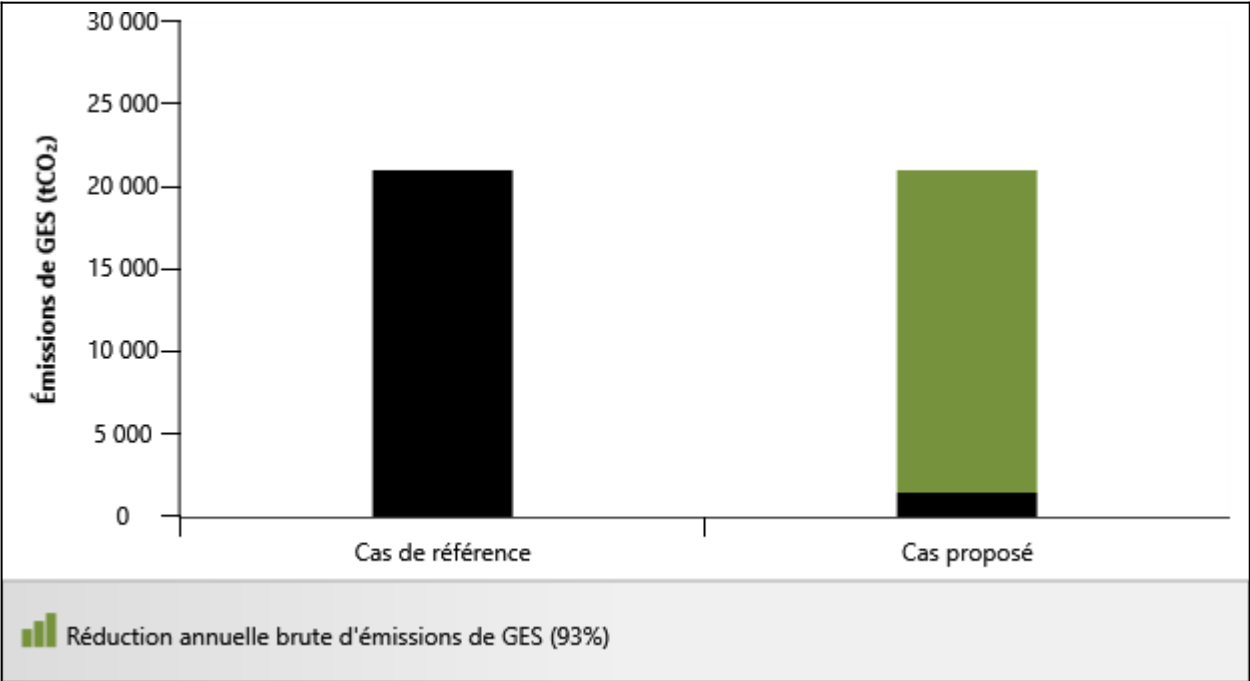
	Type de combustible	Consommation de combustible - unité	Consommation de combustible
Électricité Charge de l			
Charge de base	Biomasse	t	39 575
	Chaleur récupérée		

Sommaire du système

	Technologie	Type de combustible	Capacité kW	Énergie fournie MWh
Électricité				
Charge de base	Autre	Biomasse	2 200	7 322
Électricité exportée au réseau			0	10 278
			<hr/>	
		Total	2 200	17 600
Chaleur				
Charge de base	Autre	Chaleur récupérée	4 130	4 735
			<hr/>	
		Total	4 130	4 735

Émissions de GES

Émissions de GES



Équivalences de GES



Émissions de GES		
Cas de référence	20 971,1	tCO ₂
Cas proposé	1 427,7	tCO ₂
Réduction annuelle brute d'émissions de GES	19 543,4	tCO₂

Viabilité financière

Paramètres financiers

Général		
Taux d'indexation des combustibles	%	3 %
Taux d'inflation	%	2 %
Taux d'actualisation	%	9 %
Taux de réinvestissement	%	9 %
Durée de vie du projet	an	20

Financement		
Ratio d'endettement	%	70 %
Dettes du projet	\$	19 902 889
Capitaux propres investis	\$	8 529 809
Taux d'intérêt sur la dette	%	7 %
Durée de l'emprunt	an	15
Paiements de la dette	\$/an	2 185 230

Revenus annuels

Revenu d'exportation d'électricité		
Électricité exportée au réseau	MWh	10 278
Prix de l'électricité exportée	\$/kWh	0,45
Revenu d'exportation d'électricité	\$	4 625 260
Taux d'indexation sur l'exportation d'électricité	%	2 %

Coûts | Économies | Revenus

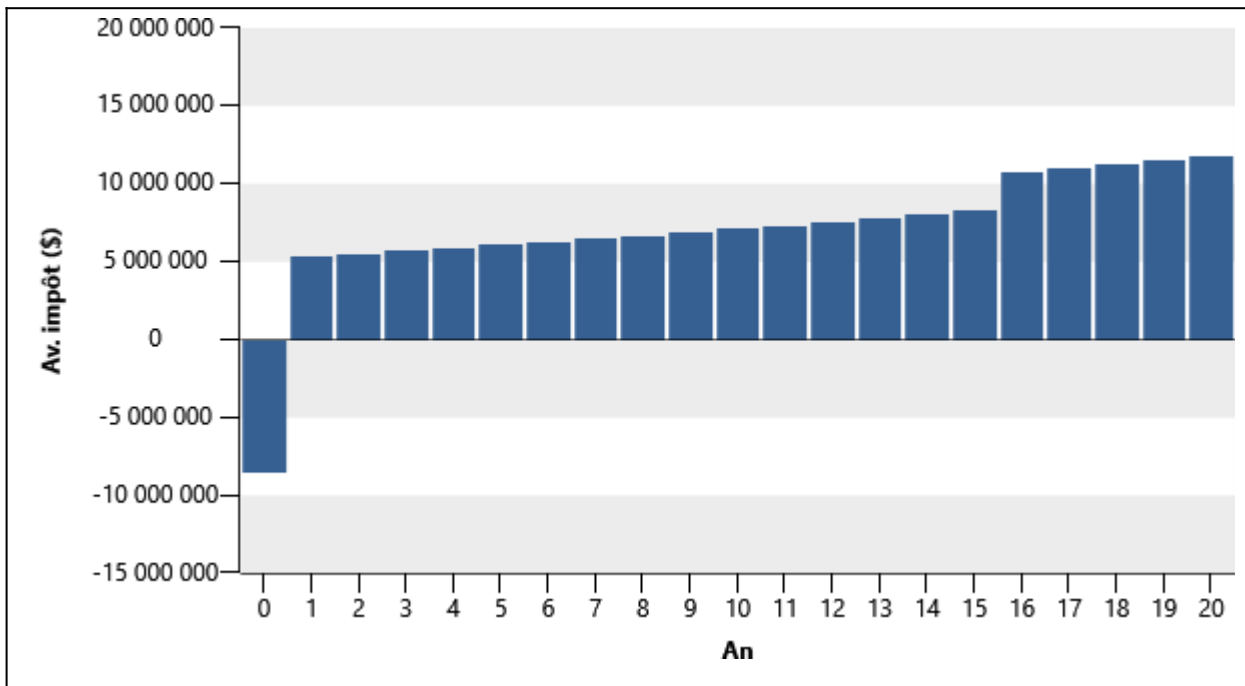
Coûts d'investissement			
Système de production d'électricité	13 %	\$	3 701 760
Système de production de chaleur	71,9 %	\$	20 455 704
Infrastructures connexes et divers	15 %	\$	4 275 234
Total des coûts d'investissement	100 %	\$	28 432 698
Flux monétaires annuels - An 1			
Frais annuels et paiements de la dette		\$	13 200
Exploitation et entretien		\$	2 176 603
Total des frais annuels		\$	4 375 033
Économies et revenus annuels			
Coût en combustible - cas de référence		\$	4 891 496
Revenu d'exportation d'électricité		\$	4 625 260
Revenu pour réduction de GES		\$	0
Prime (ou rabais) sur les revenus à l'utilisateur		\$	0
Autre revenu (coût)		\$	0
Total des économies et des revenus annuels		\$	9 516 756
Flux monétaire annuel net - An 1		\$	5 141 723

Viabilité financière

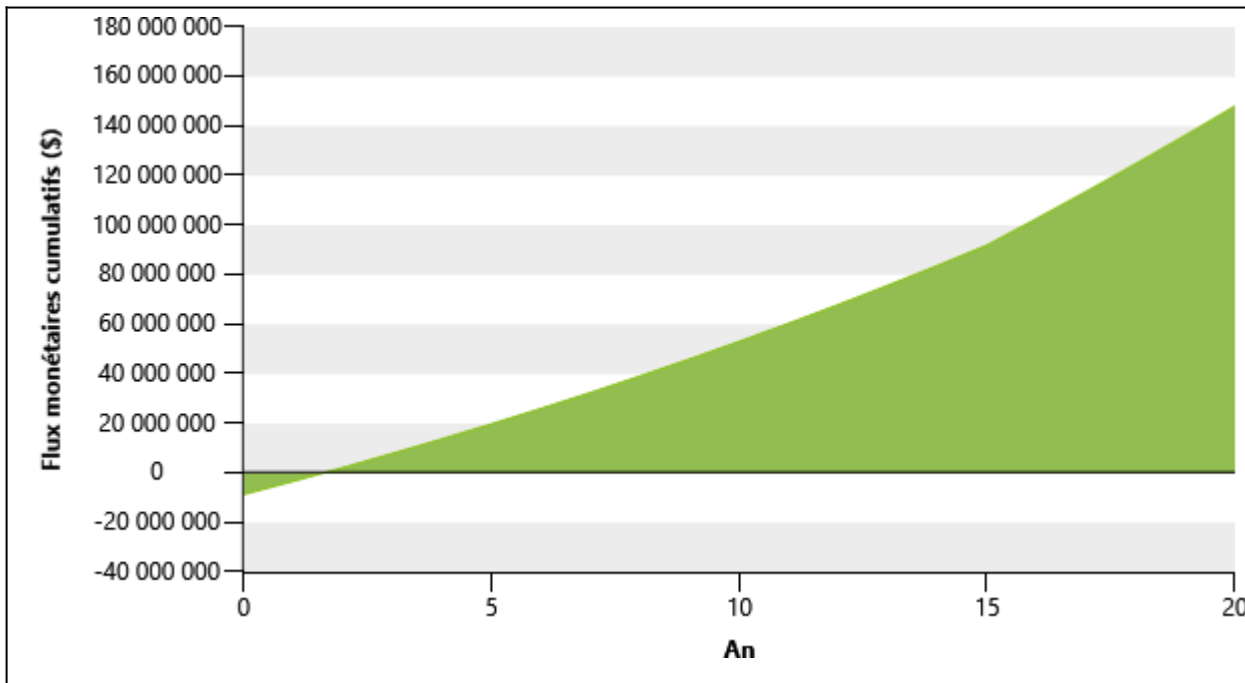
	%	65,6 %
TRI avant impôt - capitaux propres	%	20,5 %
TRIM avant impôt - capitaux propres	%	21,4 %
TRI avant impôt - actifs	%	13,5 %
TRIM avant impôt - actifs	an	3,9
Retour simple	an	1,6
Retour sur les capitaux propres	\$	54 827 799
	\$/an	6 006 192
Valeur Actualisée Nette (VAN) Économies annuelles sur la durée de vie		7,4
Ratio avantages-coûts		3,4
Recouvrement de la dette		
	\$/tCO ₂	-307
Coût de réduction de GES		45 000
Prix de revient de l'énergie		

Flux monétaire

Annuel



Cumulatif

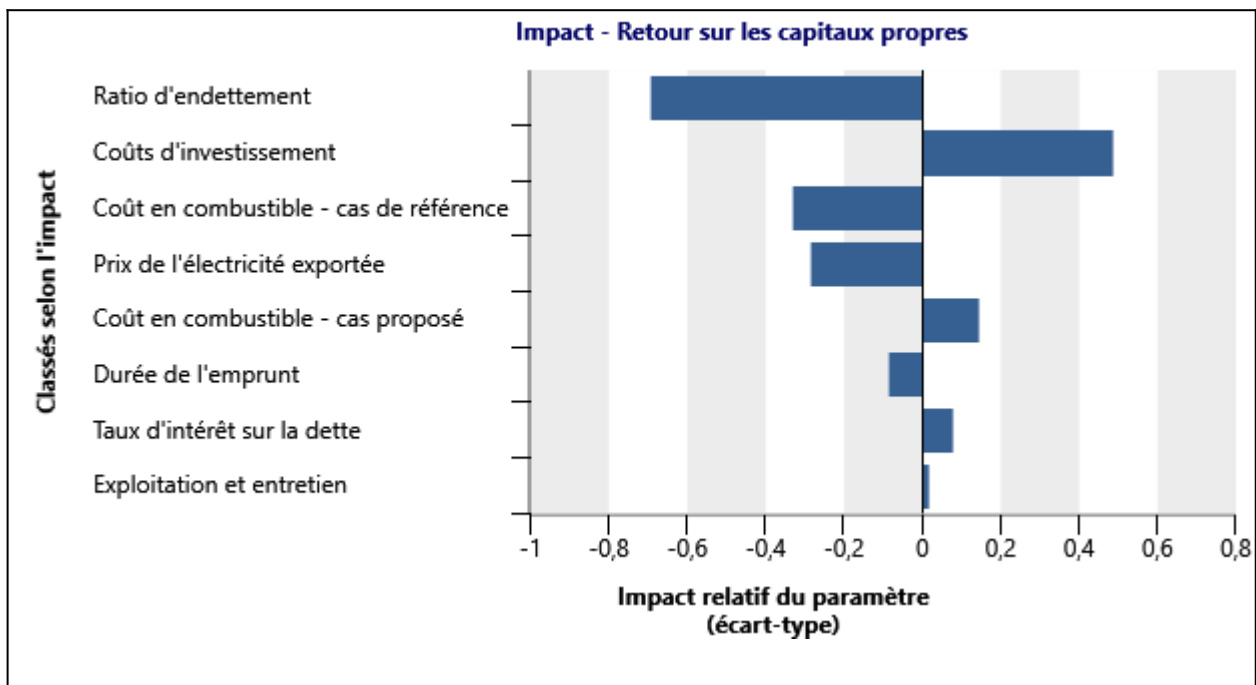


Flux monétaires annuels

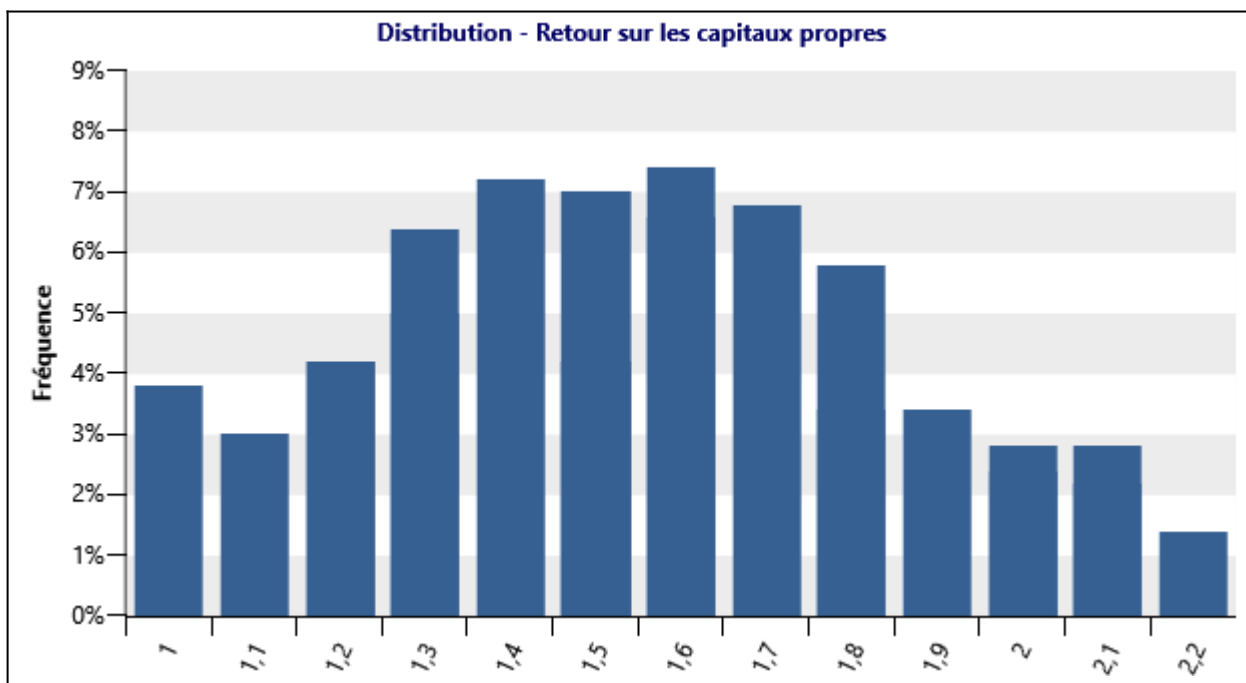
An #	Av. impôt \$	Cumulatif \$
0	-8 529 809	-8 529 809
1	5 315 411	-3 214 399
2	5 493 387	2 278 989
3	5 675 762	7 954 750
4	5 862 648	13 817 398
5	6 054 162	19 871 560
6	6 250 423	26 121 983
7	6 451 553	32 573 536
8	6 657 678	39 231 214
9	6 868 928	46 100 142
10	7 085 434	53 185 576
11	7 307 334	60 492 910
12	7 534 765	68 027 675
13	7 767 873	75 795 548
14	8 006 804	83 802 353
15	8 251 710	92 054 063
16	10 687 976	102 742 039
17	10 945 302	113 687 341
18	11 209 081	124 896 422
19	11 479 482	136 375 904
20	11 756 677	148 132 581

Risque

Impact



Distribution



Effectuer l'analyse sur
 Nombre de combinaisons
 Valeur de départ aléatoire

Retour sur les capitaux propres 500

Non

Paramètre	Unité	Valeur	Plage (+/-)	Minimum	Maximum
Coûts d'investissement	\$	28 432 698	25 %	21 324 523	35 540 872
Exploitation et entretien	\$	13 200	25 %	9 900	16 500
Coût en combustible - cas proposé	\$	2 176 603	25 %	1 632 452	2 720 754
Coût en combustible - cas alternatif	\$	4 891 496	25 %	3 668 622	6 114 370
Prix de référence électricité	\$/MWh	450,00	25 %	337,50	562,50
Ratio d'endettement	%	70,0 %	25 %	52,5 %	87,5 %
Taux d'intérêt sur la dette	%	7,00 %	25 %	5,25 %	8,75 %
Durée de l'emprunt	an	15	25 %	11	19
Médiane				an	1,6
Niveau de risque				%	10 %
Minimum de l'intervalle de confiance				an	1,1
Maximum de l'intervalle de confiance				an	2,3

Type d'analyse

Faisabilité



Turboden standard units

ORC UNIT		TD 3 CHP	TD 7 CHP	TD 8 HRS	TD 10 CHP (h)	TD 12 HRS (h)	TD 14 CHP	TD 22 CHP
Operation mode		CHP	CHP	POWER ONLY	CHP	POWER ONLY	CHP	CHP
Gross power output (a)	MW	0,35	0,70	0,80	1,10	1,20	1,35	2,20
Auxiliary power consumption (b)	MW	0,02	0,04	0,03	0,05	0,05	0,05	0,10
Net power output (c)	MW	0,33	0,66	0,77	1,05	1,16	1,30	2,10
Gross efficiency	%	16,5 %	20 %	24 %	21 %	25 %	21 %	19,5 %
Net efficiency	%	15,3 %	19 %	23 %	20,1 %	24 %	20,1 %	18,6
Thermal oil inlet / outlet temperature (d)	°C	310/250	310/250	310/205	313/253	305/206	310/250	310/245
Thermal power input	MW	2,15	3,50	3,33	5,25	4,82	6,45	11,30
Cooling water inlet/outlet temperature (e)	°C	60/80	60/80	25/35	60/80	25/35	60/80	60/90
Thermal power to cooling water	MW	1,75	2,78	2,53	4,13	3,61	5,05	9,02
Ambient air temperature (f)	°C	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Estimated yearly biomass consumption (g)	ton/year	8,094	13,176	12,549	19,765	18,146	24,282	45,541

ORC UNIT		TD 24 HRS	TD 35 HR	TD 50 CHP	TD 50 HRS	TD 100 CHP	TD 100 HRS	TD 180 HRS
Operation mode		POWER ONLY	POWER ONLY	CHP	POWER ONLY	CHP	POWER ONLY	POWER ONLY
Gross power output (a)	MW	2,41	3,50	5,00	5,00	10,00	10,00	18,00
Auxiliary power consumption (b)	MW	0,09	0,30	0,33	0,38	0,67	0,73	1,30
Net power output (c)	MW	2,36	3,20	4,67	4,62	9,33	9,27	16,70
Gross efficiency	%	25 %	24,5 %	21,3 %	27,7 %	21,4 %	28 %	28 %
Net efficiency	%	24,4 %	22,5 %	20 %	25,6 %	20,1 %	26 %	26 %
Thermal oil inlet / outlet temperature (d)	°C	310/212	310/115	315/230	315/180	315/230	315/180	315/180
Thermal power input	MW	9,64	14,30	23,47	18,05	46,73	35,71	64,29
Cooling water inlet/outlet temperature (e)	°C	25/35	N/A	60/80	N/A	60/80	N/A	N/A
Thermal power to cooling water	MW	7,23	N/A	18,23	N/A	36,26	N/A	N/A
Ambient air temperature (f)	°C	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Estimated yearly biomass consumption (g)	ton/year	36,277	N/A	88 358	67 955	175 925	134 454	242 017

1. The data provided shall be used as indicative guidelines to get ORC efficiencies and power generated in the conditions reported. Turboden will customize the design of the units to meet specific customer requests in terms of power output, efficiency, thermal media temperature and type feeding the ORC unit (thermal oil indicated as standard version but as alternative pressurized water, steam, hot gas, molten salts can be used), cooling system type (water cooled or air cooled systems), space available, electric grid frequency (50 or 60 Hz), voltage (from 400 V up to 15 kV) and operation (grid mode or island mode), type of installation (indoor or outdoor), design standards (EN, ASME, API, company standards, etc.).
2. The units described can be employed for various Turboden applications like Biomass, Waste To Energy, Waste Heat Recovery from industrial processes, and Combined Heat & Power (CHP).
 - (a) At ORC generator terminals.
 - (b) ORC auxiliaries, mainly feed pump. Cooling system accounted for ACC units only. No thermal oil pump consumption considered.
 - (c) Defined as gross power minus auxiliary consumption.
 - (d) Values considering "non-split" configuration. The units can be configured with "split systems" to improve the overall boiler + ORC efficiency. In case of split configuration, about 10% of the thermal input enters the ORC unit with thermal oil at inlet/outlet temperatures of 250 / 130 °C. Gross and net efficiencies of ORC modules with split configuration decrease by about 0.2 - 0.4%.
 - (e) For Water Cooled Condensers - WCC. Cooling water temperatures in CHP systems can be modified to meet specific requirements, e.g. from 40 up to 120 °C.
 - (f) For Air Cooled Condensers - ACC.
 - (g) Assumed biomass LHV 2.5 kWh/kg corresponding to about 40% R.U.; assumed thermal oil boiler efficiency 85%; assumed yearly operational hours 8,000 h/y.
 - (h) These units can be produced with 1 MW output limit (generator nameplate) to meet specific legislation requirements.

DISCLAIMER NOTE : Data provided herein are not binding and might change without prior notice.

