

RAPPORT C.2

ANNEXE 2.2

Centrale électrique autonome pour l'alimentation d'un terminal méthanier Puissance : 20MWe

1 Configurations et constructeurs possibles	2
2 Fonctionnement gaz ou Diesel	2
3 Rendement et Niveau de pollution.....	3
4 Puissance thermique récupérable	5
5 Encombrements et implantation typique	6
6 Alternatives : Turbines à gaz	8
Bibliographie :	9
ANNEXES.....	10

1 Configurations et constructeurs possibles

Principalement 5 constructeurs de moteurs diesel ou à gaz de grande puissance pour la production d'électricité :

- Caterpillar
- Wartsila
- Rolls Royce
- MTU Friedrichshafen
- Mitsubishi Heavy Industry

Caterpillar et MTU ne sont pas en mesure de proposer des moteurs de puissance suffisante. Leurs moteurs dépassant les 5 MW ne sont pas proposés en package pour la génération électrique.

Mitsubishi, Rolls Royce (Bergen) et Wartsila proposent différents modèles dans la gamme de puissance 5 MWe –15 MWe fonctionnant au gaz, diesel ou dual fuel.
Voir tableau joint. (1ère annexe)

Ce type de moteur nécessite une maintenance simple mais fréquente, la solution sans moteur de secours n'est pas recommandée. Les solutions 3 X 10 MW ou 4 X 7 MW semblent être les plus adaptées. Le nombre de modèles restreints dans cette gamme de puissance oblige à envisager différentes configurations en fonction des modèles disponibles. Par exemple un choix logique serait le fonctionnement en 2+1 (3 X 10MW) avec des moteurs à gaz, seulement un seul constructeur peut proposer ce type de configuration.

Quelque soit le fabricant les moteurs proposés sont des moteurs en V turbochargés. Le nombre de cylindre varie de 12 à 20, pour une course et un alésage variant entre 300 et 500mm. La vitesse de rotation varie entre 750 et 500 tr/min, généralement la vitesse de rotation diminue avec la puissance, la vitesse linéaire est toujours gardées entre 8 et 10m/s. Un tableau récapitulatif se trouve en Annexe

2 Fonctionnement gaz ou Diesel

Seul Wartsila propose des modèles capables de fonctionner indifféremment au gaz ou au Diesel (Dual Fuel). Rolls Royce possède une gamme axée sur les moteurs à gaz, Mitsubishi plutôt sur les moteurs Diesel.

Avantage du gaz :

- Présence de gaz sur site
- Prix au KWh inférieur
- Emission de polluant inférieur

Avantage du Diesel :

- Pas de zone dangereuse
- Taille de moteur inférieure à puissance égale
- Moins cher à l'achat qu'un moteur à gaz de puissance égale

3 Rendement et Niveau de pollution

Ce type de moteur est avant tout utilisé pour sa facilité de mise en œuvre et son excellent rendement. Suivant les modèles le rendement oscille entre 44 et 47% en cycle simple.

En terme de pollution, ces moteurs profitent des avancées technologiques dues au monde des transports.

Il est possible d'ajouter en option de nombreux mécanismes post et pré combustion pour abaisser les émissions de polluants.

On distingue principalement trois types de polluants :

- Les oxydes d'azotes ou NOx ils résultent de l'oxydation de l'azote dans la chambre de combustion à très hautes températures.
- Le monoxyde de carbone ou CO : il provient d'une combustion incomplète. Par opposition aux NOx, la formation de CO a tendance à se développer pour des températures de combustion faible.
- Les particules : ce polluant présent avec des fuels lourds ou diesel est quasi inexistant dans les moteurs à gaz.

Plusieurs méthodes permettent la réduction des émissions, les principales sont :

- L'utilisation du gaz en tant que combustible, il diminue tout les types de polluants émis, surtout les émissions de particules et de CO.
- Le contrôle du taux de mélange air/combustible.
- Le contrôle de la température de la chambre de combustion, elle doit être réglée pour ne pas générer un excès de CO ou de NOx.

L'avantage des moteurs diesel ou gaz est la possibilité d'ajouter à l'échappement, différents filtres ou catalyseur qui permettront d'abaisser de façon encore plus importantes les émissions :

- Le réducteur catalytique (Selective Catalytic Reduction)
Il permet de réduire les émissions de NOx de 80 à 95%
- Le catalyseur d'oxydation (Oxidation Catalyst)
Il permet d'éliminer le monoxyde de carbone (CO) et certain hydrocarbure (HC)
- Un précipitateur peut aussi être utilisé pour éviter les problèmes de particules lors de l'utilisation de fuel lourd.

Pour plus de détails sur les technologies possibles pour abaisser les émissions polluantes :

Voir en Annexes doc Wartsila.

ULE: Ultra Low Emissions

Technology: Secondary emission control technique Combined SCR and VOC catalyst system

Application: Wärtsilä gas engines

ULE today:	NO _x	5 ppm (dry gas, 15 vol-% O ₂)
	CO	12 ppm (dry gas, 15 vol-% O ₂)
	VOC	20 ppm* (dry gas, 15 vol-% O ₂)
	HCOH	1.5 ppm (dry gas, 15 vol-% O ₂)
	Ammonia	5 ppm (wet gas, 15 vol-% O ₂)

* dependent on fuel gas quality

Exemple de valeurs obtenues avec le système ULE (Ultra Low Emission) de Wartsila.

A titre de comparaison les dernières technologies permettent d'obtenir 25 ppm de NO_x et 25 ppm de CO sur les turbines à gaz à 100% de charge.

Une préoccupation d'actualité est l'émission de CO₂ :

L'émission de CO₂ dépend directement de la taille et de la consommation de la machine. Les grands rendements et faibles consommations de ce type de moteur permettent des émissions de CO₂/kWh les plus faibles possibles. Les plus gros moteurs à gaz peuvent atteindre des rendements de 48% en cycle simple.

En moyenne en cycle simple on obtient des émissions de 600 g /kWh en moteur diesel et de 450 g/kWh en moteur à gaz.

Consommation et pression d'alimentation

Rolls Royce et Wartsila annonce une pression d'alimentation requise de 4 bar g minimum.

[("Minimum pressure to the regulating module 3.9 bar g" (Rolls Royce) // "At full load the pressure before the engine is 3.9 bar(g) for LHV 36 MJ/Nm³" (Wartsila)]

En se basant sur une production électrique de 20 MWe chaque heure et un rendement de 45% soit un Heat Rate de 8000 kJ/kWh

On obtient :

160 000MJ gaz par heure ou 44 400 kWh gaz par heure

Avec un PCI (LHV) du gaz à 10 kWh/Nm³

et un PCI du fioul à 11 kWh/kg et une masse volumique du fioul de 0.84 kg/l

On obtient en première approximation:

**Une consommation globale de gaz par heure de
4 440Nm³/h**

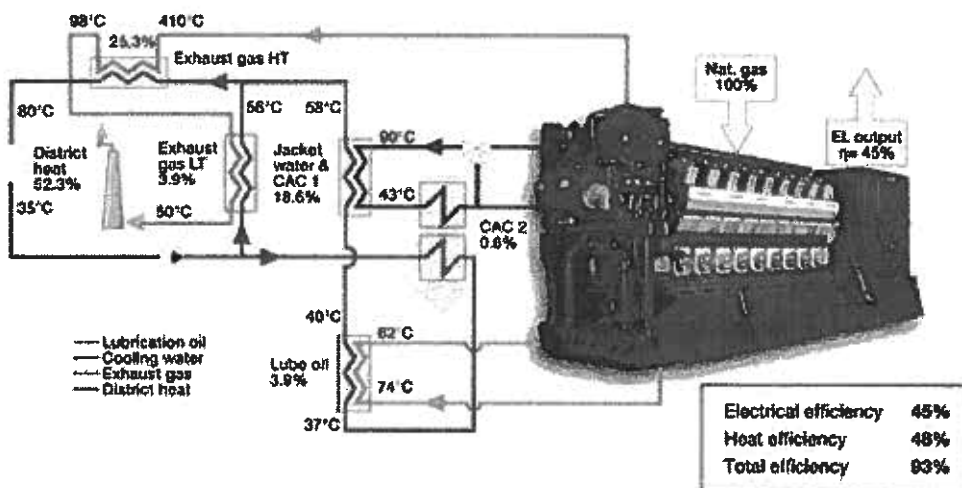
**Ou une consommation globale de fioul par heure de
4800l /h**

4 Puissance thermique récupérable

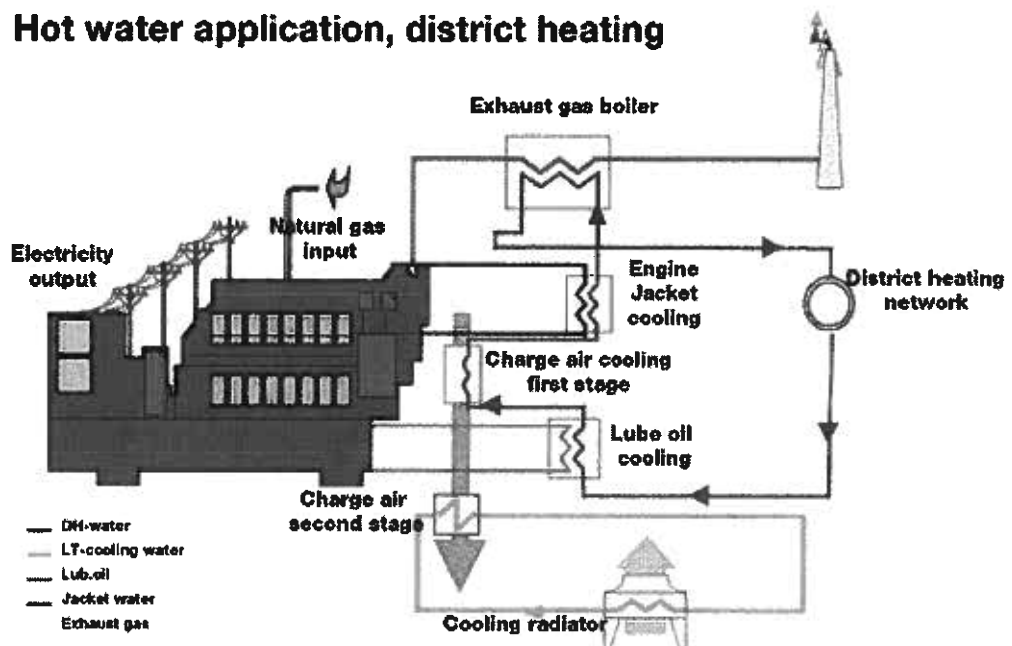
Dans le cas de moteur à piston on peut distinguer 5 sources d'énergie thermique récupérable :

- Le circuit l'huile
- Le circuit d'eau de refroidissement moteur
- Le circuit d'eau de refroidissement du générateur
- Les gaz d'échappement
- Le cooler du turbocompresseur.

High grade heat recovery, CHP-plant for district heating



Hot water application, district heating



Exemple de récupération de chaleur sur moteur pour alimenter un réseau de chauffage urbain.

Suivant les fabricants la température des gaz d'échappements se situe entre 350 et 450 ° C.
Données Wartsila en annexe

Bilan de puissance typique en % :

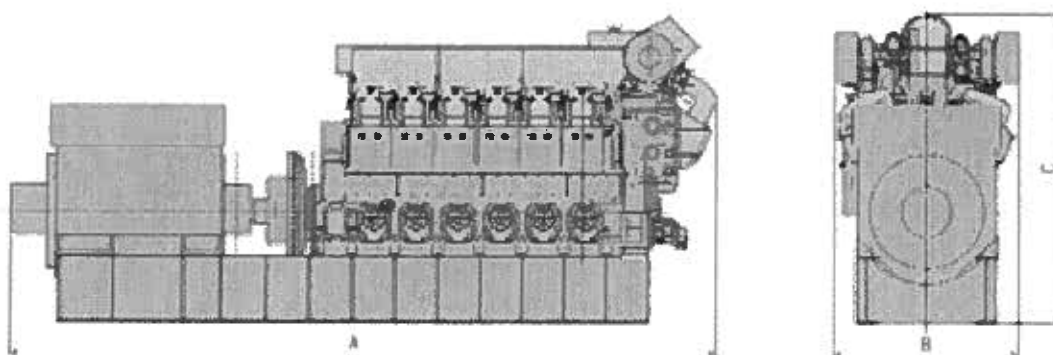
Puissance électrique	45 %
Chaleur récupérée :	
A l'échappement	27 %
Circuit d'huile	5 %
Circuit eau moteur	6 %
Générateur	2 %
Turbo compresseur	7 %

Avec une installation adaptée on peut obtenir un rendement en cogénération supérieure à 90%.

* Dans notre cas la récupération d'énergie à l'échappement n'est peut être pas nécessaire.

5 Encombres et implantation typique

Exemple pour Bergen B35 :40



Principal dimensions

Cylinder diameter 350mm, Piston stroke 400mm.

Engine type:	A	B	C	Weight Gen Set
B35:40-V12AG/B	10600	2750	4650	91800 kg
B35:40-V16AG/B	11700	2750	4650	104500 kg
B35:40-V20AG/B	13100	2750	4650	125500 kg

Exemple de Wartsila 34SG

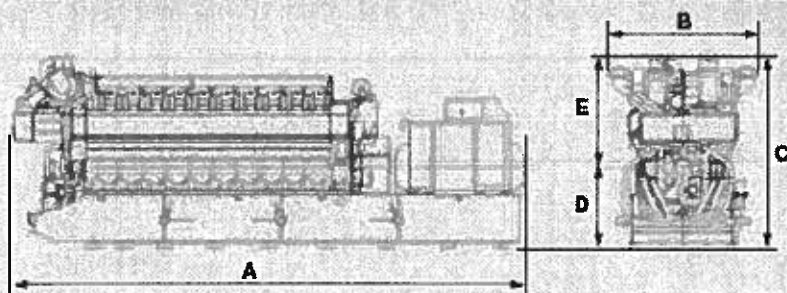
Technical data		Unit	16V34SG		20V34SG	
Compression ratio 12						
Speed/r-z	NO _x	mg/Nm ³	500	250	500	250
	Methane number	at 5 % O ₂	>80	>70	>80	>70
720 rpm 60 Hz	Electrical power	kW	6751	6751	8439	8439
	Electrical efficiency	%	46.5	45.1	46.5	45.1
750 rpm 50 Hz	Electrical power	kW	6984	6984	8730	8730
	Electrical efficiency	%	46.5	45.1	46.5	45.1

Technical data		Unit	16V34SG		20V34SG	
Compression ratio 11						
Speed/r-z	NO _x	mg/Nm ³	500	250	500	250
	Methane number	at 5 % O ₂	>65	>55	>65	>55
720 rpm 60 Hz	Electrical power	kW	6751	6751	8439	8439
	Electrical efficiency	%	45.5	44.1	45.5	44.1
750 rpm 50 Hz	Electrical power	kW	6984	6984	8730	8730
	Electrical efficiency	%	45.5	44.1	45.5	44.1

Electrical power at generator terminals, including engine-driven pumps, ISO 3046 conditions and LHV. Tolerance + 5%. Power factor 0.8.

Principal genset dimensions (mm) and weights (tonnes)

Engine type	A	B	C	D	E	Engine weight	Genset weight
16V34SG	11692	3233	4348	1998	2648	66.5	115
20V34SG	12466	3233	4348	1998	2648	76.4	137.6



Les différentes tailles des moteurs « seuls » sont données par les constructeurs.
 Pour les implantations générales voir Annexes, de nombreux exemples de centrales en fonctionnement ou typical sont disponibles sur le site des fabricants.

6 Alternatives : Turbines à gaz

Constructeurs et modèles :

Siemens SGT 300 ou SGT 400	Solar Taurus ou Mars	GE GE 10/2	Centrax KB 7
-------------------------------	-------------------------	---------------	-----------------

Avantages :

Fiabilité à vitesse de rotation constante et pleine charge,

Possibilité de fonctionnement en dual fuel

Faible vibration

Encombrement faible

Inconvénients :

Rendement faible (environ 30% : variable suivant modèle)

La maintenance nécessite les compétences nécessaires

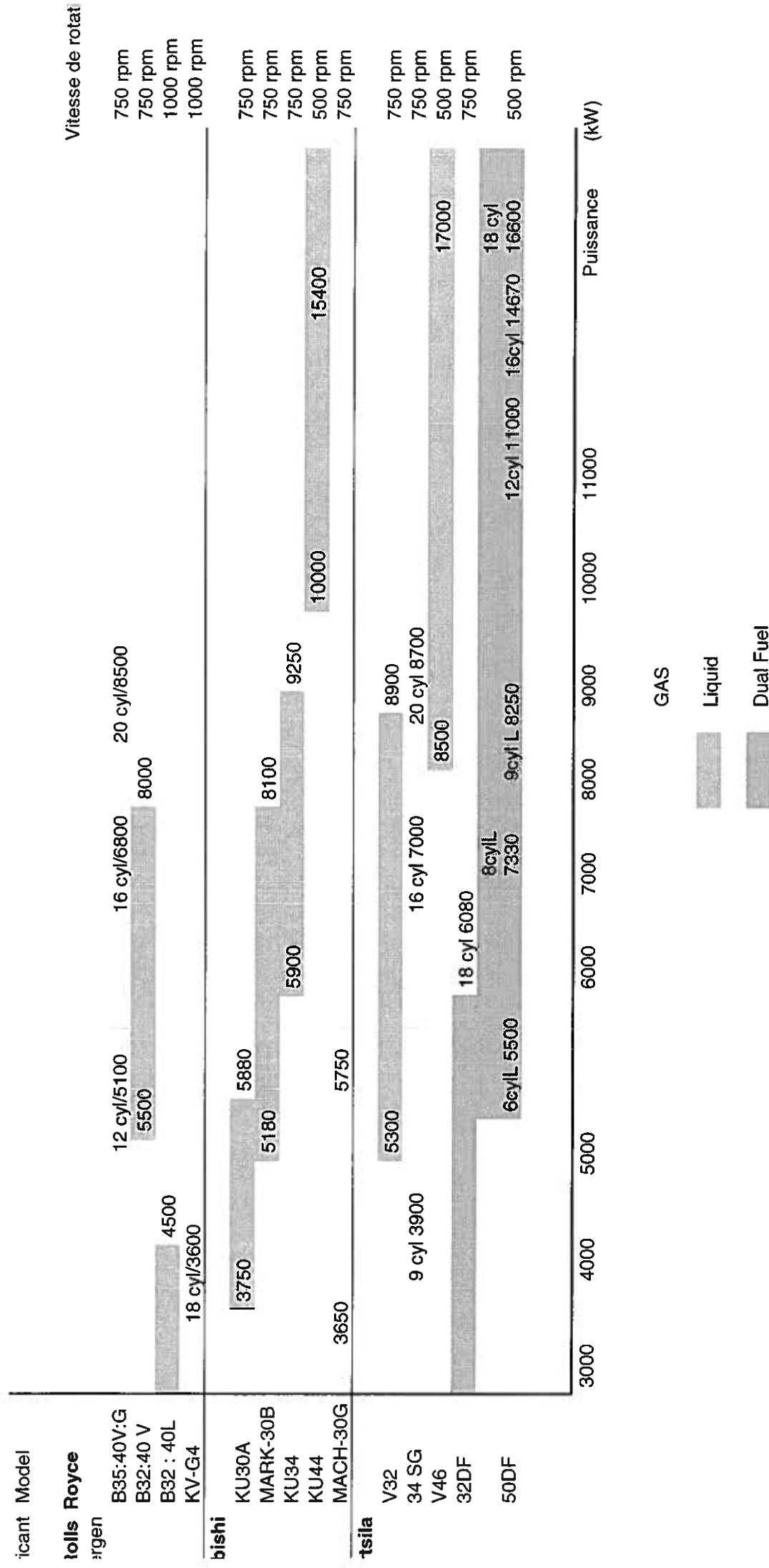
Prix d'achat

Puissance ISO est donné à 15°C, derating important due à la température. (Perte d'environ 0.8% / ° C)

Cheminée d'au moins 15 m avec sortie de gaz chaud (> 500°C)

ANNEXES

Moteurs Diesel et Gaz de puissance supérieure à 3 MW



Performance data - Wärtsilä gas fuel gensets at 50 Hz

Engine		9L34SG			W16V34SG			W20V34SG			18V32DF			18V50DF		
		50	250	500	50	250	500	50	250	500	50	250	500	50	250	500
Frequency	Hz	50	250	500	50	250	500	50	250	500	50	250	500	50	250	500
Engine optimisation: NOx (dry @ 5 vol-% O ₂)	mg/Nm ³															
Electric power	kW	3888	3888	3888	6970	6970	6970	8730	8730	8730	6080	6080	6080	16621	16621	16621
Heat rate ¹⁾	kJ/kWh	8085	7817	7999	7999	7753	7753	7982	7982	7737	8074	8201	8201	7616	8184	8184
Electrical efficiency ¹⁾	%	44,6	46,1	46,1	45,0	46,4	46,4	45,1	46,5	46,5	44,6	43,9	43,9	47,3	44,0	44,0
Engine cooling water circuit ²⁾	°C	38/67	38/65	38/65	38/69	38/67	38/67	38/70	38/68	38/68	37/59	37/63	37/63	37/69	37/79	37/79
Engine cooling water circuit, energy	kW	2012	1894	1894	3558	3357	3357	4445	4187	4187	3120	3809	3809	7363	9576	9576
- High temperature charge air cooler, water ²⁾	°C	46/60	46/58	46/58	47/61	47/59	47/59	48/62	47/60	47/60	43/52	44/55	44/55	47/60	51/68	51/68
- High temperature charge air cooler, energy	kW	948	839	839	1614	1432	1432	1971	1750	1750	1267	1648	1648	2886	3837	3837
- Jacket cooling water ²⁾	°C	86/91	86/91	86/91	86/91	86/91	86/91	85/91	85/91	85/91	87/91	86/91	86/91	86/91	85/91	85/91
- Jacket cooling, energy	kW	504	513	513	890	910	910	1120	1140	1140	952	1154	1154	2129	2512	2512
- Lubricating oil ²⁾	°C	63/71	63/71	63/71	63/73	63/73	63/73	63/74	63/74	63/74	62/74	62/75	62/75	62/74	62/78	62/78
- Lubricating oil, energy	kW	414	419	419	730	740	740	920	930	930	729	750	750	1544	1940	1940
- Low temperature charge air cooler, water ²⁾	°C	38/40	38/40	38/40	38/41	38/40	38/40	38/41	38/41	38/41	37/38	37/39	37/39	37/41	37/43	37/43
- Low temperature charge air cooler, energy	kW	146	123	123	324	275	275	434	368	368	172	257	257	804	1287	1287
Charge air flow	kg/s	6,9	6,4	6,4	12,3	11,5	11,5	15,3	14,3	14,3	9,9	11,7	11,7	26,4	32,6	32,6
Exhaust gas, flow	kg/s	7,1	6,6	6,6	12,6	11,8	11,8	15,7	14,7	14,7	10,2	12,0	12,0	27,2	33,5	33,5
Exhaust gas, temperature	°C	375	390	390	375	390	390	375	390	390	397	357	357	402	365	365
Exhaust gas, energy	kW	2976	2813	2813	5302	5013	5013	6640	6270	6270	4666	4202	4202	12068	12609	12609
Heat losses by radiation	kW	270	270	270	430	420	420	510	510	510	451	451	451	869	869	869

Note:

Heat and mass balances are dependent of ambient conditions and plant application. Above given figures are for guidance only and calculated at ISO 3046-1 standard reference conditions; 25°C ambient temperature, 100 kPa total barometric pressure, 30% relative humidity. Charge air coolant temperature according to tabulated data. Natural gas (LHV 35282 kJ/ Nm³), Gas Methane Number >80. LFO (LHV 42700 kJ/kg). Nm³ defined at NTP (273,15 K and 101,3 kPa)

¹⁾ Heat rate and electrical efficiency at generator terminals, including engine-driven pumps, Tolerance 5%. Power factor 0,8.

²⁾ Single-circuit cooling system, inlet / outlet temperatures ± 2°C

Air Emission Control Gas and Dual Fuel engine

With respect to the flue gas emissions of gas engines nitrogen oxides (NOX), carbon monoxide (CO) and hydrocarbon emissions, such as volatile organic compound (VOC), can be of main interest depending on the national regulation. Typically SO₂ and particulate matter (PM) emissions can be considered negligible, especially when fired with conventional natural gas. Typical emission limits for lean-burn gas engines.

Dry technologies (primary)

Modern gas engine types (spark ignited (SG) and low pressure gas dual fuel (DF)) are usually using lean-burn combustion method in the gas mode. In the lean-burn process natural gas and air are pre-mixed before introduction into the cylinders. This low fuel/air ratio, called lean-burn, reduces NOX emissions efficiently due to a lower combustion temperature. The lean-combustion concept is analogous to the dry low NOX concept used in modern gas turbines. The high efficient lean-burn gas engines has low enough NO_x emissions to reach the compliance with most national regulations without other measures for the NOX emission control.

The high pressure natural gas diesel engine type is functioning according to the diesel process. The gaseous fuel is ignited with pilot fuel oil. The gas diesel (GD) engine has higher NOX emissions compared to the lean-burn engine type, but low emissions of CO and hydrocarbons. The GD engine is proven to be very suitable for the oil industry, e.g. for cases with a limited supply of gas or for low calorific value gases.

Oxidation catalysts

Gas-fired (SG) and dual-fuel (DF) engines are equipped with oxidation catalysts for the abatement of CO or hydrocarbon emissions if the national regulations or local conditions so determine. For instance an oxidation catalyst for the carbon monoxide (CO) and formaldehyde (CH₂O) control is needed in Germany according to TA-Luft 2002.

The performance of the oxidation catalyst depends considerably on the flue gas temperature, type and size of the catalyst and the components to be removed.

More than 1000 MW of Wärtsilä power plants are equipped with oxidation catalysts. Typical oxidation catalyst for lean-burn gas engines.

Selective catalytic reduction (SCR)

In areas, which are subject to the stringent control of NOX emissions e.g. due to existing pollution levels, also gas fired engines can be equipped with SCR units for further reduction of NOX emissions. The modern SCR units can reduce NOX emissions to a single digit level with lean-burn gas engines while keeping the slip of residual ammonia in a very low level after the SCR unit. 3-D schema of a SCR system for gas engines.

The SCR technique requires an additional reagent (reducing agent) of appropriate quality. Urea or ammonia is used for this purpose and is injected in aqueous form into the flue gas. Typically solutions of 25 wt-% ammonia or 40 wt-% urea are applied. Urea can be delivered to the site also as granulate and mixed with water on-site.

The primary control of the reducing agent dosing takes place based of the engine operating signals as feed-forward control. The NOX monitoring system is optional for higher reduction rates and includes a process analyzer for NO (or NOX) emissions for the feedback signal in order to fine-tune the dosing rate of reducing agent.

Ultra low emission (ULE) solution

In some areas an efficient multi-component reduction is required. Examples of such cases are areas in the US belonging to "non-attainment" areas for many emission components. Wärtsilä's solution for such cases, especially for bigger power generation units, is the ultra low emission (ULE) system. In the US the main critical parameters related to the use of ULE system are NOX, CO, VOC and organic HAP (hazardous air pollutants), of which one of the most relevant for gas engines is formaldehyde (CH₂O).

The ULE system comprises a selective catalytic reduction (SCR) for NOX emissions and catalytic oxidation for CO and hydrocarbon emissions. Similarly to the normal SCR unit for gas engines the NOX emissions can be lowered to single digit levels but concurrently low levels of CO, unburned compounds and combustion intermediate products can be achieved. The ULE solution consists typically not only of a sophisticated secondary emission control system but includes also thorough optimization of engine operation in different conditions for the control system in order to obtain the best overall performance. 3-D schema of an ULE system for gas engines.

Air Emission Control Diesel engines

Nitrogen oxides (NOX), sulphur dioxide (SO₂) and particulate matter (PM) emissions are the air emissions of the main interest with respect to stationary diesel engines. SO₂ and PM emissions are mainly related to the quality of the fuel oil. Diesel engines in power industry have low carbon monoxide (CO) and hydrocarbon (HC) emissions.

It is generally preferable to apply primary methods for reducing air emissions at the source of formation rather than attempting to remove them from the flue gas. This practice is according to the "integrated pollution prevention and control" approach, which means that one form of pollution is not switched to another one (e.g. gaseous to liquid or solid). One of the principal aims of Wärtsilä's Power Plants business is to maintain a high level of expertise in cleaning methods and to keep in its product range a variety of tested emissions reduction technologies for different market needs.

A product development strategy of Wärtsilä for fuel oil fired power plants is to fulfil the stack emission limits of the World Bank guidelines "Thermal Power – Guidelines for New Plants 1998" for installations in non-degraded airsheds by using dry primary methods. This means practically the use of a suitable fuel oil quality and Low-NOX combustion in the engine. Secondary flue gas treatment methods are available for installations located in polluted areas, subject to more strict national emission limits or when only low grade fuel oils are commercially available. Stack emission limits in the World Bank guidelines for "Thermal Power" applicable for diesel engines in non-degraded airsheds.

There are three applicable methods of reducing NOX emissions in diesel engines. The primary method means minimization of NOX emission formation in the combustion process and it can be done by two methods: dry and wet. The third way is to apply the SCR technique as a secondary method. The other few secondary methods available today are not cost-competitive with SCR or otherwise not suitable for diesel engine applications.

Dry primary methods

The target of dry primary methods in Wärtsilä engine development process is to achieve the best overall emission performance with a good efficiency. The drawback in reducing NOX

emission formation in the combustion process is often an increase of other emissions, such as CO and PM, and also a decrease in the engine efficiency. This tendency is compensated as far as practicable in the Low-NOX combustion process. The main elements of the Low-NOX combustion process of Wärtsilä diesel engines are the following:

Late fuel injection start
High compression ratio
Optimized combustion chamber
Optimized fuel injection rate profile
Early inlet valve closing (Miller concept)
High boost pressure

Wet primary methods

Water has a positive influence on reducing NOX formation by cutting temperature peaks in the combustion process. In certain applications wet primary methods achieve the best overall result because the reduction efficiencies achieved with dry methods are limited when fuel consumption and other emissions are factored in. In the power plants business Wärtsilä considers the most potential wet reduction technologies to be controlled humidification of the combustion air and the use of water-in-fuel emulsions.

Selective Catalytic Reduction (SCR)

Wärtsilä's diesel engine power plants can be equipped with SCR products e.g. if the national regulations or local air pollution levels that required. Catalyst elements with a honeycomb structure are used to ensure a compact structure when running on light or heavy fuel oil with sulphur content below 2%. With lower grade fuel oils, a less dense element structure and efficient dust blowing are required to minimize fouling of the elements.

SCR is an effective method; NOX emissions are typically reduced by 80-90 % by means for SCR techniques. Even up to 95 % reductions are achievable with more sophisticated control and bigger reactors. 3-D schema of a SCR system for diesel engines.

The SCR technique requires an additional reagent (reducing agent) of appropriate quality. Urea or ammonia is used for this purpose and is injected in aqueous form into the flue gas. Typically solutions of 25 wt-% ammonia or 40 wt-% urea are applied. Urea can be delivered to the site also as granulate and mixed with water on-site.

The primary control of the reducing agent dosing takes place based of the engine operating signals as feed-forward control. The NOX monitoring system is optional for higher reduction rates and includes a process analyzer for NO (or NOX) emissions for the feedback signal in order to fine-tune the dosing rate of reducing agent.

Fuel switch to natural gas

Customers might often choose a diesel power plant, which for its first years of operation runs on fuel oil. As natural gas becomes an option, the engines can be converted for operation on natural gas. The conversion provides among other things lower NOX emissions compared to fuel oil fired diesel engines.

Primary methods for PM and SO2 reduction

Because of being mainly fuel related emissions, SO2 and PM emissions can be often controlled by the selection of an appropriate fuel oil quality with respect to its ash and sulphur content. Further these emission components can be reduced by converting the existing diesel engines to gas engines when natural gas becomes an alternative.

Flue Gas Desulphurization (FGD)

Several FGD types are available for the power plant market. The types can be classified based on many factors, such as: wet, dry or semi-dry scrubbers or according to the reagent used. The most feasible methods in stationary engine plants have shown to be wet NaOH FGD in smaller plants and wet CaCO₃ FGD in bigger plants. Both these wet FGD systems are typically capable for removing up to 90 % of the SO₂ emissions. Photos of some typical FGD installations on Wärtsilä power plants.

Wet FGD types consume a lot of process water; as a "rule of thumb" 0,6 – 1,0 m³/MWh (el.) depending on the heat recovery extent. The FGD process water shall fulfil the specifications especially with respect to salts, such as chloride.

The NaOH FGD system is producing wastewater as end-product, which needs to be treated and disposed of in an environmentally sound way. The main end-product of a limestone FGD system is gypsum, of which utilization and disposal shall also be made in an acceptable way. The treatment, disposal or utilization of the FGD by-products should be studied in an early project development stage and be a part of an EA (environmental assessment) study. Wärtsilä can assist the customer by providing typical information about the by-product, which needs to be adapted to the project.

Electrostatic Precipitator (ESP)

A dry ESP unit is meant for reducing particulate matter (PM) emissions when burning high ash fuel oils. No competitive alternative has yet been found to the dry ESP technique for reducing PM emissions of the diesel engines. The ESP technique provides a rigid, low pressure-loss and insensitive method to reduce dry filterable PM emissions.

Typically PM levels of 50 mg/m³ (dry @ 15 % O₂, NTP), or even lower depending on the ESP design and fuel oil quality, can be reached after an ESP in Wärtsilä diesel engine applications fired with HFO. Small amounts of fly ash are produced as end-product. The fly ash should be utilized or disposed of in an environmentally sound way. A typical ESP units in a diesel engine application.

Température des gaz après récupération de chaleur

Après recherche, il semble que l'utilisation de moteur à gaz avec une température de sortie de gaz d'échappements (400°C) plus basse qu'une turbine (500°C) soit particulièrement bien adaptée à la production d'eau chaude.

On trouve des exemples de chaleur récupérés au niveau des gaz d'échappement d'environ 70 % (valeur retenue pour les cogénérations d'hôpitaux ou grands complexes du tertiaire) pour une température des gaz après échangeur de 120°C.

Pour un groupe de 8000 kW_e, avec un Cp moyen des gaz d'échappement de 1.125kJ/kg. K on obtient une Energie totale récupérable à l'échappement de 6300 kW conforme avec les valeurs données par Wartsila.

$$(Q = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T) \quad 15 \times 1.125 \times 375 = 6300$$

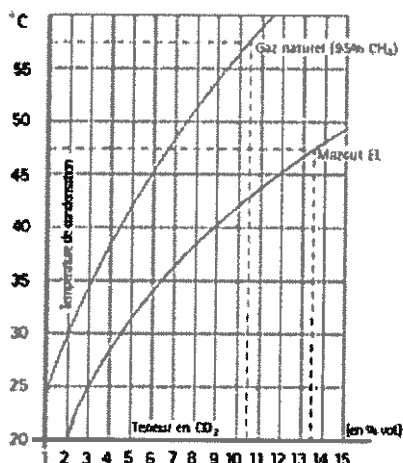
En supposant une valeur des gaz après échangeurs de 120°C on obtient une énergie récupérée de 4300kW

$$15 \times 1.125 \times 255 = 4300$$

Soit un ratio d'énergie récupérée dans l'eau chaude de 65 % (avec η échangeur : 95%)
 $(4300 \times 0.95) / 6300 = 0.65$ (proche des 70% cités précédemment)

Il est conseillé une température après échangeur d'environ 120° C pour les moteurs fonctionnant au gaz et de 200°C pour les moteurs fonctionnant au Diesel. Les limites hautes de température de ces gaz semblent provenir de problème de condensation et de corrosion. Il est possible d'utiliser le même système de condensation que celui utilisé dans les chaudières à condensation. L'eau présente dans les gaz d'échappements sous forme de vapeur peut être condensée et l'on peut ainsi récupérer l'énergie de condensation. L'inconvénient est la formation d'eau qui vient capter les particules ou différents oxydes, notamment les composés soufrés (H₂S, COS) et pose des problèmes de corrosion très important. Les constituants et particules présents à l'échappement des moteurs diesel peuvent expliquer la tolérance plus faible de température à l'échappement.

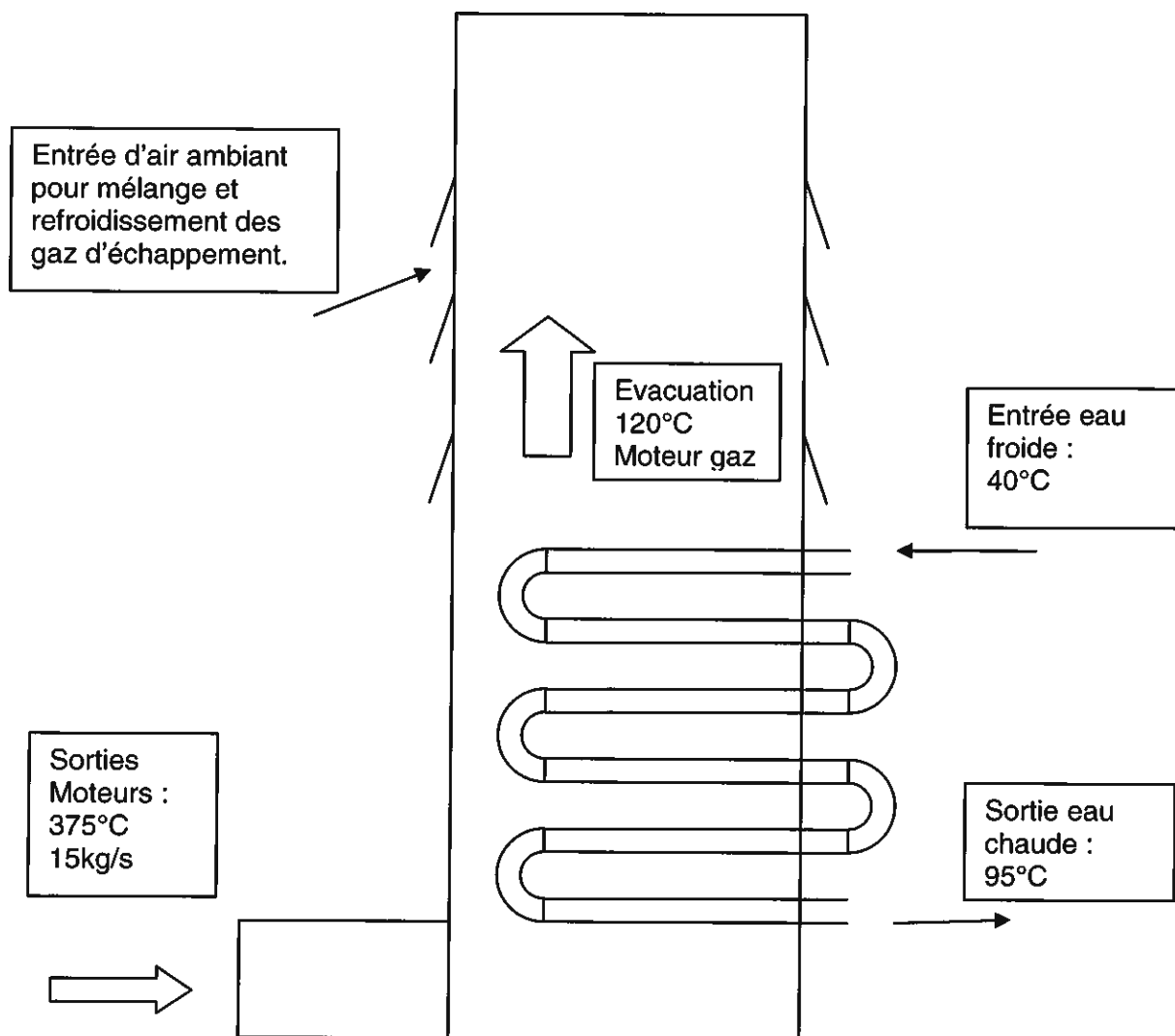
Courbes de rosée des gaz de combustion
 Température de condensation (point de rosée)
 de la vapeur d'eau contenue dans les gaz de combustion



Le schéma ci-contre montre que l'on peut certainement descendre à des températures après échangeur plus faibles que 120°C sans avoir de problèmes de condensation.

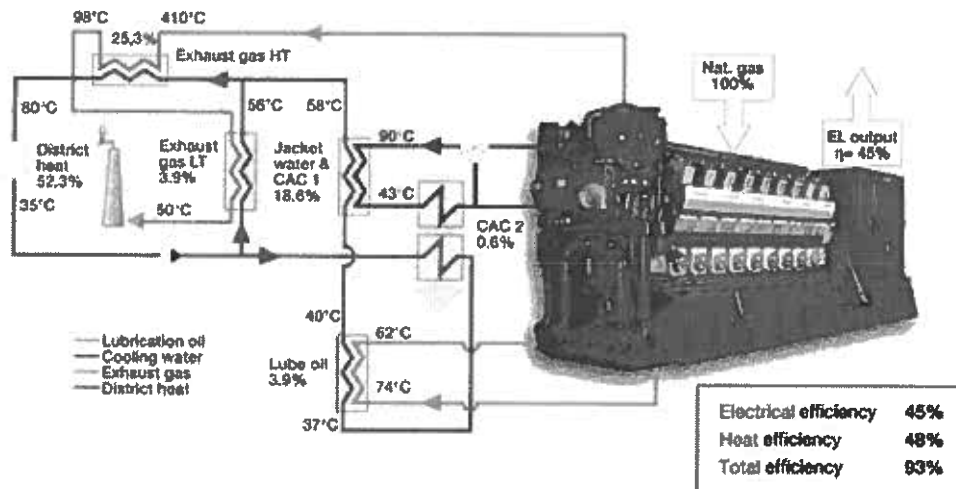
L'utilisation d'un échangeur à condensation à l'échappement permet d'améliorer la récupération d'énergie et de fixer certains polluants. Cependant il devra être étudié et ces

matériaux sélectionnés pour résister à une forte corrosion. Chez Wartsila comme chez Rolls-Royce 2 échangeurs différents peuvent être utilisés, un premier : haute température pour faire baisser la température jusqu'à environ 100°C, un deuxième : à condensation (ou LT) pour obtenir des gaz en sortie de cheminée à 50°C. Chez les 2 vendeurs, le condenser permet de récupérer 1000 kW (pour un moteur d'environ 8MWe) soit un gain de 4 ou 5% de rendement (équivalent à l'énergie récupéré sur le circuit d'huile).



Le schéma ci-dessus représente une installation possible. Dans notre cas, l'utilisation du dernier échangeur de condensation n'est peut être pas nécessaire, on obtiendrait des gaz après échangeur entre 95 et 120°C, Des prises d'air latérales devraient permettre de diluer le flux des gaz d'échappement avec l'air ambiant. Ces artifices simples permettraient de réduire la température en sortie de cheminée.

High grade heat recovery, CHP-plant for district heating



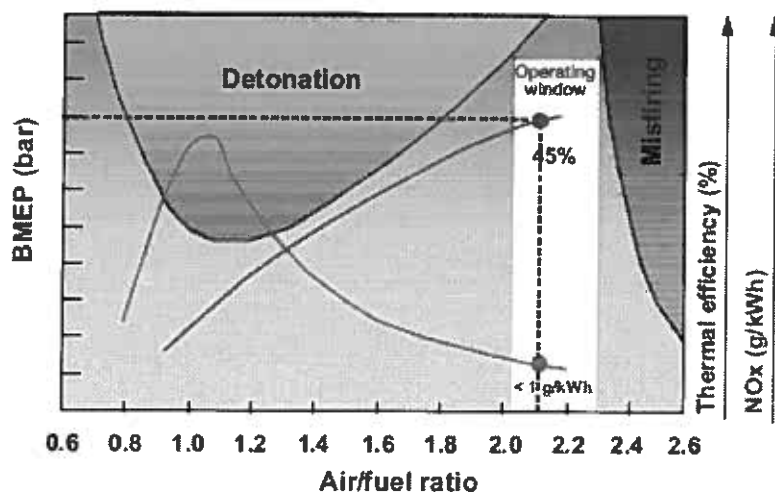
Exemple de récupération de chaleur à haut rendement

Température des gaz d'échappement en fonction de la charge.

Les gaz d'échappements sont constitués en majeure partie d'azote (70%) d'O₂ (10%), de CO₂ (10%) et d'eau (10%)

L'O₂ n'est pas entièrement consommé durant la combustion puisque ces moteurs fonctionnent en mélange pauvre avec 2.1 fois plus d'O₂ que nécessaire en suivant les proportions stoechiométriques.

Un des principaux avantages de ce type de moteur est un bon rendement aussi à charge partielle. Quel que soit la charge le mélange : air fuel est contrôlé et le rendement lui reste toujours proche du rendement max.



Control du Ratio air/fuel

Lorsque la charge diminue, l'injection de fuel diminue donc l'injection d'air aussi. Le rendement étant quasi constant, la température des gaz d'échappement sera quasi constante quel que soit la charge de fonctionnement, par contre le débit des gaz sera proportionnel à la charge. La récupération maximale de chaleur se fera donc à charge maxi. Un fonctionnement de 4 moteurs à charge partielle (75%) pour prévenir une défaillance de l'un d'eux, permettra de produire sensiblement la même puissance thermique que 3 moteurs à 100% de charge. Quelque soit le type de fonctionnement choisi, on obtient une énergie thermique récupérable équivalente, elle est en première approximation égale à l'énergie électrique produite.