

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université M'hamed BOUGARA, Boumerdes
Faculté des Sciences de l'Ingénieur

Ecole Doctorale en Energétique et Développement Durable



Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de Magister

OPTION

Management de Projets Energétiques

**Etude des conditions technico-économiques,
environnementales et réglementaires du développement de
la cogénération et trigénération en Algérie**

Présenté par : Akila KHOUDJA

Soutenu le : 11/07/2010

Examineurs :

Abdelkrim LIAZID	Professeur	ENSET ORAN	Président
Kacem MANSOURI	Professeur	UMBB	Examineur
Madjid HACHEMI	MC (A)	UMBB	Examineur
Mourad BALISTROU	MC (A)	UMBB	Directeur de mémoire

Année Universitaire 2009/2010

Dédicaces

Je dédis ce modeste travail scientifique

A...

Mes très chers parents, sources de toute joie, espoir et savoir

Mon grand frère ma sœur et mes neveux à Blida, Mes sœurs ; Amira et Onna ainsi que mes frères.

*Toute ma famille et surtout mon oncle Aek et mes tantes Bakhta et Samo,
Avec un remerciement spécial, Nawel avec son mari Boualem ainsi que Okba.*

*Tous mes amis pour leur grand soutien aux sombres moments ;
Fatiha, Samo, Assia, Souad, Amel, Farida et Basma avec Med, Abd el rezzaq
et Fateh notre ing. informatique à l'INGM*

*Ainsi, chaque étudiant de l'EDDED exceptionnellement,
et tous ceux qui ont contribué au bon déroulement de cette première promotion*

*Tous mes enseignants à qui je dois chaque marche de dignité et de Conscience
Tous les responsables de l'INGM qui sont très attentifs et modestes à chaque étudiant
Tous ceux qui me sont chers*

Akila

Remerciements

Al hamdou lillah,

Mes remerciements les plus sincères

A...

Mon président de jury, mes deux examinateurs et mon directeur de mémoire pour l'intérêt et le temps qu'ils ont consacré afin d'atteindre l'objectif scientifique tracé.

Tous mes enseignants de l'EDED, algériens, étrangers et tous ceux de l'INGM

D'où, je spécifie, le père spirituel de cette formation Pr Tazerout, mon encadreur et le manager de l'EDED Dr Balistrou, ainsi que notre grand exemple et la main tendue qui nous a généreusement guidé vers le droit chemin

Pr LIAZID.

Pr Mansouri, Dr Hachemi, Dr Mouhammedi, Dr Bachemi, Mr Ghenaïet, Prs Lallamand, Pr Gerante, Pr Andres ... de nous avoir fait part de leur connaissance scientifique aimablement.

Le président du CSF Pr Zerizer, Le département de PG ; Mr Maalem, Mme Bougherssa Mme Yahi et Melle Souad, le département de l'énergétique ; Dr Brachemi et Mme Zakia ainsi que Mme Messaad Qui travaillent attentivement et consciencieusement pour l'intérêt de leurs étudiants.

Pour faire de ce mémoire un document à jour ;

Je dois mes remerciements aux responsables du ministère de l'environnement et de l'aménagement du territoire, je cite le secrétaire général Mr Segheiri.

Mr Si Youcef à qui je n'oublierai jamais les encouragements.

Pour mes stages je remercie encore bien:

Le service des formations, service technique, service énergie et directeur Mr Theveno du service de la maintenance et logistique avec toute son équipe très compétente

Le chef de département technique et maintenance et toute son équipe avec Mr Doukhal au sein de la SNVI de Rouïba

Le PDG, le directeur technique, le sous directeur Mrs Boutebba et Mr Belhoucine ainsi que tous les services ; technique et maintenance, sécurité ... à Alger

Le directeur technique de l'hôpital universitaire Frantz Fanon de Blida

Mr Guessoum et toute son équipe,

Akila

Résumé

Ce mémoire étudie les conditions technico-économique de la cogénération/trigénération suivant la méthodologie développée par le groupe international « le facilitateur des projets énergétiques », elle est la plus utilisée par les bureaux d'études les plus qualifiés car elle consiste à faire un dimensionnement de l'unité de cogénération par sa monotone de chaleur (besoin thermique), afin d'établir un compromis technico-économique par les résultats significatifs du taux d'économie d'énergie primaire, du gain sur les factures d'électricité et du gaz ainsi que le temps de retour des dépenses. Donc, pour mieux cerner le sujet, on a appliqué cette méthodologie en choisissant des cas ayant un besoin électrique entre 1 à 10 MW des différents secteurs d'activité tel que : le tertiaire (centre hospitalier et hôtel Aurassi), l'industrie (société nationale de véhicule industriel) et l'aéroport d'Alger, sans négliger l'intérêt du calcul environnemental pour déduire la quantité de CO₂ réduite.

Finalement, bien que le cadre législatif algérien opte pour les systèmes de production d'énergie par cogénération dans sa **loi 02-01**, cette dernière reste insuffisante et manque de précisions sur tous les niveaux d'application de ses démarches.

Abstract

This memory studies the technico-economical conditions of the cogeneration/trigénération, according to the methodology developed by the international group "the facilitator of the energy projects" and which is used by the most qualified engineering and design departments. It consists in making a dimensioning of the engine of the unit by the heat monotonous (thermal require), in order to establish a technico-economic compromise by the significant results of the rate of primary energy saving, profit on the invoice of electricity and gas as well as the time of return of the expenditure. Therefore, for better determining the subject, we applied this methodology, and chose cases of an electric consumer between 1 to 10 Mw of different branches such as: the tertiary sector (hospital complex and Aurassi hotel), industry (national company of industrial vehicle) and the airport of Algiers, without neglecting the interest of environmental calculation to deduct the quantity of CO₂ reduced.

Finally, in spite of the Algerian legislative framework the systems of energy production by cogeneration in its law n° 02-01 stay not enough and await for more explications in every steps of its application.

ملخص:

ندرس في هذه المذكرة الشروط التقنية الاقتصادية لتكنولوجيا التوليد الثنائي أو الثلاثي للطاقة، تبعا للمنهجية التي طورتها المجموعة الدولية للمسهل للمشاريع الطاقوية و المتبعة من طرف أهم المكاتب المعتمدة، فإنها تقوم بحساب استطاعة المحرك اعتمادا على المنحنى البياني المتزايد (الحاجة إلى الحرارة) ، من أجل إيجاد القيمة المثلى لنتائج الشروط التقنية الاقتصادية عن طريق النتائج ذوات الدلالة، لا سيما: نسبة الطاقة الأولية المقتصدة، الفائدة من فاتورة الكهرباء و الغاز مع مدة استرجاع مبلغ الاستثمار، و من أجل الإحاطة التامة بالموضوع قمنا باختيار الحالات التي تكون فيها الاستطاعة الكهربائية تتراوح بين 1 إلى 10 ميغاوات في مختلف ميادين النشاطات الوطنية، كميدان النشاط عدى الصناعة و الزراعة (وحدة مستشفى البلدية، فندق الأوراسي) ، الميدان الصناعي (الشركة الوطنية للسيارات الصناعية) و مطار الجزائر الدولي، ذلك دون إهمال جانب المحافظة على المحيط لإنقاص كمية غاز ثاني أكسيد الكربون المنبعثة.

و أخيرا، رغم أن القوانين التشريعية الجزائرية تشجع نظام التوليد الثنائي للطاقة لا أنها تبقى تحتاج إلى توضيحات أكثر في كل مراحل تطبيقها.

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1 Réserves énergétiques estimées : fin 2007, en Gm ³	2
Figure 1.2 Production et consommation : commercialisées en 2007, en Gm ³	3
Figure 1.3 Consommation 2005, Répartition par continent	3
Figure 1.4 Consommation 2005, Répartition par secteur d'activité.....	3
Figure 1.5 Emissions de CO2 par secteur d'activité.....	9
Figure 1.6 Emission de CO2 du secteur de l'énergie	9
Figure 3.1 Récupération de chaleur sur un moteur à gaz	24
Figure 3.2 Cogénération par turbine à gaz	26
Figure 3.3 Cogénération par turbine à vapeur	28
Figure 3.4 Cycle combiné	29
Figure 3.5 Système de trigénération à moteur à gaz.....	30
Figure 3.6 Exemple de comparaison entre les rendements du système séparé et ceux de la trigénération.....	31
Figure 4.1 Exemple de pré-dimensionnement de la puissance optimale par une monotone de chaleur.....	35
Figure 4.2 La methodologie suivit pour l'étude de faisabilité du projet de la cogénération.....	36
Figure 4.3 Les axes principaux de l'étude technico-économique	39
Figure 4.4 Structure du parc de production d'électricité.....	42
Figure 5-1: consommation annuelle des trois compteurs du GN.....	45
Figure 5-2: consommation d'une journée type d'hiver des trois compteurs du GN	45
Figure 5-3: Températures annuelles moyennes des 20 ans passées.....	45
Figure 5-4: La monotone de chaleur	48
Figure 5-5: Puissances de fonctionnement de l'unité de cogénération	49
Figure 5-6: Consommation horaire de l'unité de cogénération	49

Figure 5-7: Consommation électrique suivant les heures critiques.....	50
Figure 5-8: comparaison de la puissance optimale avec le besoin en chaleur	50
Figure 5-9: La puissance demandée de la SNVI	54
Figure 5-10: Puissance annuelle produite par la chaudière.....	54
Figure 5-11: La monotone de chaleur	55
Figure 5-12: Les heures de fonctionnement de la consommation durant l'année	55
Figure 5-13: Les puissances produites durant l'année de consommation	55
Figure 5-14: Part de satisfaction de la production du moteur aux besoins en GN	58
Figure 5-15: Part de satisfaction de la production du moteur aux besoins en électricité	58
Figure 5-16: Part de satisfaction du profil type	58
Figure 5-17: Températures moyennes des 20 ans	60
Figure 5-18: Besoin annuel en froid	60
Figure 5-19: Puissance du besoin en chauffage	61
Figure 5-20: Consommation annuelle en chauffage	61
Figure 5-21: Consommation annuelle totale du GN	62
Figure 5-22: profil de consommation électrique suivant le tarif des horaires	62
Figure 5-23: La monotone de chaleur	63
Figure 5-24: Puissances de fonctionnement annuel	63
Figure 5-25: Les heures de fonctionnement de l'unité de cogénération	63
Figure 5-26: Production du moteur suivant le besoin annuel	66
Figure 5-27: production électrique du moteur suivant la consommation annuelle	66
Figure 5-28: Consommation annuelle de GN du 2008 de l'aéroport	68
Figure 5-29: Puissances électriques maximales atteintes du 2008	69
Figure 5-30: La monotone de chaleur de l'aéroport	69
Figure 5-31: Les heures de fonctionnement de l'unité de cogénération de l'aéroport	70
Figure 5-32: Puissances de fonctionnement annuel de l'aéroport	70
Figure 5-33: Production thermique du moteur suivant le besoin annuel	72
Figure 5-34: production électrique du moteur suivant la consommation annuelle	72

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1 Les émissions annuelles de GES...	4
Tableau 1.2 Le marché algérien des produits pétroliers (2007)	11
Tableau 3.1 caractéristiques d'un moteur à gaz	26
Tableau 3.2 caractéristiques d'une turbine à gaz	27
Tableau 3.3 Caractéristiques d'une turbine à vapeur	28
Tableau 4.1 Les 06 profils types de consommation de chaleur	34
Tableau 4.2 Éléments de présentation de l'entreprise	37
Tableau 4.3 Eléments de présentation des équipements techniques de l'entreprise	37
Tableau 4.4 Les données des consommations énergétiques de l'entreprise	38
Tableau 4.5 Les données des rejets des énergies consommées par l'entreprise.....	38
Cas de l'Hôpital	
Tableau 5.1 Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement.....	51
Tableau 5.2 Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité	51
Tableau 5.3 Récapitulation des résultats de la faisabilité du projet de cogénération	52
Cas de la SNVI	
Tableau 5.4 Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement.....	56
Tableau 5.5 Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité	56
Tableau 5.6 Récapitulation des résultats de la faisabilité du projet de cogénération	57
Cas de l'Hôtel Aurassi	
Tableau 5.7 Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement	64
Tableau 5.8 Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité	64
Tableau 5.9 Récapitulation des résultats de la faisabilité du projet de cogénération	65
Cas de l'Aéroport d'Alger	
Tableau 5.10 Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement.....	70
Tableau 5.12 Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité	71
Tableau 5.11 Récapitulation des résultats de la faisabilité du projet de cogénération	71

SOMMAIRE

	Page
Introduction Générale	1
Chapitre 1	
Contexte énergétique et environnemental, international et algérien	
1.1. Enjeux énergétiques et environnementaux dans le monde	2
1.1.1. Réserves énergétiques estimées	2
1.1.2. Production et consommation.....	3
1.1.3. Electricité.....	3
1.1.4. Les gaz à effet de serre.....	4
1.2 Contexte et situation en Algérie.....	5
1.2.1 Etat énergétique algérien.....	6
1.2.1.1. Production des hydrocarbures	6
1.2.1.2. Exportation des hydrocarbures	6
1.2.1.3. Consommation de produits pétrolier	6
1.2.1.4. Energies renouvelables	7
1.2.1.5. Distribution d'énergie en Algérie.....	8
1.2.2. Emission de GES en Algérie.....	9
1.2.3. Changements climatiques et Prospectives environnementales en Algérie.....	9
1.2.3.1. Changement climatique	9
1.2.3.2. Engagement de l'Algérie	9

Chapitre 2

Etude Bibliographique

Introduction.....	11
2.1. Technique	12
2.2. Economique.....	15
2.3. Environnemental	17
2.4. Réglementaire	18
1- Un dispositif fiscal favorable.....	18
2- Une obligation d'achat pour EDF d'acheter l'électricité des cogénérateurs	18
3- Les conditions d'achat de l'électricité produite par cogénération par EDF	18
2.5. Méthodologique	19

Chapitre 3

Systeme de production des énergies combinées chaleur-force

3.1. Cogénération, Principe de fonctionnement	23
3.1.1. Génération thermique.....	23
3.2. Technique de cogénération.....	24
3.2.1. Cogénération par moteur	24
3.2.2. Cogénération par turbine à gaz	25
3.2.3. Cogénération par turbine à vapeur.....	27
3.2.4. Cycle combiné	28
3.3. Trigénération, Principe de fonctionnement	28
3.3.1. La trigénération offre deux types de technologies	30
3.4. Avantage de la cogénération et la trigénération	30

Chapitre 4

Méthodologie de l'étude de faisabilité d'une installation de cogénération


4.1. Démarche de dimensionnement de système de cogénération	31
4.1.1. Méthodologie adoptée	32
4.1.2. Présentation de l'état initial	35
4.1.3. Présentation de l'entreprise	36
4.1.4. Combustible et énergie.....	36
4.1.5. Besoin en énergie	37
4.1.6. Production : énergie produite et effluents	37
4.2. Etude technico-économique et environnementale	37
4.2.1. Bilan énergétique.....	38
4.2.2. Bilan économique et financier	38
4.2.2.1. Gain sur les factures d'électricité et du gaz.....	38
4.2.2.2. Gain par les primes de production	39
4.2.2.3. Les dépenses en combustible.....	39
4.2.2.4. Les dépenses d'entretien.....	39
4.2.2.5. Estimation du montant d'investissement net	39
4.2.2.6. Calcul de la rentabilité	40
4.2.3. Bilan environnemental.....	40
4.2.4. Organigramme de la méthodologie de l'étude de rentabilité.....	41
4.3. Contexte réglementaire et législative de la cogénération en Algérie	42
4.3.1. Technologie de production d'énergie électrique en Algérie	42

4.3.1. 1. Parc existant.....	42
4.3.2. Législation algérienne pour la création d'une installation de production d'énergie.....	43
4.3.2. 1. Technologies de production centralisée retenues	43
a) Perspectives du travail d'élaboration des textes d'application de la <u>loi 02-01</u>	43
b) Accès aux réseaux	43
c) Comment se raccorder au réseau?.....	44
d) Les droits des producteurs sous le régime spécial.....	45
e) Les obligations des producteurs sous le régime spécial ?.....	45
4.4. Paramètres à prendre en considération	45

Chapitre 5

Etude de cas

5 .1. Cas de l'hôpital Frantz Fanon de Blida	46
5 .1.1. Récapitulation des résultats	52
5.2. Cas de la société nationale de Véhicule Industrielle (SNVI) de Rouïba	54
5 .2.1. Récapitulation des résultats	57
5.3. Cas de l'hôtel Aurassi d'Alger	60
5 .3.1. Récapitulation des résultats	64
5.4. Cas de l'aéroport d'Alger à Dar El Beidha	67
5 .4.1. Récapitulation des résultats	70
5.5 Récapitulation générale et comparaison	74



5.6. Perspective et préconisation pour le contexte algérien	73
5.6.1. la gestion des ressources énergétiques	73
5.6.2. Préconisations et réflexions pour le contexte algérien.....	74
Conclusion	76
Références bibliographiques	
Annexes	

Nomenclature

Acronymes :

CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

COPEG : Commission Opérationnelle de Production d'Électricité et du Gaz

WETO: World Energy, Technology and Climate Policy Outlook

GRTG : Gestion Réglementaire de Transport de Gaz

GRTE : Gestion Réglementaire de Transport de l'Electricité

GIEC : Organisme intergouvernemental sur l'évolution du climat

ONU : Organisation des Nations Unis

SNE: Stratégie Environnementale Nationale

PNAEDD: le Plan National d'Actions pour l'Environnement et le Développement Durable

FEDEP: le Fonds National de l'Environnement et de Dépollution

EDF: Office national française (Electricité De France)

SGSIA: Société de Gestion des Services et Infrastructures Aéroportuaires.

GSA: Gestion des Services Aéroportuaire

ENNA : entreprise de gestion des consommations énergétiques de l'aéroport d'Alger

COP : Coefficient de performance

CREU : Coût de Revient Economique Unitaire

DMD : Débit de gaz maximal demandé

EEC02 : Emissions de CO2 Evitées

GES : Gaz à Effet de Serre

MDA : Million de Dinars Algérien

PMD : Puissance électrique maximale mise à disposition

PMA : Puissance électrique maximale atteinte

REE : Rendement Electrique Equivalent

TCO₂ ER: Emissions réduites de CO2 par trigénération

TRI : Taux de Rentabilité Interne

TRS : Temps de Récupération Simple

URA : Unité de Réfrigération à Absorption

URC : Unité de Réfrigération à compression

CCHP: Cycle Combiné d'énergie et de chaleur

COP : Coefficient de performance de l'unité de réfrigération par ab/adsorption

COPc : Coefficient de performance de l'unité de réfrigération par compression

PHR : Ration de la valeur moyenne de la puissance de chauffe

BNc : Besoin net en chaleur

$Q_{\text{non.cogé}}$: L'énergie utilisée pour la chaleur pas en cogénération (cuisson, pertes thermiques)

Q : Consommation annuelle de la facture du combustible, tout se qui ne sert pas à produire l'eau chaude, la vapeur ou la cuisson.

P_{Qcogen} : Puissance thermique de l'unité de cogénération

$Part_{cogen}$: Consommation maximale de chaleur assurée par l'unité de cogénération

U_Q : Le nombre d'heures durant lesquelles l'unité de cogénération devrait fonctionner à régime nominal pour produire les besoins nets de chaleur (BNc)

Q_f : Puissance thermique fournie au réfrigérateur à absorption

P : La quantité d'énergie primaire consommée en production combinée pour satisfaire les besoins de chaleur (Q), d'électricité (E) et de froid (Pf)

P' : La quantité d'énergie primaire consommée en production séparée pour satisfaire les besoins de chaleur (Q), d'électricité (E) et de froid (Pf)

N : est tout le nombre de périodes de temps examinées i

i : périodes de temps examinées

Indices :

E : Electricité

Q : Chaleur

F : combustible

Lettres grecques :

η_E : Rendement Electrique

η_t : Rendement Thermique

η_C : Rendement Frigorifique

$\eta_{t,SP}$: Rendement de la chaudière classique

λ : la fraction de chaleur cogénérée utilisée pour produire le froid

μ_{CO_2} : Facteur d'émission de CO2 (g/KWh).

η_Q, η_E : les rendements thermique / électrique de la chaudière / centrale de référence.

α_Q, α_E : les rendements thermique et électrique du groupe de cogénération



Introduction générale

Introduction

L'homme a d'ores et déjà influé sur le climat. Cela peut être une remise en cause de notre mode de vie dans lequel nous vivons depuis 1800... Sur la question énergétique, les deux seules alternatives réellement développées sont le pétrole et le nucléaire. Il faut faire un choix rapidement et développer d'autres alternatives, dans le renouvelable par exemple. Et que surtout, chacun prenne conscience de ce problème majeur et réagit dans son comportement quotidien par les principes de la maîtrise d'énergie et du développement durable...

Généralement, tout établissement ou industrie produit sa chaleur avec une chaudière à combustible fossile et achète son électricité du réseau. Pourtant, il est possible, et souvent avantageux, de produire simultanément une partie de ses besoins de chaleur et d'électricité par une unité de cogénération qui est de plus en plus adoptée dans les pays de l'Europe surtout.

Pour savoir si une installation de cogénération est la technologie la plus rentable pour la production d'énergies d'un établissement quelconque, il est nécessaire de réaliser ce qu'on appelle couramment une étude de préfaisabilité d'une cogénération.

Vu les importantes sommes financières qui seront en jeu, il est primordial que cette étude soit réalisée dans les règles de l'art afin de fournir au gestionnaire de l'établissement étudié des résultats technico-économique chiffrés et fiables en y ajoutant une analyse environnementale et réglementaire, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier en connaissance de cause [37]¹.

Ce présent rapport fait objet d'une méthodologie de l'étude technico-économique, réglementaire et environnemental d'une cogénération ou trigénération dans différents secteurs d'activité en Algérie (Hôpital, Hôtel, Industrie et un aéroport) dont leur consommation électrique se situe entre 1 et 10 MWe.

Ainsi, ce document comprendra la situation énergétique et environnementale du pays, la bibliographie de la production d'énergie par les systèmes combinés avec la méthodologie d'application, suivie de l'analyse et la synthèse des résultats sur quatre exemples différents dans le contexte algérien pour arriver aux résultats de la rentabilité sur les principaux axes de l'analyse ce qui permettra de prendre une décision sur la faisabilité de chaque projet. Et conclure avec des propositions et des préconisations pour le futur.



Chapitre 1

Contexte énergétique et environnemental, international et algérien

D'ici les 50 prochaines années, la population mondiale pourrait atteindre 8 à 10 milliards d'individus (contre 6 milliards actuellement) avec une consommation énergétique mondiale 2 à 3 fois supérieure à celle que nous connaissons aujourd'hui et le tableau de l'annexe 1.1 présente les prévisions mondiales dans le domaine de l'énergie du rapport WETO.

1.1 Enjeux énergétiques et environnementaux dans le monde

1.1.1 Réserves énergétiques estimées : fin 2007, en Gm³ [57].

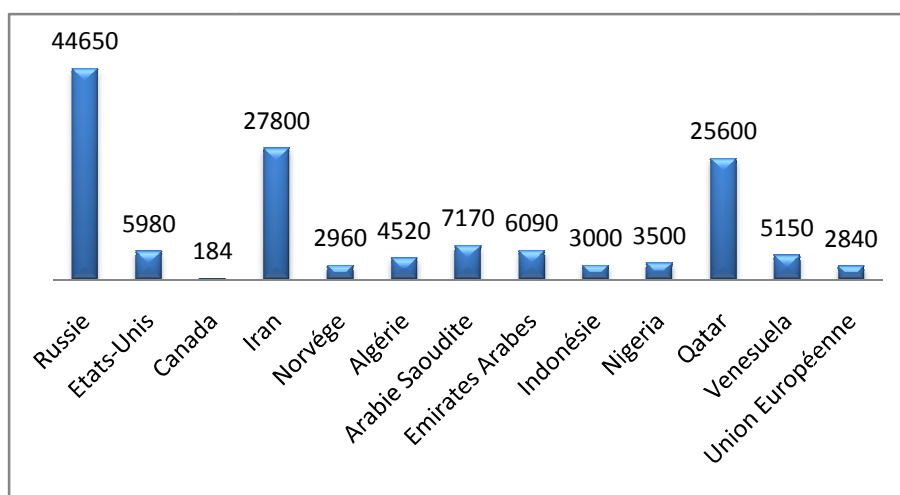


Figure 0-1: Réserves énergétiques estimées : fin 2007, en Gm³

- Les réserves de gaz naturel représentent 60,3 années de consommation au rythme actuel, 41,6 années pour le pétrole, Charbon 200 ans, Uranium, environ 100 ans
- 28 % des réserves mondiales sont situées sous la mer (offshore), 70 % des réserves de l'Europe occidentale.
- 64 % des réserves sont contrôlées par des sociétés étatiques, 36 % par des sociétés privées.
- Origines du gaz, en Europe, en 2006 : production locale : 54 %, Russie : 26 %, Algérie : 11 %, Nigéria : 2,7 %, Egypte : 1,6 %, Libye : 1,6 %.

1.1.2 Production et consommation : commercialisées en 2007, en Gm³ [57]

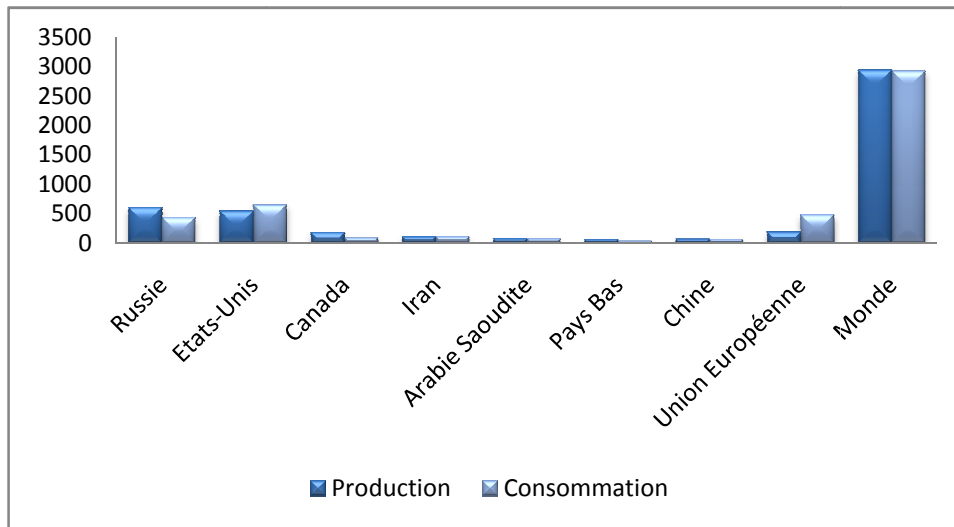
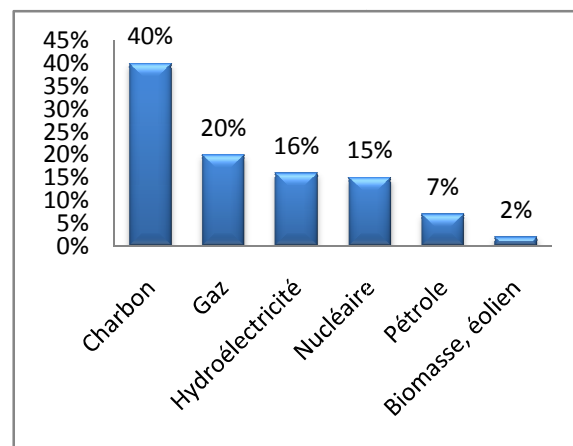
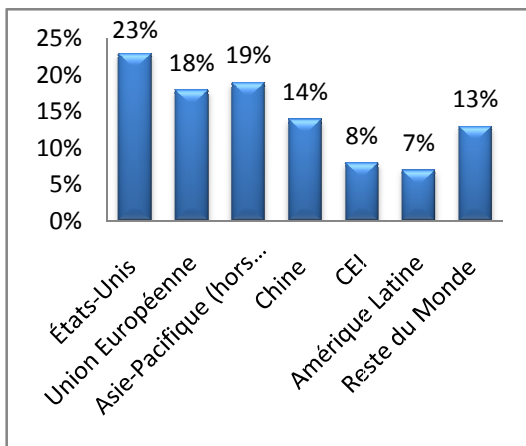


Figure 0-2: Production et consommation : commercialisées en 2007, en Gm³



1.1.3 Electricité: consommation en 2005 est de 18 140 TWh (tera watts heure) [57].

Figure 0-3: Consommation 2005, Répartition par continent

Figure 1-4: Consommation 2005, Répartition par secteur d'activité

-En 2006, en France, 34,2 TWh de gaz naturel et 10,5 TWh de gaz industriels ont été consommés dans des centrales électriques. En 2003, 19,4 % de la production mondiale d'électricité est réalisée à l'aide gaz naturel soit 3 225 TWh.

1.1.4 Les gaz a effet de serre :

Pour la concentration en CO₂, on table dans les modèles sans politique volontariste de 500 ppm (partie par million ; c'est le nombre de molécule de CO₂ pour un million de particules) pour les simulations les plus optimistes à 1000 ppm pour les plus probables. Nous sommes actuellement à 330 ppm, le taux de CO₂ pourrait donc être 3 fois plus fort qu'aujourd'hui !

Pour la température, on estime une augmentation de 1,5°C à 6°C selon les modèles et l'évolution des facteurs pris en compte. Cela peut sembler assez peu, mais le très chaud été 2003 (15 000 morts, rappelons le) n'était que de 4°C au-dessus de la moyenne. Or, 4° est une augmentation possible d'ici la fin du siècle...

Enfin, pour la hausse du niveau de la mer, on s'attend à une élévation de 50 cm, ce qui causera la submersion de nombreux îlots et archipels.

Pour le méthane, sa teneur actuelle dans l'atmosphère est de 1,72 ppmv (4 900 millions de tonne), l'accroissement annuel est de 0,9 %, soit 44 millions de tonne.

Les émissions annuelles sont de l'ordre de 400 millions de tonne, en provenance principalement de la décomposition de matières organiques en milieu anaérobie. Origines des émissions : en millions de t/an :

Tableau 0-1: Les émissions annuelles de GES

Rizières	50 à 150	Feux de végétation	20 à 80
Zones humides naturelles	50 à 150	Déchets industriels et urbains	30 à 70
Digestion des animaux	65 à 90	Mines de charbon	10 à 50
Insectes (termites...)	10 à 30	Exploitation du gaz naturel	25 à 50

Sachant que les hôpitaux et l'industrie produisent chaque année **5 000 tonnes** de déchets radioactifs ayant une durée de vie inférieure à 30 ans (Comité Français du Butane et du Propane).

1.2 Contexte et situation en Algérie

L'Algérie est un pays nord africain d'une superficie de 2 381 741 km² pour 33,8 millions d'habitants dont 90% sont répartis sur 10% du territoire.

La partie saharienne qui couvre plus de 80% de la superficie de l'Algérie soit environ 2 millions de km². Un climat méditerranéen couvre le Nord, tandis qu'un climat désertique règne sur le Sud. Durant l'été, les mois les plus chauds sont juillet et août.

Terres cultivées : 3 %

Terres inexploitées : 13 %

Forêts : 2 %

C'est un pays assez riche en ressources naturelles et humaines et économiquement il est en voie de développement (voir annexe 1.3).



❖ Réseau routier de l'Algérie :

Même si quelques régions algériennes demeurent encore isolées en raison de l'absence d'infrastructure routière, le [réseau routier](#) algérien demeure le plus dense du continent africain, sa longueur est estimée à 108 302 km de routes (dont 76 028 km goudronnées) et plus de 3 756 ouvrages d'art. Le réseau ferroviaire est quant à lui estimé à 4 200 km, il connaît depuis peu une électrification au niveau de certains tronçons, ce qui doit conduire incessamment à l'installation de trains à grande vitesse qui devraient relier les villes les plus importantes du pays. Pour l'activité portuaire, elle est principalement dominée par les exportations d'hydrocarbures. Le premier port d'Algérie est de loin le *port d'Arzew*, par lequel transite la plus grande part des exportations de pétrole brut d'Algérie, et avec un trafic annuel de 40 millions de tonnes de cargaisons. L'Algérie compte 35 [aéroports](#), dont 13 internationaux. Le plus important est l'[Aéroport d'Alger](#) avec une capacité, depuis 2006, de 6 millions de passagers par an.

1.2.1 État énergétique algérien :

En dépit de ses potentialités très prometteuses, notre territoire reste encore sous exploré avec **9 puits/10.000 Km²**, alors que la moyenne mondiale est de **100 puits/10.000 Km²**.

1.2.1.1 Production des hydrocarbures

La production totale d'énergie primaire commerciale est passée de 152 millions de TEP en 2000 à 174 millions de TEP en 2006, soit une hausse moyenne de près de 3%. La production pétrolière a atteint environ 1,4 million de barils/jour en 2006 contre 890 000 bbl/jour en 2000 soit une croissance de 57%.

La structure de la production d'énergie primaire, constituée de 87% de produits liquides (pétrole et condensât) en 1980 a considérablement évolué au profit du gaz naturel qui représente presque 50% en 2006 [56].

1.2.1.2 Exportation des hydrocarbures

La nouvelle politique énergétique de l'Algérie a permis à la Sonatrach de consolider, durant ces dernières années la promotion et le développement des échanges énergétiques extérieurs à travers des réservations de capacité dans des terminaux étrangers (USA, Angleterre et France). Cette action permet à l'entreprise un accès et un renforcement de ses parts de marché dans ces régions.

Le volume global des exportations est passé de 124 MTEP en 2000 à 140 MTEP en 2006, reflétant ainsi une évolution de 13%. La valeur des exportations durant la période 2000-2006 a atteint 213 milliards de dollars US dont près de 54 milliards réalisés durant l'année 2006.

Les perspectives à moyen terme (2006-2011) du secteur prévoient, globalement, une relance de la production du pétrole et du gaz, une augmentation significative de nos exportations d'hydrocarbure, notamment de pétrole brut, de gaz naturel et de GNL et une relance de l'industrie pétrochimique de base avec le lancement de plusieurs projets en partenariat.

1.2.1.3 Consommation de produits pétroliers

Tableau 0-2: Le marché algérien des produits pétroliers (2007)

Essences	2,06 millions tonnes environ, dont 214 843 tonnes pour l'essence sans plomb
Gasoil	6,74 millions de tonnes
GPL carburant	330 940 tonnes
Aviation et marine	721 149 tonnes
GPL à usage combustible	Gaz butane conditionné : 1,35 millions de tonnes
	Gaz propane: 145 925 tonnes
Produits spéciaux à base de produits pétroliers	23 682 tonnes

Quand à la consommation d'énergie par branche industrielle, le secteur des matériaux de construction se réserve 46 % du total, et le suit les secteurs de chimie, des hydrocarbures et de l'énergie, voir annexe 1.4.

1.2.1.4 Energies renouvelables :

- *Potentiel solaire*

La durée d'insolation sur la quasi totalité du territoire national dépasse les **2000 heures annuellement** et peut atteindre les **3900 heures** (hauts plateaux et Sahara). L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m^2 est de l'ordre de **5 KWh** sur la majeure partie du territoire national, soit près de **1700KWh/m²/an** au Nord et **2263 KWh/m²/an** au Sud du pays. Ce gisement solaire dépasse les **5 milliards de GWh**.

- *Potentiel géothermique*

Plus de **200 sources** chaudes sont répertoriées dans la partie nord du pays. Environ un tiers d'entre elles ont des températures supérieures à **45°C**. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre **118°C** à Biskra et **98°C** à Hammam Maskhoutaine (W. Guelma).

- *Potentiel des forêts*

Le Pest évalué à environ **37 Mtep**, dont 10% est récupérable. Il faut y ajouter, **5 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles** qui ne sont pas recyclés et qui représentent un gisement de l'ordre de **1.33 Mtep/an**.

- *Potentiel éolien*

L'Algérie a un régime de vent modéré (**2 à 6 m/s**). Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux.

- *Potentiel hydroélectrique*

La pluviométrie en Algérie est estimée à **65 milliards de m³**, dont peu est d'un réel profit pour le pays. Et ce pour de nombreuses raisons: nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation et évacuation rapide vers la mer. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de **25 milliards de m³**, dont environ **2/3** pour les ressources en surface. Il existe **103 sites de barrages** de par le territoire dont plus de **50 barrages actuellement en exploitation**.

- *Nucléaire*

L'Algérie espère utiliser ses ressources en uranium pour développer une énergie nucléaire au cours des quinze prochaines années. Et cela pour : le dessalement de l'eau de mer, l'industrie, l'agriculture, la médecine et, surtout, la génération électrique nucléaire".

Elle dispose de ressources en uranium raisonnables du même type de gisement que celui que l'on trouve au Canada, géologiquement exceptionnelles du fait de leur composition et de leur tonnage. D'où près de 30 000 tonnes d'uranium, réparties dans quatre gisements situés au sud de la région de Tamanrasset.

Sachant que l'Algérie, qui dispose de réacteurs nucléaires à Alger et Ain-Oussera, espère utiliser ces installations pour développer l'énergie nucléaire, en particulier pour ses besoins en électricité.

1.2.1.5 Distribution d'énergie en Algérie

❖ Distribution d'électricité

Le système électrique national est constitué d'un réseau interconnecté qui couvre le Nord et une partie du Sud du pays et comprenant :

- le réseau de transport interconnecté auquel sont raccordés les centrales de production et les principaux clients industriels ;

- des réseaux de distribution desservent le reste de la clientèle (ménages, services, PME/PMI) de vingt cinq réseaux isolés, alimentés par des turbines à gaz (Adrar, Illizi, In Salah) ou par des groupes diesel desservant les villes du Sud, à travers des réseaux de distribution. Il est à signaler que le réseau de transport issu de la centrale d'Adrar est en cours de développement vers la région d'In Salah.

La longueur totale du réseau de transport, géré par le GRTE, s'élève à près de 16 965 km en 2006, toutes tensions confondues (de 60 à 400 kV).

Les ventes d'électricité s'élèvent à 28 615 GWh en 2006, en hausse de 4,7% par rapport à 2005.

❖ Distribution de Gaz Naturel

La SONATRACH fournit tout le gaz naturel consommé sur le marché national. Le gaz est acheminé d'une part aux clients raccordés directement sur le réseau de Sonatrach (unités situées dans les zones industrielles d'Arzew et Skikda) et d'autre part, aux centrales électriques, clients éligibles et distributeurs à travers le réseau de transport du gestionnaire unique Sonelgaz GRTG et aux clients desservis par les distributeurs à travers les réseaux de distribution.

La consistance de ces réseaux à fin 2006 est de 6 656 km pour le réseau de transport du GRTG, soit une évolution de 9,1% par rapport à 2005.

Les Ventes globales ont enregistré une hausse de 6,0 % par rapport à l'année 2005 passant de 55 208 Mth en 2005 à 58 541 en 2006.

Les caractéristiques (composition) du gisement de gaz naturel algérien sont données en (annexe 1.5).

1.2.2 Emissions de GES en Algérie [56]

Emissions de CO₂ en tonnes par habitants : **2,94 t (2000), 2,57 t (2005)**

Consommation d'énergie par habitant (tonnes équivalent pétrole) : **0,985 tep (2002)**

Sachant que la teneur en CO₂ de certains champs est comme suit :

- **Hassi R'mel: 0,2 %**
- **Adrar: 4,19 %**
- **In Amenas: 3,52 %**

1.2.3 Changements climatiques et Prospectives environnementales en Algérie

1.2.3.1 Changements climatiques

Le Protocole de Kyoto et la Convention de l'ONU sur les changements climatiques sont les seuls outils multilatéraux opérationnels pour contrer la surchauffe de la planète.

Un expert intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), soutient par des études faites qu'il faut s'attendre à l'accentuation des phénomènes des déséquilibres météorologiques, qui seront de plus en plus violents et dangereux. Pour ce qui est de l'Algérie, « il faut s'attendre à une réduction de l'ordre de 20% en termes de précipitation dans les prochaines années », a-t-il précisé [56].

Conformément à la convention internationale sur les changements climatiques que l'Algérie a ratifiée en 1993, l'Algérie a finalisé sa stratégie nationale et son plan d'action pour la réduction des gaz à effet de serre. La communication nationale initiale a été présentée par l'Algérie à la Conférence des Parties qui s'est déroulée à Marrakech en 2001.

1.2.3.2 Engagements de l'Algérie

(Naissance d'une véritable politique environnementale)

Face à la situation critique atteinte en matière d'environnement, les pouvoirs publics ont élaboré une Stratégie Environnementale Nationale (SNE), impliquant l'élaboration de politiques publiques efficaces, le renforcement du cadre législatif et réglementaire, la gestion durable des ressources naturelles, et l'amélioration du cadre de vie des citoyens. Le secteur de l'environnement connaît actuellement des mutations à travers notamment le renforcement du cadre institutionnel et juridique :

- ✓ **Sur le plan de la politique environnementale**, le Plan National d'Actions pour l'Environnement et le Développement Durable (PNAEDD) fixe les différents programmes environnementaux du pays pour 2001-2010.
- Ces politiques sont appuyées par le Fonds National de l'Environnement et de Dépollution (FEDEP) alimenté notamment par la nouvelle fiscalité écologique basée sur le principe du pollueur payeur. Le FEDEP intervient pour aider les entreprises industrielles à réduire ou à éliminer leurs pollutions, pour financer les études réalisées par des bureaux d'études nationaux

ou étrangers, et pour encourager les projets d'investissements intégrant des technologies propres. D'autres outils financiers ont été mis en place dont le Fonds National pour la protection du Littoral et des Zones côtières, le Fonds de lutte contre la désertification etc.

✓ **Sur le plan législatif et réglementaire [56]**, plusieurs lois ont été promulguées dont :

- loi relative à la maîtrise de l'énergie en 1999 (économie d'énergie, développement ENR, réduction des émissions, substitution inter énergétique).

-le décret présidentiel n° **04-144** du 28 avril 2004 portant ratification du protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, fait à Kyoto, le 11 décembre 1997

- la loi n° **01-19** du 12 décembre 2001 relative à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets ;

- Signatures de contrats de performance avec plus de 60 entreprises industrielles (2002/2003).
- Loi relative à la protection et à la valorisation du littoral (2002)
- Loi relative aux villes nouvelles (2002)
- Loi relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable (2003).
- La charte de l'environnement pour l'entreprise industrielle (2003).

- la loi n° **04-09** du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable;

- la loi n° **04-20** du 25 Décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable;

- et la loi n° **05-12** du 04 Août 2005 du 04 Septembre 2005 relative à l'eau.



Chapitre 2

Introduction

En 2000, 39 % de l'électricité mondiale était produite par des centrales au charbon, 17 % par des centrales hydroélectriques, 17 % par des centrales nucléaires, 17 % par des centrales au gaz, 8 % par des centrales à fioul et 2 % par d'autres sources d'énergie (éolienne, géothermique, etc.).

L'énergie électrique est généralement produite par un alternateur entraîné par une turbine. La turbine tourne sous l'effet de la combustion d'un gaz (turbines à gaz), d'un jet de vapeur d'eau très chaude (centrales électriques thermiques et nucléaires), d'un courant d'eau (centrales hydroélectriques) ou du vent (éoliennes). Dans les piles ordinaires comme dans les piles à combustible et les accumulateurs électriques (batteries), ce sont des réactions chimiques qui produisent l'électricité. Le rendement des piles à combustible peut atteindre 60 %. Elles produisent de l'électricité à partir de la recombinaison de l'hydrogène avec l'oxygène de l'air [58].

Actuellement, les centrales à gaz produisent l'électricité au même prix que le nucléaire. Mais le financement est différent : les deux tiers des coûts sont occasionnés par la construction de la centrale dans le nucléaire alors qu'ils proviennent de l'achat du combustible dans une centrale à gaz, ce qui fait qu'ils sont étalés dans le temps.

Les centrales à gaz présentent l'inconvénient de produire des gaz à effet de serre et d'avoir un coût de production qui dépend très fortement du prix des combustibles. Ainsi, une des causes majeures de la faillite du système de production d'électricité l'explosion du coût de production de l'électricité causée par une importante augmentation du prix du gaz (Californie en 2000 a été).

Tout comme, Le rendement des centrales électriques dépend avant tout de l'efficacité des turbines ; les turbines à gaz ont un rendement plus élevé que les turbines à vapeur d'eau. En outre, les gaz de combustion à la sortie de la turbine à gaz sont utilisés pour produire de la vapeur d'eau qui entraîne une seconde turbine : on parle alors de *cycle combiné* [12].

Ainsi, Le rendement des centrales à gaz est de 20 % pour les centrales de faible puissance (de quelques dizaines à quelques centaines de kW) mais atteint 55 % pour les centrales équipées d'un dispositif permettant d'effectuer un cycle combiné. Il est voisin de 40 % pour les centrales à charbon et les centrales nucléaires performantes. Le rendement global de l'installation peut être amélioré si la vapeur d'eau est utilisée pour le chauffage industriel après son passage dans la turbine (on parle de cogénération). Il atteint alors 85 % [58].

Les centrales de *CCHP* de première génération existent depuis des décennies (p. ex., au Danemark, elles ont répondu à 48 % de la demande d'électricité et à 38 % de la demande de chaleur en 1996). Toutefois, grâce à la restructuration des marchés de l'énergie dans quelques provinces du Canada, l'industrie peut envisager plus facilement des installations de CCHP avec l'option de vendre l'électricité excédentaire au réseau de distribution. En ce qui concerne les autres provinces, cette déréglementation est en cours ou à l'étude.

2.1 Technique :

Maloney and Robertson [1] : ont employé la première fois un mélange d'ammoniaque comme fluide de fonctionnement dans un cycle à absorption au début des années 50. Cependant, le processus de condensation a eu lieu à une température variable et on a résolu une plus haute contre-pression de la turbine que celle du cycle de vapeur conventionnel de Rankine. Ensuite, un dos plus élevé de turbine est bon pour empêcher la fuite d'air dans le système, mais défavorable à l'efficacité de production et de cycle d'électricité.

El Habib Bensahraoui [59] : Les économies d'énergie primaire engendrées par les installations de cogénération et trigénération peuvent être exprimées par un index (I) qui représente le gain relatif d'énergie primaire par rapport à la production séparée d'électricité, chaleur et froid. L'index d'économie d'énergie est donné par la relation générale suivante:

$$I = \frac{P' - P}{P'} = 1 - \frac{1}{\frac{\alpha_E + \frac{COP}{\eta_E} \alpha_Q}{\lambda + (1 - \lambda) \frac{\alpha_Q}{\eta_Q}}} \dots\dots\dots 2.1$$

Aki, H., et al [2]: Quand les scientifiques ont commencé à préconiser l'énergie durable en Chine il y a environ 10 ans, la situation énergétique n'a pas semblé embarrasser le pays tel qu'il le fait aujourd'hui il. Plus tard, la stratégie du développement durable en énergie fut proposée, discutée, et finalement ayant pour résultat des législations. Pendant la décennie passée, une nouvelle application de la génération combinée de froid, chaleur et énergie (CCHP) au tertiaire (1 bâtiment simple ou un groupe de bâtiments) a été présentée aux industries de la Chine. Comme CCHP s'appelle également building cooling, heating and power (BCHP), et est un type de production d'électricité distribuée. Selon beaucoup d'auteurs, BCHP a un grand potentiel pour l'efficacité énergétique très élevée et permet une réduction considérable d'émission de CO₂.

Agence internationale de l'énergie [3]: Les unités de mesure d'énergie ne nous sont pas toutes familières non plus que leur équivalence avec les quantités physiques (tonnes de charbon, litres d'essence, stères de bois, etc.) ou avec les unités qui apparaissent dans les factures d'électricité ou de chauffage urbain (kWh).

L'unité officielle d'énergie est le joule (J) mais, par commodité (parce que c'est plus « parlant » et parce que le pétrole est l'énergie dominante), les énergéticiens utilisent la « tonne équivalent pétrole » (tep).

Donc, ils ont établi des tableaux qui donnent, pour les principales ressources énergétiques, les éléments de conversion nécessaires à la transformation des quantités physiques en équivalent énergétiques utilisés depuis 2002 par l'Observatoire de l'énergie, conformes aux règles internationales.

Y. Huangfu et al [4] : Comme type de système de distribution d'énergie, les moteurs à combustion interne dans les systèmes de cogénération sont connus par leurs intentions bénéfiques à l'environnement et économiquement. Cet article traite deux problèmes qui sont ; le calorifugeage et le contrôleur de température de l'eau chaude du système, alors l'expérience ici utilise un contrôleur de variation de température intégré « integrated thermal management controller » (ITMC) et ce prototype établi montre que dans différentes conditions de travail peut contrôler la température. Sachant que le couple en eau/R22 est une très bonne combinaison pour un travail d'un fluide/gaz non condensable sous une température contrôlée. Donc la régulation du ration de l'eau chaude coulante est une méthode efficace pour l'ajustement de la chaleur dédiée à la consommation.

Wei, B., et al [5] : En règle générale, l'évaluation du système de BCHP (Building cooling, heating and power) est principalement basée sur l'utilisation efficace d'énergie et les effets économiques, combinant l'optimisation de l'efficacité énergétique ou exergétique et les effets économiques. Et dans ce travail, l'efficacité exergétique du système entier de BCHP est considéré comme fonction objective dans l'optimisation. Une autre fonction objective qui est pour l'optimisation des effets économiques, de tout le coût annuel (CA.) de tout le système de BCHP, qui a été déjà appliqué dans l'optimisation du procédés de BCHP avec succès

Fabien Ruiz [6, 7, 8] : Cet auteur a établi une comparaison de COP entre un système à absorption et un système à compression, d'où il a obtenu respectivement (COP= 0.57 et 0.96) dans la production en trigénération, ensuite, il a réalisé un groupe de trigénération avec chacune des technique de production de froid (à absorption et à compression), et a conclu une meilleure efficacité du système si on substitut le circuit de distribution de chaleur une PAC afin de valoriser la chaleur d'été et procurer un fonctionnement au continu par son effet réversible.

Zhang et al. [9,10] : ont proposé un nouveau système d'ammoniaque pour la cogénération. L'usine a fonctionné en mode de cycle combiné parallèle avec un cycle d'ammoniaque de Rankine et un cycle d'ammoniaque de réfrigération, reliés ensemble par des processus d'absorption, de séparation et de transfert thermique. Ils ont étudié les influences des principaux paramètres thermodynamiques sur les efficacités d'énergie et d'exergie.

Jiangfeng Wang [11] : Dans cette étude, on propose un cycle combiné de puissance et de réfrigération, qui est une variation marginale du cycle dans la référence [9]. La différence la plus significative entre ce cycle proposé et celui dans la référence. [9] est qu'on élimine la pompe et le condensateur avant et après la turbine. C'est suffisant pour augmenter la pression d'admission de la turbine par la pompe qui est utilisée pour envoyer le fluide de base au redresseur, parce que par la pression d'admission de turbine qui est trop élevée il résulte la réduction du degré de sécheresse au dernier étage de la turbine, qui influencerait l'exploitation sûre de la turbine. En outre, l'échappement de turbine avec de la pression qui est plus haute que la pression de l'environnement peut être condensé dans l'absorbeur. Ainsi, il n'est pas nécessaire d'ajouter une pompe d'alimentation pour augmenter la pression d'admission et pour ajouter un condensateur pour condenser l'échappement de turbine.

L'avantage du cycle proposé comparé au cycle dans la référence. [9] est que le système est relativement simple, ayant pour résultat la réduction de coût d'investissement.

Zhi-Gao Sun [12] : Les systèmes de cogénération peuvent produire de l'électricité et de la chaleur/froid pour tous bâtis des secteurs d'activité. Ils ont un important potentiel d'énergie récupérée et de grands bénéfices économiques. La comparaison entre le ratio d'énergie primaire (PER) et l'énergie primaire réduite (PER) et utilisé pour évaluer et comparer les performances de la cogénération contre celles du système séparé. La quantité d'énergie primaire réduite en cogénération dépasse les 37 % par rapport au système classique en consommation. Le revenu et le gain annuel ainsi que le temps de retour en cogénération sont les éléments de l'analyse économique et leurs résultats montrent bien un bénéfice économique.

C'est à dire, le coefficient de performance (COP) est un paramètre efficace, s'il est employé pour évaluer l'efficacité énergétique des systèmes de production de froid. Mais ce n'est pas un critère satisfaisant pour les systèmes combinés, tel que CHP, CCHP, etc... Le taux d'énergie primaire (PER) est un critère satisfaisant pour évaluer les systèmes combinés. PER est défini comme le rapport du besoin de production à la demande d'énergie primaire. Le système avec le plus haut PER est considérée comme meilleur.

Z.G. Sun [13] : Dans son expérience la chaleur perdue du moteur de gaz actionne le cycle de réfrigération d'absorption, qui fournit le refroidissement additionnel.

La capacité de production de froid du prototype accru et son PER diminue avec l'augmentation de la vitesse de moteur à gaz. La vitesse du moteur à gaz serait de préférence régulée à la condition de charge afin d'actionner le prototype à une grande efficacité d'énergie. La capacité de production de froid et PER de prototype ont augmenté avec l'augmentation de la température de sortie de l'eau chaude ou de la diminution de la température d'admission de l'eau de refroidissement.

La réfrigérateur intégré de réfrigération dans ce travail sauve des coûts de fonctionnement par rapport au système de réfrigération conventionnel en employant la chaleur perdue.

Dans les IRS (IRS integrated refrigeration system) avec le moteur de gaz, le réfrigérateur à compression et le réfrigérateur à absorption le moteur à gaz conduit directement la vapeur de compression en cycle de frigorifique, et la chaleur perdue du moteur à gaz est employé pour conduire le bromure de lithium de l'ARC. (ARC : absorption refrigeration cycle)

Comme les IRS à une efficacité plus élevée, les propriétaires de construction peuvent réduire des frais d'exploitation. Le développement des IRS avait permis au dispositif de climatisation de réduire les besoins en énergie (grâce à son rendement élevé) et au pic de la demande d'énergie électrique, tous comme il préserve la qualité de l'environnement.

Étudier la pompe de réfrigération/chaleur avec un moteur ou une turbine de gaz a prêté plus d'attention pour évaluer l'influence de diverses applications (résidentielles, commercial et utilisations de bureau, etc.) dans le monde. Mais la recherche expérimentale sur le système combiné à compression-ARC reste insuffisante, particulièrement pour la climatisation centrale.

Et dans son travail, il a installé un prototype d'IRS pour la climatisation centrale pour tester ses performances. L'IRS a l'efficacité d'utilisation d'énergie plus élevée en récupérant et en employant la chaleur perdue, et donne à l'utilisateur un bon choix pour sauver les coûts de fonctionnement.

Jiacong Cao [14] : Les mesures de l'économie d'énergie ont besoin d'investissement, qui tend à provoquer une différence entre les conceptions optimales basées sur le maximum d'énergie économisé et sur le minimum du prix annuel. Tant que l'effort de l'économie d'énergie rapporte un effet économique positif, habituellement un compromis raisonnable peut être atteint entre de telles deux conceptions optimales en utilisant l'optimisation multi-objective techniques. D'autre part, en raison de quelques gains négatifs de la modification dans un projet l'application de n'importe quelle technique multi objective d'optimisation empirera les effets économiques.

D'où, les solutions des optimisations prouvent qu'une telle modification peut avoir comme conséquence une élévation remarquable d'efficacité énergétique mais ne sont pas viables avec les prix de l'énergie courants. Les solutions contradictoires indiquent un espace entre le système de prix de l'énergie courant du pays et la situation énergétique actuelle.

2.2 Économique :

Jean Marc JANCOVICI [17] : Dans une installation thermoélectrique standard (où l'on produit simplement de l'électricité à partir d'un combustible) on obtient classiquement des rendements [3] de l'ordre de 30% à 40%.

Pour des installations thermiques performantes (où l'on produit seulement de la chaleur à partir d'un combustible), on obtient des rendements de l'ordre de 90% (rendement sur [PCI](#)).

Pour une cogénération, il s'agit de produire de l'électricité et de valoriser la chaleur. Dans une installation de type cogénération industrielle (grosse puissance mise à disposition pour un chauffage urbain par exemple), on obtient des rendements sur PCI, dans les conditions optimum, de l'ordre de 35% pour la production électrique, et des rendements thermiques de l'ordre de 50% soit un rendement global de 85%. La cogénération permet donc de produire plus d'énergie avec une même quantité de combustible. On parle donc d'une économie "d'énergie primaire". On consomme moins de combustible pour produire autant d'énergie.

Evaluation de l'efficacité économique

En termes économiques, en plus des coûts de fonctionnement de la cogénération à appliquer au rendement moyen, il faut rajouter les coûts liés au système d'appoint.

Etant compris qu'une cogénération tourne à un régime constant, c'est un équipement qui assure une fourniture en base ; c'est à dire qu'au-dessus ou en-dessous de son régime de

fonctionnement moyen, il faut faire appel à des équipements d'appoint plus traditionnels. Le plus souvent cette source d'énergie d'appoint est une chaudière traditionnelle de petite taille. Il convient donc d'affecter l'amortissement supplémentaire qu'elle génère au rendement global de l'installation en fonction de sa durée de vie moyenne.

En somme, l'investissement est plus élevé, donc pour que cela soit intéressant sur la durée de vie totale, il faut que les économies réalisées soient d'autant plus importantes.

D'autant les projets de micro-cogénération deviennent rentables grâce aux subventions indirectes de l'Etat au travers du prix de rachat de l'électricité survalorisé.

Aikaterini Fragaki et al [18] : Cet article analyse les économies et la taille optimum du CHP fonctionnant avec des moteurs à gaz et le stockage thermique dans les conditions du marché britanniques. Ceci est réalisé en utilisant le logiciel PRO énergie. Il est prouvé que, en raison des grandes différences des prix de l'électricité entre jour et nuit, l'utilisation du stockage thermique pourrait être profitable au Royaume Unis.

Hyonuk Seo et al [19] : Le gain économique réalisé par chaque appartement a été surveillé et comparé à celui estimé avant l'adoption du système. Le système de cogénération, une fois fonctionnant aux conditions optimales, peut sauver la consommation du combustible fossile plus de 30% et renvoyer un gain économique moyen d'US\$ 3.6 m²/year au client quand un taux inférieur de l'électricité et du tarif sur le gaz naturel est appliqué pour l'opération du système de cogénération.

Tetsuya Wakui et al [20] : Son analyse numérique des stratégies opérationnelles optimales par la programmation linéaire de nombre entier a été conduite pour 20 groupes d'habitats et trois types de configurations d'approvisionnement en énergie du tertiaire. Les résultats obtenus sont récapitulés comme suit :

- _ l'IC (power interchange operation of household gas engine cogeneration systems) augmente le délai de fonctionnement du H-gcgs (household gas engine cogeneration system) et permet leur opération de sorte que la perte de chaleur du cycle puisse être réduite au minimum.
- _ l'IC est le plus efficace dans l'économie d'énergie parmi les trois types des configurations de l'énergie
- _ il n'y a aucune corrélation entre l'effet économiseur d'énergie de l'IC et le nombre de ménages d'objet.

A. Sala et al [21] : La difficulté principale de l'étude a dû évaluer, avec l'assurance et la précision possibles maximum, le taux d'écoulement d'eau d'extinction, qui actuellement est refroidi par les tours de refroidissement et à l'avenir par un refroidisseur d'absorption conduit par la chaleur de récupération présente dans les gaz d'échappement d'un moteur à gaz naturel de 1000 kilowatts. À cet effet, les audits d'énergie pour chaque four ont été effectués, identifiant et mesurant chaque écoulement d'énergie. Comme technique pour l'économie d'énergie et l'amélioration d'efficacité, la cogénération a été très utilisée à travers tous les secteurs industriels en Espagne.

Ainsi des analyses d'exécution appropriées de pompe et de tour de refroidissement ont été exécutées d'où le but principal a été de déterminer la quantité d'écoulement d'eau et celle de l'évaporation dans les fours, Aussi bien que la quantité d'écoulement de l'eau évaporée dans les tours de refroidissement et le débit d'eau de circulation.

2.3 Environnemental :

N'importe quel processus de combustion est caractérisé par une certaine quantité de sous-produits comme, en particulier, Co non oxydée dans CO_2 , et UHC (unburned hydrocarbures) non brûlé pour produire CO_2 ou H_2O dans la vapeur d'eau [22, 26, 25, 23, 24]. En général, les émissions de ces polluants ne sont pas facile à calculer, puisqu'ils dépendent de plusieurs caractéristiques cinétiques de combustions spécifiques, comme mentionnés dans cet article, et sont souvent fournis ainsi par les mesures de fabricants expérimentaux. En outre, les niveaux d'émission sont généralement gardé à un minimum à l'étape de conception, et leur augmentation pendant l'opération est un indicateur de faible d'efficacité de combustion (par exemple, en raison du mauvais mélange fuel-air ou du mauvais entretien) [22, 26, 23,24] ; pareillement, la diminution de la charge partielle de l'efficacité implique également la combustion incomplète et ainsi l'émission accrue de Co et de niveau d'UHC [22, 26, 23, 24]

Gianfranco Chicco, Pierluigi Mancarella [31] : cet article fournit un ensemble d'exemples spécifiques pour montrer l'efficacité de la réduction d'émission du trigénération CO_2 .

- les résultats numériques indiquent que les solutions de cogénération et de trigénération pourraient apporter les avantages significatifs dans les pays où la production de l'électricité à partir des combustibles fossiles est régnante, et ces résultats sont mesurés par l'utilisation des indicateurs proposés.

C.-à-d., Le COP de réfrigérateur d'absorption est pris comme un des paramètres, avec trois valeurs différentes se référant aux figures moyennes pour des technologies typiques actuellement ou bientôt disponibles sur le marché [28,29] :

- _ Technologie à Simple-effet, CANNETTE DE FIL = 0.65 ;
- _ Technologie à Double-effet, CANNETTE DE FIL = 1.1 ;
- _ Technologie à Triple-effet, CANNETTE DE FIL = 1.5.

Un autre paramètre est représenté par le COPSP (coefficient of performance à production séparé), dont les valeurs sont placées entre 3 et 4, et à 5 pour évaluer l'impact des différentes références pour la génération de refroidissement séparée. À cet égard, la valeur 4 peut être considérée comme référence moyenne dans la plupart de réfrigérateurs modernes de capacité au-dessous d'1MWc, la valeur 3 pourrait se rapporter à un réfrigérateur relativement plus petit et/ou au fonctionnement en conditions dures, et la valeur 5 pourrait se rapporter à des réfrigérateurs relativement plus grands et/ou au fonctionnement en conditions atmosphériques favorables [30]. En outre, la réfrigération à eau s'expose généralement meilleur que le refroidissement à l'air [30].

Gianfranco Chicco et al [32] : Cet article présente et discute une nouvelle approche, basée sur un indicateur original appelé la réduction d'émission de CO₂ de trigénération (TCOER, emission characteristic ratio), pour évaluer la réduction d'émission de CO₂ et de tout autre GHGs (greenhouse gas) des systèmes de CHP (combined heat and power) et de CCHP (combined cooling heat and power) en ce qui concerne la production séparée. L'indicateur est défini en fonction des caractéristiques de performance des systèmes des CHP et des CCHP, représentées avec des modèles de boîte-noir, et des caractéristiques d'émission de GHG des sources conventionnelles.

2.4 Réglementaire :

J.O.Fr [34] : Les mesures françaises en faveur du développement de la cogénération ont pris en considération les éléments suivants pour l'encouragement de la cogénération :

1- Un dispositif fiscal favorable

Parallèlement à un amortissement fiscal accéléré sur un an et à des possibilités d'exonération de la taxe professionnelle, a été mise en place, en 1993, une exonération de la TICGN (taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel) et de la TIPP (taxe intérieure sur les produits pétroliers) sur les livraisons de gaz et fioul lourd destinées à être utilisées dans des installations de cogénération pendant une durée de 5 ans à compter de la mise en service de ces installations. Cette mesure importante a été reconduite, dans le cadre de la loi de finances rectificative pour 2005, pour toutes les installations dont la mise en service interviendrait avant le 31 décembre 2007.

2- Une obligation d'achat pour EDF d'acheter l'électricité des cogénérateurs

Le régime de l'obligation d'achat poursuit plusieurs objectifs :

- . Inciter à un dimensionnement et à un fonctionnement des cogénérations en fonction des besoins de chaleur et non en fonction des opportunités de la tarification de l'électricité
- . Refléter correctement les coûts de développement évités pour le système électrique, tout en conservant une certaine
- . Donner aux « cogénérateurs » une garantie sur les conditions de rémunération au moment où ils engagent leurs investissements
- . Limiter les risques pesant sur les cogénérateurs (risque en cas de défaillance, risque sur le prix du combustible, risque lié aux évolutions tarifaires...)

3- Les conditions d'achat de l'électricité produite par cogénération par EDF :

Le cogénérateur dépose une demande de certificat d'obligation d'achat auprès de la DRIRE, qui l'instruit et délivre un certificat d'obligation d'achat si l'installation prévue est conforme aux exigences réglementaires, dont par exemple :

- une économie d'énergie primaire supérieure à 5%,
- un rapport entre la production de chaleur et la production d'électricité supérieur à 50%,
- une utilisation effective de la chaleur produite.

L'obtention de ce certificat permet au cogénérateur de conclure, avec EDF, un contrat d'achat de l'électricité pour une durée maximale de 12 ans, à un tarif fixé par arrêté. Ce tarif était, en 2005, compris entre 6,1 et 9,15 centimes d'euros par kWh.

Avant sa mise en service, une installation doit en outre obtenir les autorisations nécessaires relevant des domaines de l'environnement (autorisation d'exploiter une installation classée pour la protection de l'environnement), de l'énergie (autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité délivrée par le ministère en charge de l'énergie) ...

J.L. Buysse [36] : Cet article propose un enchaînement de formules simples qui estiment la quantité de GES grâce à des tableaux estimatifs, devant savoir que les chiffres sont basés sur des données propre à la région de Wallonie (Belgique).

2.5 Méthodologique :

Ismaël Daoud [37] : Plusieurs œuvres ont été faites par cet auteur, tel que « *Réaliser une étude de préfaisabilité d'une cogénération dans les Règles de l'Art* » [37]¹, et des codes de calcul sur Excel de toute l'étude de rentabilité sur le niveau technique, financier et environnemental tel que « *Cogencalc* » [37]² une méthode d'envoi de donner de son site d'étude par le net pour recevoir les résultats après en 2004, « *COGENsim* » [37]³ et « *Cogencalc* » [37]⁴ en 2007 qu'ont téléchargé du net et qui servent à faire entrer ses données et obtenir les résultats de calcul sur place d'où on y trouve ; le gain en énergie primaire, les gains économiques et investissement, la V.A.N, T.R.I et T.RE avec tous les détails ainsi que les taux de réduction des GES.

L'ingénieur désigné et financé par la Région wallonne est Ismaël Daoud, du bureau d'études l'Institut Wallon asbl, et travaillant au nom de Cogensud asbl.

D'où le cahier des charges de la référence [37]¹ présente la "structure type" du rapport d'une étude de préfaisabilité.

Il propose en outre une méthodologie pour un dimensionnement de l'unité de cogénération de qualité "à l'optimum économique". Par ailleurs, il recommande de prendre en considération certaines hypothèses "conservatives" lors du calcul de la rentabilité, afin de se situer plutôt du côté de la sécurité.

La rédaction de ce cahier des charges est une des tâches du Facilitateur en Cogénération qui a pour mission générale de "faciliter" le commanditaire dans toutes les étapes de son projet de cogénération.

[39] Le modèle RETScreen pour projets de cogénération contient huit feuilles de calcul (*Modèle énergétique, Charge et conception du réseau (Charge et réseau), Choix des*

équipements, Analyse des coûts, Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES), Sommaire financier, Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité) et Outils.

Mohamed Chenguir [40] : considérant les critères de rentabilité ce qui suit:

Critères d'efficacité : un rendement énergétique global supérieur à 65% ; un rapport d'énergie thermique sur l'énergie électrique comme pour la France supérieur à 50% ; une efficacité Energétique importante et un taux de disponibilité.

Ainsi, le choix du niveau de production d'électricité et de chaleur est influencé par les rapports avec le Distributeur local de l'énergie électrique; Mais en général, les auto producteurs se contentent au plus à satisfaire leurs besoins en électricité à moins d'y être obligé à produire plus par leur procédé industriel, c.-à-d., **la rentabilité d'un projet** dépendra du temps de retour brut (T=3 et 5 ans), le résultat de l'investissement divisé par le gain et il dépend aussi des coûts de combustible, des tarifs actuels de vente et d'achat de l'énergie électrique excédentaire, et de leur évolution à moyen et long terme.

P.A. Katsigiannis et al [47] : L'article actuel décrit un procédé systématique général proposé pour l'exploitation du cycle combinée de la chaleur et de la puissance (CHP) de petite taille (où "de petite taille de CHP" se rapporte à des installations de CHP de capacité de production électriques jusqu'à 1 MW). Le procédé systématique mentionné est mis en application par un code de calcul développé et peut être appliqué à tout projet de petite taille afin d'évaluer sa convenance basée sur des considérations techno-économiques et environnementales.

L'auteur a étudié une petite industrie textile de la région orientale de Macedonia-Thrace de la Grèce. Les données (électriques et thermiques) sont employées pour faire la comparaison entre deux micro-turbines qui sont choisies et complètement évaluées. Ces valeurs déterminent le profil de charge de candidat à couvrir par le système considéré de CHP. Pour la même période de temps *i* de toutes les périodes étant considérées, par exemple pour le même mois (pour tout les Janvier) des années étant examinées, des choix possibles à employer au sujet du niveau du kilowatt et des kWh de ces charges: (a) leurs valeurs maximales, (b) leurs valeurs moyennes, ou (c) leurs valeurs de base. Les valeurs déterminées de kWe et de kWth (y compris refroidissement) sont employées pour le calcul du ratio de la valeur moyenne de la puissance de chauffe, PHR, comme suit :

$$\overline{PHR} = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{E}{Q}\right)_i}{N} \dots\dots\dots 2.2$$

Erhard W. Perz et al [48] : Pour les usines de planification qui intègrent l'énergie renouvelable avec la production décentralisée de l'eau et d'énergie,

IPSEpro et les modèles de RESYSproDESAL laissent réaliser des réductions substantielles de la durée de vie des coûts et l'amélioration des performances financières.

Il est possible d'analyser la différence entre un rendement plus élevé, typiquement exigeant des charges de placement plus élevées, et de faibles performances avec des frais d'exploitation plus élevés. Sachant que, IPSEpro est un module de simulation pour des buts spécifiques, la bibliothèque modèle spéciale RESYSproDESAL couvre un éventail de technologies pour la conversion d'énergie et le dessalement saumâtre de mer et d'eau avec l'accent sur l'approvisionnement en énergie des sources renouvelables

Arif Hepbasli et al [49] : En cet article, premièrement, une vue d'ensemble des sources d'énergie, la consommation d'énergie et les usines de la cogénération (COGEN) de la Turquie sont décrits. Ensuite, le développement de CHP en Turquie.

Les distributions régionales et sectorielles de CHP notées laissent à choisir comme endroit d'application une usine de céramique située à Izmir, Turquie qui a la capacité totale de 13 MWe est alors présentée. Les principaux caractéristiques et le mode de fonctionnement du plan COGEN de la turbine à gaz qui se compose de trois turbines à gaz liées à leurs générateurs électriques correspondants sont indiqués pour prouver que l'exécution de COGEN à une usine donne des occasions significatives de réduire la consommation d'énergie annuelle et la basse contribution à l'effet de serre chaude.

[50] : En Turquie, les investisseurs dans des équipements de COGEN tentent à négliger les avantages de la génération de la chaleur et puissance, au lieu de cela se concentrant presque entièrement sur l'électricité. La plupart des usines produisant principalement l'électricité et la chaleur comme sous-produit. En Turquie, la plupart des systèmes d'autoproduction ont cessait de fonctionner en cycle simple. Cependant, le décret de MENR du 1December 1998 et la conscience croissante du potentiel profitable de l'utilisation de la chaleur ont mené des investisseurs à commencer à préférer COGEN **[50]**

Alexandre Salem Szkloa et al [51] : Cet article essaye d'estimer le potentiel technique et économique pour la cogénération à gaz naturel brûlé de (NGCHP, Natural gas-fired cogénération) dans l'industrie chimique du Brésil, comme il analyse également les impacts des politiques encourageantes spécifiques sur les possibilités économiques de ce potentiel. Actuellement, la capacité installée par NGCHP à l'industrie chimique du Brésil est toujours tout à fait un chiffre bas, bien que les usines chimiques soient sous de fortes

Efficacité de conversion de la chaleur générée	
Efficacité de la chaudière moyenne 75,1 % Gaz Naturel 86,1 %	Efficacité de la combustion directe moyenne 61,4 % Gaz Naturel 75.0 %

contraintes : (1) coûts réduits ; et (2) exposer le centre d'intérêt de la qualité de service d'énergie, soulignée plus fortement par la crise récente de l'énergie au Brésil.

E. Cardona et al [52] : Dans ce travail la viabilité technique et économique des systèmes de CHCP pour l'approvisionnement en énergie dans les aéroports a été discutée, à partir d'une analyse des données de consommation d'énergie disponibles pour trois aéroports

en Italie ; aucun obstacle n'a été identifié pour la praticabilité technique de CHCP. Le ratio moyen entre la charge électrique et thermique dans les aéroports convient pour faire des systèmes de CHCP qui fonctionnent avec la petite perte de chaleur ou l'énergie échangée avec la grille ; aussi, la durée de la courbe de la charge d'énergie a représenté pour l'opération annuelle régulière dans les aéroports. Une analyse de faisabilité performante d'un système non-optimisé de CHCP a prévu un grand potentiel pour l'économie d'énergie primaire et la réduction de frais d'exploitation et des émissions des polluants. En ce qui concerne la faisabilité économique, un plan de disposition appropriée et une gestion stratégique devraient être adoptés.

Mario A et al [53] : L'auteur étudie les effets de la fluctuation de la charge thermique et électrique à la conception des installations de cogénération. Il a proposé une approche de modélisation de la variabilité de cette charge pour comparer la concurrence des deux arrangements thermique et électrique. Ce qui a indiqué que la première option est plus intéressante pour les valeurs considérées dans les cas étudiés présentés par une industrie chimique. La stratégie Thermique-suivante est particulièrement plus importante quand l'excédent électrique est commercialisé à un prix de vente proportionné. Le cycle combiné additionnel, les moteurs à combustion interne et les schémas de cogénération de vapeur sont recommandés pour être considérés pour évaluer le spectre des impacts de variabilité de charge au-dessus d'eux.

E. Cardona et al [54] : Un petit système thermique de dessalement de la taille (2000 m³ / jour) (MEE) est couplé à un système en une seule étape de l'osmose d'inversion d'eau de mer (SWRO, seawater reverse osmosis) ; le système est alimenté par un moteur à gaz naturel (NG), où la chaleur est récupérée des gaz d'échappement et du circuit de refroidissement de l'eau de circulation. Il y a beaucoup de manières d'améliorer l'efficacité et de réduire le coût de l'eau douce aux usines de dessalement, comme l'intégration de deux ou plusieurs systèmes de dessalement dans une disposition hybride mécanique/thermique. La plupart des résultats de terrain communal réalisés en systèmes hybrides sont l'épargne en prétraitements, réduction du coût globale et un important gain d'énergie primaire, particulièrement quand l'unité de cogénération est concernée.

Âsa Marbe et al [55] : L'auteur a étudié L'utilisation du biofuel basé sur les technologies de CHP ou la capture et le stockage du CO₂ a considérablement pu diminuer des émissions de CO₂. Biofuel intégré à la technologie du cycle combinée par gazéification (BIGCC) réalise une haute performance d'énergie électrique, mais jusqu'ici n'est pas commercialement démontré pour les usines de grande taille. On s'attend donc à ce que, des usines de CHP construites à grande échelle dans le proche futur adoptent principalement la technologie de NGCC, si le carburant de gaz naturel est disponible. Cependant, à mesure de réduire des émissions de CO₂ encore plus, il peut devenir intéressant ou indispensable d'intégrer un système de gazéification à biofuel.



Chapitre 3

Systèmes de production des énergies combinées chaleur-force "cogénération et trigénération"

Comme l'illustre son nom, la cogénération consiste à produire, à partir d'une énergie primaire combustible, deux énergies secondaires utilisables : une énergie mécanique ou électrique et une énergie thermique.

3.1 Cogénération, Principe de fonctionnement

Alors que dans une centrale électrique, c'est le rendement électrique maximum qui est recherché (rendement électrique de l'ordre de 40% avec un cycle simple et atteignant 55% avec un cycle combiné), dans la cogénération, on vise un rendement global accru par l'utilisation prioritaire de l'énergie thermique, soit dans un processus industriel soit dans une chaufferie ; la cogénération d'électricité (ou de force) n'est plus dans ce cas le but mais une conséquence, améliorant le bilan économique de l'équipement dont le rendement global peut alors atteindre 90%.

L'énergie électrique est obtenue par conversion de l'énergie mécanique produite par une turbine ou moteur à gaz, ou turbine à vapeur. Cette conversion est obtenue en couplant une dynamo (courant continu) ou un alternateur (courant alternatif) à la turbine. Le rendement de conversion mécanique/électrique est d'environ 98%. Dans des applications de recherche, la production électrique peut également provenir d'une pile à combustible.

Dans un équipement de cogénération, l'énergie électrique est soit autoconsommée, soit réinjectée sur le réseau électrique public de transport (haute tension) ou distribution (moyenne tension), suivant des conditions économiques fixées par les pouvoirs publics.

L'énergie thermique sert le plus souvent au chauffage de bâtiments et/ou à la production d'eau chaude sanitaire ou à des procédés industriels [59].

3.1.1 Génération thermique

Un moteur possède un rendement électrique d'environ 40 à 45%, une turbine, un rendement électrique d'environ 35 à 40%, et celui d'une pile à combustible se situe aux alentours de 20 à 30%. La quasi-totalité du solde de l'énergie consommée est transformée en chaleur.

La cogénération consiste à récupérer au mieux cette énergie, afin de la valoriser pour atteindre un rendement total pouvant aller jusqu'à 80-90%. Ceci implique une production locale par de petites unités. En effet une production électrique de, par exemple 1 GW, implique la dissipation d'environ 2 GW de chaleur. Il s'agit de la puissance permettant théoriquement de chauffer.

Dans le cas de turbine à gaz comme de moteurs à combustion, il est possible de récupérer une partie de la chaleur en sortie sous forme de vapeur haute pression et

température. L'utilisation de cette vapeur au travers d'une turbine à vapeur permet d'accroître fortement la production électrique de l'ensemble et atteindre un rendement électrique de l'ordre de 55%. Cette technique de production électrique s'appelle le cycle combiné.

Ces techniques de récupération sont valables s'il y a localement un besoin important de chaleur et d'électricité (à proximité de ville ou de grosse industrie).

3.2 Techniques de cogénération

3.2.1 Cogénération par moteur

Les moteurs de cogénération sont disponibles dans une gamme de puissance allant de quelques dizaines de kW à environ 10 MW. Ce sont donc surtout les installations et les applications domestiques, tertiaires, industrielles même qui sont concernées par ce type de technologie. Leurs rendements électriques se situent généralement entre 30 et 40 %.

Un moteur produit en part à peu près égales 2 types d'énergie thermique :

- une énergie "basse température" (environ 95°C), récupérée sur les huiles et les eaux de refroidissement
- une énergie "haute température" (environ 450°C), sur les gaz d'échappement

L'utilisation pratique de cette chaleur est tout un problème, en particulier dû aux différents niveaux de température. En plus, la chaleur est disponible à des températures assez basses, avec comme conséquence que la chaleur est généralement produite sous forme d'eau chaude. La production de vapeur n'est cependant pas exclue pour des moteurs, mais limite la récupération de chaleur.

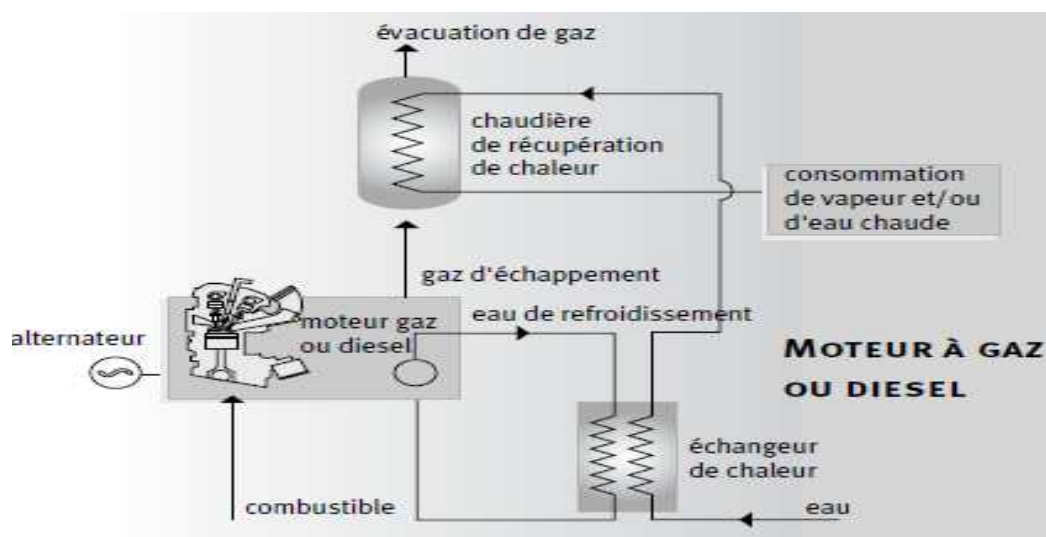


Figure 3-1: Récupération de chaleur sur un moteur à gaz

La forte proportion d'énergie basse température implique, pour obtenir un bon rendement, d'avoir à disposition une utilisation sous forme d'air ou d'eau chaude, tels que par exemple des réseaux de chauffage urbain ou industriel.

- En cas de surplus de chaleur, celui-ci peut être évacué par des tours de réfrigération, qui renvoient la chaleur directement dans l'atmosphère.

Les moteurs de *petite puissance* sont jusqu'à présent peu rentables (notamment pour un usage domestique ou dans les PME), leur coût d'achat et d'entretien ne permettant pas souvent de rentabiliser de tels investissements. La hausse continue du coût des énergies primaires pourrait changer les choses à moyen terme.

Il existe cependant une petite unité de cogénération qui exploite le moteur Stirling Cette technologie néo-zélandaise de la taille d'un lave-vaisselle. Son rendement combiné est très élevé (plus de 90% d'après le constructeur) et encore très chère.

Tableau 3-1: caractéristiques d'un moteur à gaz

Avantages	Inconvénients
• À partir de 5 kW _e	• Coût de maintenance assez élevé
• Bien adapté à la préparation d'eau chaude	• Peu propice à la production de vapeur
• Bien adapté pour des besoins électriques du même ordre de grandeur que les besoins de chaleur	• Durée de vie limitée (10 à 15ans)
• Coût d'achat abordable	• Entretiens programmés indispensables en vue d'atteindre une durée de fonctionnement de 100 000 heures avant le remplacement complet du moteur
• Bien adapté pour suivre une demande variable	
• Peut jouer le rôle de groupe de secours d'appoint en cas de panne	

3.2.2 Cogénération par turbine à gaz

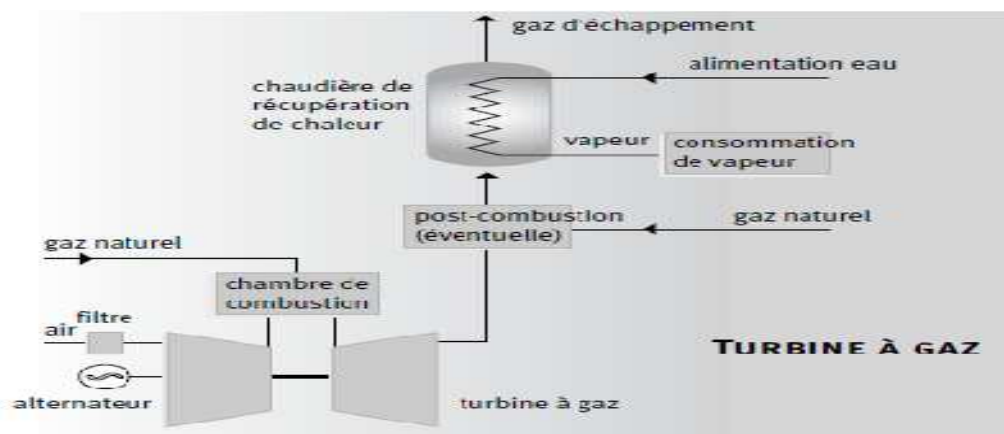


Figure 3-2: Cogénération par turbine à gaz

Les turbines à combustion sont disponibles dans une gamme de puissance allant de quelques dizaines de kW à plusieurs dizaines de MW. Leur rendement électrique varie entre 25 et 40% en fonction de la puissance.

Traditionnellement, le terme turbine à gaz n'indique pas uniquement la turbine d'expansion, mais l'ensemble compresseur - chambre de combustion - turbine.

Le process thermodynamique d'une turbine à gaz est caractérisée par le cycle de Brayton. De l'air atmosphérique est aspiré et comprimé dans un compresseur. Dans la chambre de combustion, un combustible est injecté dans cet air comprimé et est brûlé. Les gaz de combustion chauds et à haute pression sont détendus dans une turbine qui fournit un travail mécanique. Ce travail est transformé en énergie électrique à l'aide d'un alternateur. À l'échappement, les gaz contiennent toujours beaucoup de chaleur. Ils sont donc dirigés vers une chaudière de récupération, où leur énergie thermique sera transmise à un fluide caloporteur (généralement de l'eau).

Les turbines produisent la plus grosse part de leur énergie thermique (hors pertes par rayonnement) sous forme d'un gaz d'échappement à environ 500°C. Le gaz d'échappement peut être injecté directement dans une chaudière ou dans un four industriel, comme s'il s'agissait de gaz produit par un brûleur classique. Lorsque ce gaz vient en appoint d'un brûleur, le complément d'énergie apporté est entièrement consommé par le système utilisateur, le rendement de récupération sur l'échappement de la turbine est alors quasiment de 100%.

Ce gaz contenant encore une forte proportion d'oxygène, il est possible selon les besoins de réaliser une "post-combustion" de ce gaz, en y injectant un supplément de combustible en aval de la turbine, afin d'élever sa température jusqu'à parfois 900°C. Les turbines permettent ainsi de produire de la vapeur à très haute température, qui peut être utilisée industriellement, ou dans l'optique d'un cycle combiné. L'utilisation de la post-combustion étant indépendante du fonctionnement de la turbine, cela permet d'assurer le plein régime à la turbine du point de vue électrique, et de moduler la post-combustion selon les besoins thermiques de l'utilisateur.

Les micro-turbines de quelques dizaines de kW, de même que pour les petits moteurs, ne trouveront leur plein essor qu'avec l'augmentation du coût des énergies primaires.

Tableau3-2: caractéristiques d'une turbine à gaz

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none">• À partir de 30 kW_g• Production aisée de vapeur• Bon rendement global	<ul style="list-style-type: none">• Faible rendement électrique pour les petites puissances• Nécessite en général du gaz naturel

3.2.3 Cogénération par turbine à vapeur

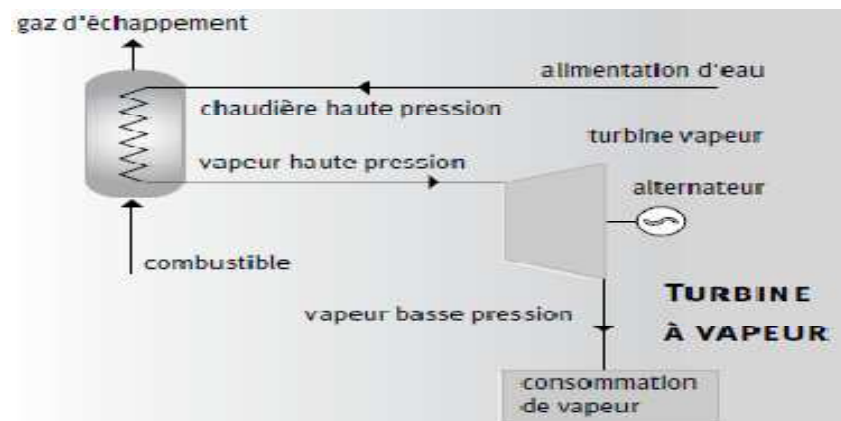


Figure 3-3: Cogénération par turbine à vapeur

Cette technique, réservée aux industriels pouvant produire de grandes quantités de vapeur, permet de produire de l'électricité lorsque de la vapeur est produite en excédent, permettant de régulariser sa consommation, par conversion énergétique. C'est aussi la principale technique utilisée dans les grosses centrales électriques, nucléaires ou à combustibles fossiles, pour convertir l'énergie thermique du combustible en électricité. La cogénération par turbine à vapeur permet d'utiliser des sources d'énergie primaires variées, dont entre autres les sources d'énergie diverses issues de la valorisation des déchets de l'industrie, tels que les déchets de bois dans les scieries, où les déchets végétaux de l'agriculture.

Le cycle thermodynamique des turbines à vapeur est basé sur le cycle de Rankine. A l'aide de la chaleur dégagée par la combustion d'un combustible, on produit de la vapeur à haute pression dans une chaudière. Cette vapeur est ensuite dirigée vers une turbine, où en se détendant, entraîne la turbine. Sortie de la turbine, la vapeur est condensée et ramenée à la chaudière, où ce cycle recommence. Dans ce cycle, la combustion est externe : c'est-à-dire qu'il n'y a pas de contact direct entre le fluide process (vapeur) et le foyer. Ainsi le combustible ne requiert pas de spécifications de qualités précises et donc tout combustible peut être employé.

Tableau 3-3: Caractéristiques d'une turbine à vapeur

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Convient à tous types de combustibles • Très bon rendement global • Coût d'entretien modique • Durée de vie élevée • Convient bien lorsque les besoins de vapeur sont nettement plus importants que les besoins électriques 	<ul style="list-style-type: none"> • Peu intéressant pour les faibles besoins de chaleur • Investissement élevé • Fonctionnement quasi-continu

3.2.4 Cycle combiné

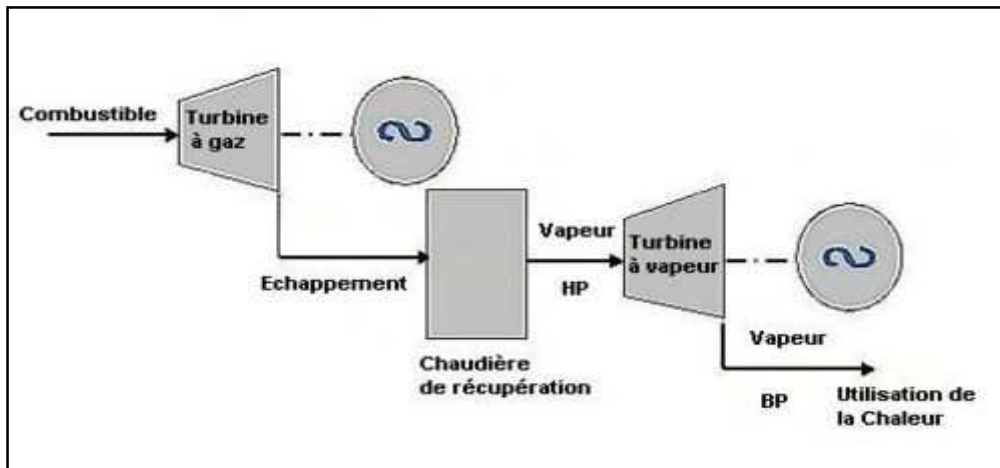


Figure 3-4: Cycle combiné

On peut aussi combiner turbine à vapeur et turbine à gaz. Comme dit précédemment, la turbine à gaz peut produire de la vapeur à travers une chaudière de récupération, avec ou sans co-combustion. Cette vapeur peut aussi entraîner une turbine à vapeur au lieu d'être employée directement dans un process, et avec un alternateur placé sur l'axe de la turbine à vapeur, on peut ainsi produire un complément d'électricité. La demande en chaleur peut être assouvie par de la vapeur à la sortie de la turbine. Il est évident que de pareilles configurations permettent un haut rendement électrique, ce qui se traduit par un rendement thermique plus faible.

3.3 Trigénération, Principe de fonctionnement

La chaleur récupérée lors de la production d'électricité peut aussi être utilisée, en partie ou totalement, dans les machines frigorifiques munies d'un cycle à absorption ou à adsorption.

C'est la *trigénération*, particulièrement intéressante pour les pays tropicaux où la climatisation contribue largement à la demande de pointe électrique. Dans les régions à climat tempéré, les deux modes de fonctionnement peuvent alterner (production de chaleur en hiver et de froid en été).

Le potentiel de la trigénération concerne tous les consommateurs d'une quantité suffisante et régulière de froid, qu'ils consomment seulement du froid (entrepôts frigorifiques de conservation et de conditionnement des aliments) ou de la chaleur et de froid (abattoirs, industries pharmaceutiques, chimiques et agro-alimentaires, immeubles de bureaux et certains parcs de logements)

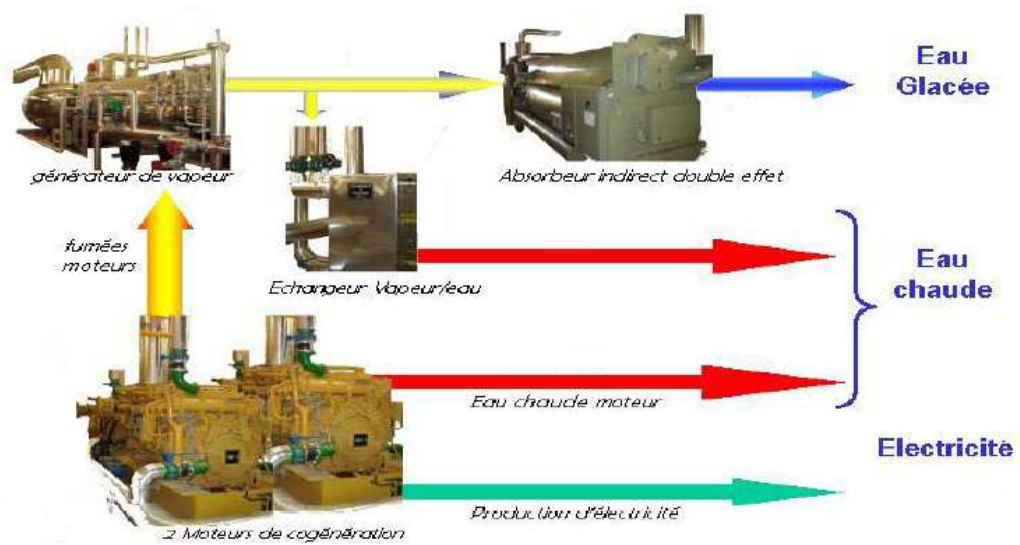


Figure 3-5: Système de trigénération à moteur à gaz

La valorisation de l'unité de trigénération pour la production de froid peut être réalisée de deux manières :

- **Indirecte:** La chaleur récupérée de l'unité de cogénération est utilisée pour produire de la vapeur ou de l'eau chaude dans une chaudière classique. L'unité de réfrigération est alors alimentée par l'eau chaude ou la vapeur provenant de la chaudière. Ce système présente l'avantage de disposer d'eau chaude ou de vapeur pour d'autres applications.
- **Directe:** La chaleur récupérée est envoyée directement au générateur de l'unité de réfrigération. Ce système présente l'avantage de ne pas utiliser de chaudière, permettant une économie en frais d'investissement et de maintenance. En outre, le système est plus compact.

Les machines frigorifiques classiques à compression consomment exclusivement de l'électricité; leur coefficient de performance (COP), représentant le rapport entre l'effet frigorifique utile et l'énergie consommée, est élevé, entre 2,5 et 5. Par opposition, les machines frigorifiques à trigénération consomment quasi-exclusivement de la chaleur; leur COP est faible, entre 0,6 et 1,2. L'intérêt de la trigénération est mis en évidence si le rendement global de conversion de l'énergie primaire en froid est évalué, en tenant compte du rendement de production de l'électricité consommée par les cycles à compression (0,25 à 0,55).

3.3.1 La trigénération offre deux types de technologies [59].

• **Les machines à absorption:** utilisent, comme absorbant-refrigerant:

a) **Le couple Eau-Ammoniac** adapté pour les moyennes et grandes puissance à des températures de refroidissement inférieures à 5°C. Les applications sont de type industriel, pour une puissance frigorifique allant jusqu'à plusieurs MW.

b) **Le couple Bromure de Lithium-eau**, utilisé pour le conditionnement d'air ($T > 5^\circ\text{C}$) dans les bâtiments. Le COP est plus élevé (0,7-1,2).

• **Les machines frigorifiques à adsorption:** fonctionnent avec le couple gel de silice/eau. Les applications concernent les besoins en eau froide jusqu'à 3 °C (applications dans les nouvelles constructions). Les machines disponibles sur le marché répondent à une puissance frigorifique nominale de 50 à 353 kWf. Par rapport aux machines à absorption au Bromure de Lithium à un seul étage, elles offrent un meilleur COP pour de plus faibles températures d'eau chaude (65-85°C).

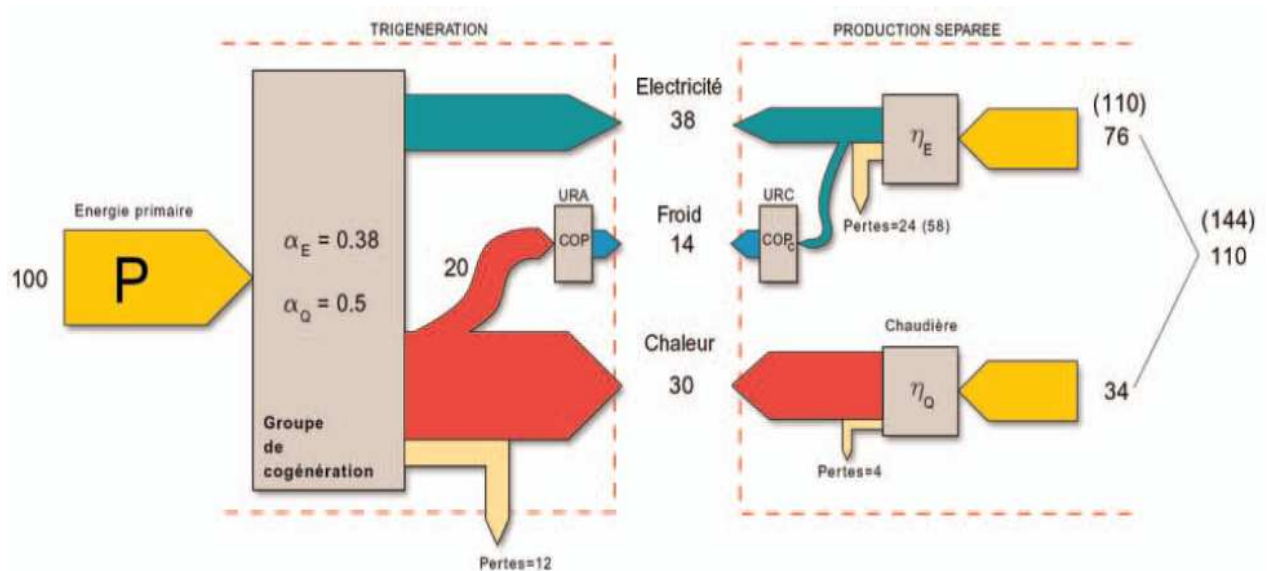


Figure 3-6 : Exemple de comparaison entre les rendements du système séparé et ceux de la trigénération.

3.4 Avantages de la cogénération et trigénération

- Produire simultanément d'un même combustible l'électricité, la chaleur et le froid.
- Haut rendement énergétique
- Coûts compétitifs
- Respect de l'environnement
- Economie d'énergie



Chapitre 4

Méthodologie de l'étude de faisabilité d'une installation de cogénération

Vu les importantes sommes financières qui seront en jeu, il est primordial que l'étude soit réalisée dans les règles de l'art afin de fournir au gestionnaire de l'établissement étudié des résultats technico-économique chiffrés et fiables en y ajoutant une analyse environnementale et réglementaire, sur lesquels il pourra prendre une décision fondée et négocier en connaissance de cause [37]¹.

4.1 Démarche de dimensionnement de systèmes de cogénération

Au stade initial d'un projet, les questions qui viennent généralement à l'esprit sont les suivantes :

- Est-il possible d'installer une unité de cogénération dans cet établissement ?
- Combien cela va-il coûter ? Est-ce rentable ?
- Quelle est la part de consommation de mon établissement qui peut être produite par la cogénération ?
- Quelle puissance faut-il installer ?
- Doit-on consommer totalement ou vendre l'excédentaire de l'électricité produite ?
- Quelle sera la réduction des émissions de CO₂ ?
- Est-ce que je vais recevoir des primes et des aides (certificats verts) ? et combien ?

Les réponses à ces questions ne sont pas immédiates mais se font sur l'évaluation d'une série des critères techniques, économiques et environnementaux qui s'inscrivent dans une démarche de projet.

C'est l'étude de faisabilité, et comme elle n'est pas gratuite il faut bien éviter la surprise qui révèle que « le projet n'est pas rentable », la raison pour laquelle il faut commencer par une étude de pertinence (étape n° 01 qui recommande ou non l'étude de faisabilité), suivit des trois étapes : Etude de faisabilité de l'unité de cogénération, le choix d'un mode de financement du projet, rédaction du cahier de charge final.

Typiquement, le rapport de l'étude de faisabilité comprend les points suivants :

- une description de la méthode suivie ;
- le principe général d'une unité de cogénération
- une présentation générale de l'établissement
- une estimation des besoins énergétiques (sur base d'une campagne de mesure sur site);
- un dimensionnement optimisé du point de vue économique ;
- un bilan de l'opération (énergétique, économique, environnemental et autres impacts) :
- l'intégration de l'unité de cogénération dans l'installation existante (contrainte et opportunités) ;
- une fiche récapitulative des hypothèses considérées et des résultats de l'étude.

4.1.1 Méthodologie adoptée

Sachant que cette méthodologie sera appliqué aux quatre cas d'études des différents secteurs d'activité car elle est générale de structure sauf pour quelques détails de l'étude

comme par exemple, le régime de fonctionnement de l'entreprise, le tarif choisi pour facturer l'électricité et du gaz par la SONELGAZ, ...

La méthodologie du pré-dimensionnement proposée se base sur les besoins en chaleur de l'entreprise (établissement) et décrit pas à pas les 4 étapes à suivre :

- **Etape 01** : Déterminer le besoin en chaleur ;
- **Etape 02** : Sélectionner un « profil type » de consommation de chaleur ;
- **Etape 03** : Déterminer la puissance thermique de l'unité de cogénération ;
- **Etape 04** : Choisir une unité de cogénération.

Etape 01 : Déterminer le besoin net en chaleur (BNc) :

Pour obtenir une cogénération de qualité, qui permet donc de rentabiliser au maximum l'énergie produite, on dimensionne généralement l'unité sur les besoins de chaleur, l'électricité produite pourra toujours être, soit consommée en interne, soit revendu au réseau (pas très suggéré dans les conditions réglementaires actuelles en Algérie). Donc, on adopte le premier cas [60].

- Dans les pays visant des gains énergétiques et des réductions d'émissions, le dimensionnement sur la base des besoins en chaleur est indiqué parce qu'il procure une meilleure efficacité énergétique des systèmes de cogénération. Si les besoins locaux d'électricité sont insuffisants pour consommer toute l'électricité produite, celle-ci doit impérativement être reprise par le réseau local à des conditions correctes (prix, prime à la tonne de CO₂ évitée, etc.).
- Lorsque le prix de l'électricité est très élevé, le porteur de projet peut dimensionner son installation de manière à couvrir le maximum de ses besoins en électricité. Dans ce cas, il n'est pas rare que toute la chaleur cogénérée ne soit pas consommée, ce qui entraîne une réduction du rendement utile.

Il est donc nécessaire de bien évaluer les besoins de chaleur et d'électricité de l'établissement concerné ainsi que leurs variations journalière, hebdomadaire, mensuelle, si possible à partir d'une année complète de référence. Il est préférable de choisir une année de référence de consommation faible si l'activité de l'établissement est susceptible de diminuer et/ou si des mesures d'utilisation rationnelle d'énergie sont prévues, et inversement une année de consommation élevée si l'activité est susceptible d'augmenter, par exemple si une extension de l'établissement est envisagée. Une analyse des consommations d'énergie des dernières années et des projets éventuels planifiés permet de connaître la tendance à la hausse ou à la baisse pour les années à venir. [59]

Il faut d'abord déduire de notre consommation annuelle de combustible (Q) tout ce qui ne sert pas à produire de l'eau chaude ou de la vapeur, c'est-à-dire : l'énergie utilisée pour la cuisson (Q_{non.cogé}):

Le résultat de cette soustraction aboutit au besoin net de chaleur (BNc), est exprimer en kWh/an :

$$BNc = \eta_Q \times (Q - Q_{non.cogén}) \dots\dots\dots 4.1$$

Etape 02 : Sélectionner un « profil type » de consommation de chaleur

L'évolution de la consommation de chaleur de l'entreprise est importante pour le dimensionnement d'une unité de cogénération. On peut considérer que notre consommation de chaleur suit un profil type caractéristique d'un rythme d'activité. Il faut choisir parmi les 06 profils du tableau (**Tableau 4-4**) suivant dont les graphes se trouvent dans **l'annexe 4-6** celui qui correspond le mieux à notre cas.

Tableau 4-1: Les 06 profils types de consommation de chaleur (annexe 4.6)

A	Activité (bâtiment) diurne 5 jours sur 7
B	Activité diurne 6 jours sur 7
C	Activité diurne 7 jours sur 7
D	Activité continue 7 jours sur 7
E	Activité (entreprise) diurne 5 jours sur 7
F	Activité (logement collectif) 7 jours sur 7

Etape 03 : Déterminer la puissance thermique de l'unité de cogénération

L'objectif du pré-dimensionnement est d'installer la plus grosse unité de cogénération en valorisant toute la chaleur et l'électricité produite.

A chaque « profil type » de consommation de chaleur correspond une taille optimale exprimée par un facteur $Part_{cogen}$ (consommation maximale de chaleur assurée par le l'unité de cogénération), d exprimée par un facteur $Part_{cogen}$ (consommation maximale de chaleur assurée par le l'unité de cogénération).

D'où : la puissance thermique de l'unité de cogénération est (**en kW_q**):

$$P_{Qcogen} = \frac{BNC \times Part_{cogen}}{U_q} \dots\dots\dots 4.2$$

Où U_q : le nombre d'heures durant lesquelles l'unité de cogénération devrait fonctionner à régime nominal pour produire les besoins nets de chaleur (BNC)

Par ailleurs, la quantité de chaleur fournie par l'unité de cogénération est (en kWh_q):

$$Q_{cogen} = P_{Qcogen} \times U_{cogen} \dots\dots\dots 4.3$$

Où U_{cogen} : le nombre d'heures durant lesquelles l'unité de cogénération devrait fonctionner à régime nominal pour produire la chaleur congénère.

Pour obtenir les valeurs des différents paramètres nécessaires pour le redimensionnement de l'unité de cogénération, il nous faut établir la courbe de monotone de chaleur. Cette courbe représente la monotone de consommation de chaleur. Cette courbe représente la consommation de chaleur horaire classée par ordre décroissant sur une année,

exprimée en % de la consommation maximale. Une courbe « monotone de chaleur » peut être déterminée pour chaque « profil type ».

Les deux paramètres du pré-dimensionnement, U_{cogen} , $Part_{cogen}$, sont ainsi connus. U_{cogen} , la base du rectangle, représente la durée de fonctionnement de l'unité de cogénération à pleine puissance. Il s'agit d'une durée minimum, vue que la cogénération pourrait fonctionner plus longtemps mais à charge partielle (jusqu'à 80 % par exemple). $Part_{cogen}$, la hauteur du rectangle, représente donc le pourcentage de la puissance maximale thermique du site qui pourra être effectivement assuré par l'unité de cogénération. Les chaudières existantes assurent donc le complément, voire la totalité lorsque la cogénération est à l'arrêt pour entretien ou pour éviter de produire trop d'électricité qui devra être revendu au réseau à un tarif pas assez intéressant comme illustré sur l'exemple de la **figure 4-1**.

Et pour plus de maîtrise, on va utiliser les deux graphes assistants la monotone de chaleur, les deux seront comme suit : **f(Nombres d'heures en fonction des charges) = kWh/an**

Et **f(consommation thermique) = kWh/an**

C'est-à-dire ; $E_{cogen} = P_{Ecogen} \times U_{cogen}$ (kWhé)

Pouvant prendre deux valeurs de la puissance maximisant à chaque fois l'une des variables et comparant entre eux pour une bonne optimisation.

Ensuite, la puissance thermique choisie doit bien correspondre à une puissance électrique passant par les rendements (thermique et électrique) de ce moteur ou cette unité de cogénération, tous comme il existe des abaques précis qui révèle : la puissance électrique de la cogénération (P_{Ecogen}), et même, l'investissement (DA (€)/kWe), et aussi l'entretien (DA (€)/kWhé)[61].

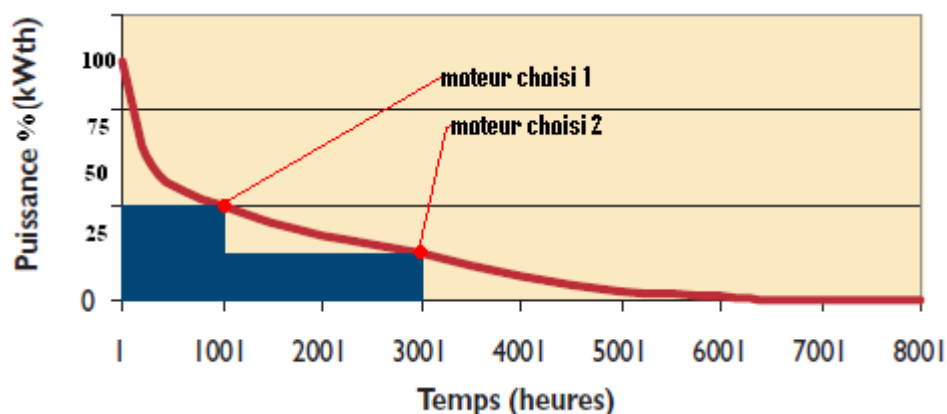


Figure 4-1: Exemple de pré-dimensionnement de la puissance optimale par une monotone de chaleur

Les lignes directrices [37]¹ :

- Dimensionnée en fonction des besoins thermiques afin de valoriser toute la chaleur produite et ainsi être une « cogénération de qualité »;
 - Assurer la base des besoins thermiques pour éviter démarrages – arrêts intempestifs ;
 - Eviter de revendre trop d'électricité produite au réseau pour valoriser l'électricité produite au meilleur tarif.
- La consommation de gaz est mentionnée sur la facture en thermie et en fonction du pouvoir calorifique supérieur (PCS), alors, il faut la convertir en kWh et l'exprimer en pouvoir calorifique inférieur (PCI) : $1 \text{ thermie PCS} \div 1,16 \times 0,9 = 1 \text{ kWh PCI}$

4.1.2 Présentation de l'état initial

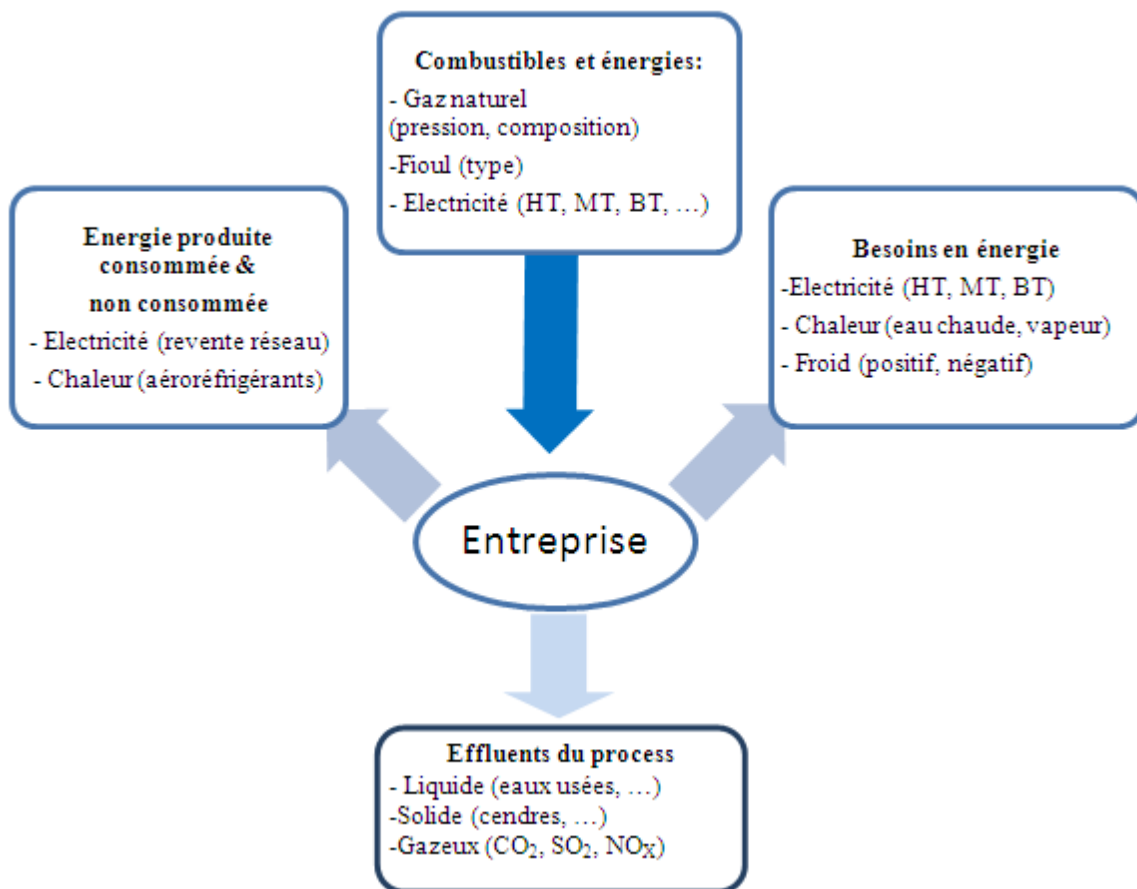


Figure 4-2: La méthodologie suivie pour l'étude de faisabilité du projet de la cogénération

La première étape avant de commencer le dimensionnement est de présenter l'entreprise par les éléments mentionnés sur le tableau suivant (**figure 4.1**). De même pour les quatre axes du schéma de dimensionnement comme il est noté sur les tableaux qui suivent dans cette partie du chapitre.

4.1.3 Présentation de l'entreprise

Tableau 4-2: Eléments de présentation de l'entreprise

Entreprise : situation initiale	
<ul style="list-style-type: none"> - Activité de l'entreprise - Plan de masse (échelle) Nombre d'employés, le CA, ... - Implantation des installations énergétiques - Tendence de l'entreprise pour plus d'internalisation ou plus d'externalisation - Chaudières (puissance, âge, combustible, rendements, état, ...) - Altitude - Paramètres mensuels climatiques du site (T, hyg) 	<ul style="list-style-type: none"> - Transformateurs (puissance, tension, âge, état, ...) - Groupes froids (puissance, âge, état, ...) - Groupes électrogènes (Moteurs, turbines gaz, ...) - Schéma de principe des installations électriques et des réseaux - Schéma de principe des installations thermiques (chaud et froid) et des réseaux - Divers ...

4.1.4 Combustibles et énergies

Tableau 4-3: Eléments de présentation des équipements techniques de l'entreprise

Gaz Naturel	Electricité
<ul style="list-style-type: none"> - Lieu du poste de livraison - Pression (abs. ou rel. d'alimentation) - Pression (abs. ou rel. après détente) - PCS du gaz - Composition du gaz - Contrat du gaz (PF, énergie, ...) - Consommation mensuelle pendant deux ans - Schéma des réseaux de distribution du GN sur le site - Coupures éventuelles - Volume de stockage ... 	<ul style="list-style-type: none"> - Lieu du poste de livraison - Tension primaire et secondaire - Puissance du transformateur - Schéma des réseaux de distribution de l'électricité sur le site (boucle ?) - Contrat électrique (PF, énergie, ...) - Consommation mensuelle - Coupures éventuelles - Nature des protections et du comptage en place ... - Critères du groupe de secours existant

- Le gaz du réseau de la SONELGAZ ayant un PCI relativement variant mensuellement sera noté mensuellement.
- Les quatre cas étudiés adoptent l'un des tarifs **41** ou **54** pour l'électricité et le tarif **21** pour le gaz naturel dont les chiffres spécifiques qui servent à calculer la puissance nominale du moteur de cogénération (dimensionner) sont affichés dans **l'annexe 4.1**.
- Mentionner si le cas a besoin ou non d'un système de froid.

4.1.5 Besoins en énergie

Tableau 4-4: Les données des consommations énergétiques de l'entreprise

Electricité (HT, MT, BT)	Chaleur (eau chaude, vapeur)	Froid (positif, négatif)
<ul style="list-style-type: none">- Lieux de consommation- Type de consommation (process, éclairage, ...)- Fluctuation des puissances appelées- Profils types journaliers des besoins	<ul style="list-style-type: none">- Eau chaude ou vapeur (saturée, surchauffée)- Pression, température- Lieux et type de besoins (process, chauffage bâtiment, ecs)- Profils types journaliers des besoins	<ul style="list-style-type: none">- Positif ou négatif (température)- Profils types journaliers des besoins

4.1.6 Productions : énergie produite et effluents

Tableau 4-5: Les données des rejets des énergies consommées par l'entreprise

Energies produites pour consommation et le surplus d'énergie	Effluents (solide-liquide-gaz)
<ul style="list-style-type: none">- Chaleur (aéroréfrigérants, perdue, ...)- Electricité autoconsommée- Etudier la possibilité de vente de la production excédentaire de l'électricité	<ul style="list-style-type: none">- Etablir un bilan environnemental (quantité d'émission de GES) et des gaz toxiques

4.2 Etude technico-économique et environnementale

Pour la deuxième phase « étude de rentabilité », il faut parcourir les trois éléments de l'organigramme (figure 4-2). Donc, remplir les annexes 4.1, 4.2, 4.3.

D'où, on fait une comparaison entre les consommations et les dépenses sans et avec la cogénération, et pour la cogénération on utilisera les deux moteur choisie comme optimum dans la monotone de chaleur précédemment, afin de choisir la puissance du moteur le plus rentable des deux.

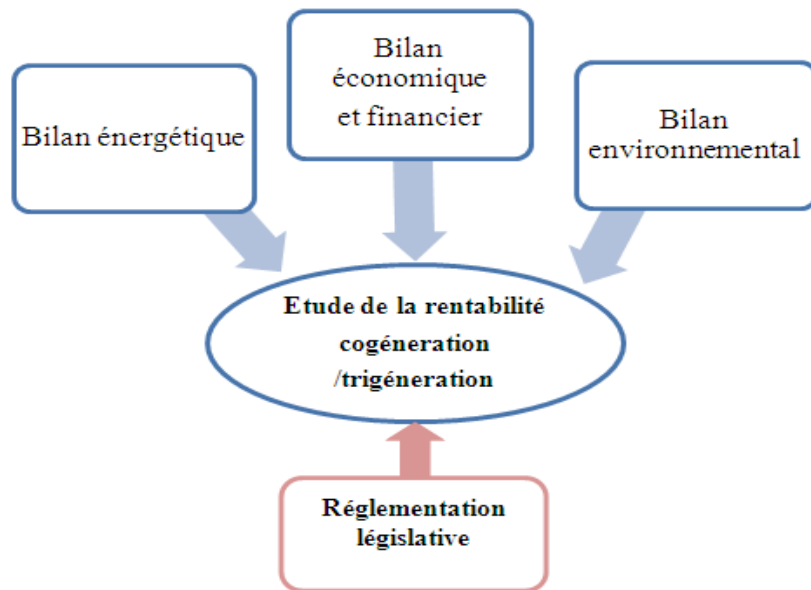


Figure 4-3 : Les axes principaux de l'étude technico-économique

4.2.1 Bilan énergétique (annexe 4.1)

Pratiquement, il faut remplir le tableau de l'**annexe 4.1** à partir des données déjà calculés dans l'étape de dimensionnement (consommations de la chaleur et du gaz avec cogénération) et des consommations des factures d'électricité et du gaz pour déduire aussi le manque à compenser en chaudière ou en électricité vendue ou à acheter du réseau de la SONELGAZ, et cela pour les différentes saisons (les saisons dépendent du type d'activité de l'entreprise : hiver et été, vacances et travaux, au continu, ...

Sachant que, *la quantité de gaz utilisé en cogénération est déduite à partir de la quantité de chaleur produite et le rendement thermique de l'unité de cogénération, exprimée en [kWh/an].*

$$\text{Cons}_{\text{chaufferie}} = \frac{Q_{\text{cogen}}}{\eta_{\text{chaufferie}}}$$

$$\text{Cons}_{\text{cogen}} = \frac{E_{\text{cogen}}}{\eta_{\text{cogen}}}$$

4.2.2 Bilan économique et financier (annexe 4.2)

4.2.2.1 Gain sur les factures d'électricité et du gaz

Les certificats verts en Algérie sont exprimer en prime de pourcentage qui représente **160 % par kWh**e de l'électricité produite par cogénération (**art. 17, Annexe 3.2**)

4.2.2.2 Gains par les primes de production (certificat vert)

Afin de noter les gains sur *les factures d'achats d'électricité et du combustible*, ainsi que les *dépenses de ce dernier* Il sufi de multiplier les quantités d'électricité et du gaz en cogénération par le prix unitaire moyen de ces deux éléments (**en hors taxes**), exprimé en [€/an]

$$\text{Gain}_{\text{elec}} = \text{Prix}_{\text{moyen}} \times \text{E}_{\text{cogen}}$$

$$\text{Gain}_{\text{chaleur}} = \text{Cons}_{\text{chaufferie}} \times \text{Prix}_{\text{moyen combustible}}$$

4.2.2.3 Les dépenses en combustibles, exprimé en [€/an]

$$\text{Depense}_{\text{comb}} = \text{Cons}_{\text{cogen}} \times \text{Prix}_{\text{moyen combustible}}$$

4.2.2.4 Les dépenses d'entretien[€/an]

L'unité de cogénération nécessite d'être bien entretenue, et ce coût de maintenance et de garantie est estimé à 10 % de l'investissement D'où, on multipliant ce coût d'entretien (€/kWh) par la quantité d'électricité produite par la cogénération on obtient les dépenses d'entretien annuelles.

$$\text{Coût}_{\text{entretien}} = \text{Investissement}_{\text{net}} \times 0,1$$

$$\text{Depense}_{\text{entretien}} = \text{E}_{\text{cogen}} \times \text{Coût}_{\text{entretien}}$$

4.2.2.5 Estimation du montant d'investissement net [€HT]

Il varie entre **900 à 3000 €/kw** installé (à l'aide des devis estimatifs d'un bureau d'étude qualifié, ainsi, voir **annexe 4-7** et [59], [61]) car cela dépend de la taille du moteur de cogénération. Sinon, prenant le prix de l'unité de cogénération au marché et on y ajoute: Frais d'études 07 %, le montage et l'installation (13 %), ainsi que d'éventuels imprévus (10 %), un facteur de surinvestissement de 30 % est appliqué.

$$\text{Investissement}_{\text{net}} = (\text{P}_{\text{elec cogen}} \times \text{invest} \times 1,3) - \text{primes}$$

Primes : Redevance fixe, PMD, PMA, Energie réactive (bonus-malus)

Afin d'éviter les cumul des erreurs d'estimation les coûts d'investissement et ceux d'entretien et maintenance son calculés en fonction de la puissance électrique de moteur par les fonctions qui suivent respectueusement [59]:

Pour un moteur à gaz : $\text{Investissement}_{\text{net}} = P^{-0,39} \times 5783 \times \text{taux de change (DA/kW installé)}$

$\text{Coût}_{\text{entretien}} = P^{-0,26} \times 4,45 \times \text{taux de change (DA/kW installé)}$

4.2.2.6 Calcul de la rentabilité

Le premier critère de rentabilité est d'avoir un gain annuel net positif. Il représente la différence entre la somme de tous les gains et la somme de toutes les dépenses [€/an].

$$\text{Gain}_{\text{annuel net}} = \text{Gain}_{\text{élec}} + \text{Gain}_{\text{chaleur}} - \text{Dépense}_{\text{comb}} - \text{Dépense}_{\text{entretien}}$$

Un deuxième critère, qui a l'avantage de rapidement montrer l'intérêt financier du projet, est le temps de retour simple sur investissement (**TRI**). C'est la période, exprimée en année, au terme de laquelle tout les gains on permit de rembourser l'investissement initial net.

$$\text{TRI} = \frac{\text{Investissement}_{\text{net}}}{\text{Gain}_{\text{annuel net}}} \dots\dots\dots 4.4$$

4.2.3 Bilan environnemental (annexe 4.3)

On calcul le gain en CO₂ (**G_{CO₂}**) ou les émissions de CO₂ évitées comme suit :

$$\text{G}_{\text{CO}_2} = (\text{E}_{\text{CO}_2} + \text{Q}_{\text{CO}_2}) - \text{F}_{\text{CO}_2} \dots\dots\dots 4.5$$

D'où :

E_{CO₂} : Les émissions de CO₂ de la turbine à vapeur pour la production électrique.

$$\text{E}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{E}}{55\%} \times \text{C}_x \dots\dots\dots 4.6$$

Q_{CO₂} : Les émissions de CO₂ de la chaudière pour la production de chaleur.

$$\text{Q}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{Q}}{90\%} \times \text{C}_x \dots\dots\dots 4.7$$

F_{CO₂} : Les émissions de CO₂ du moteur de cogénération.

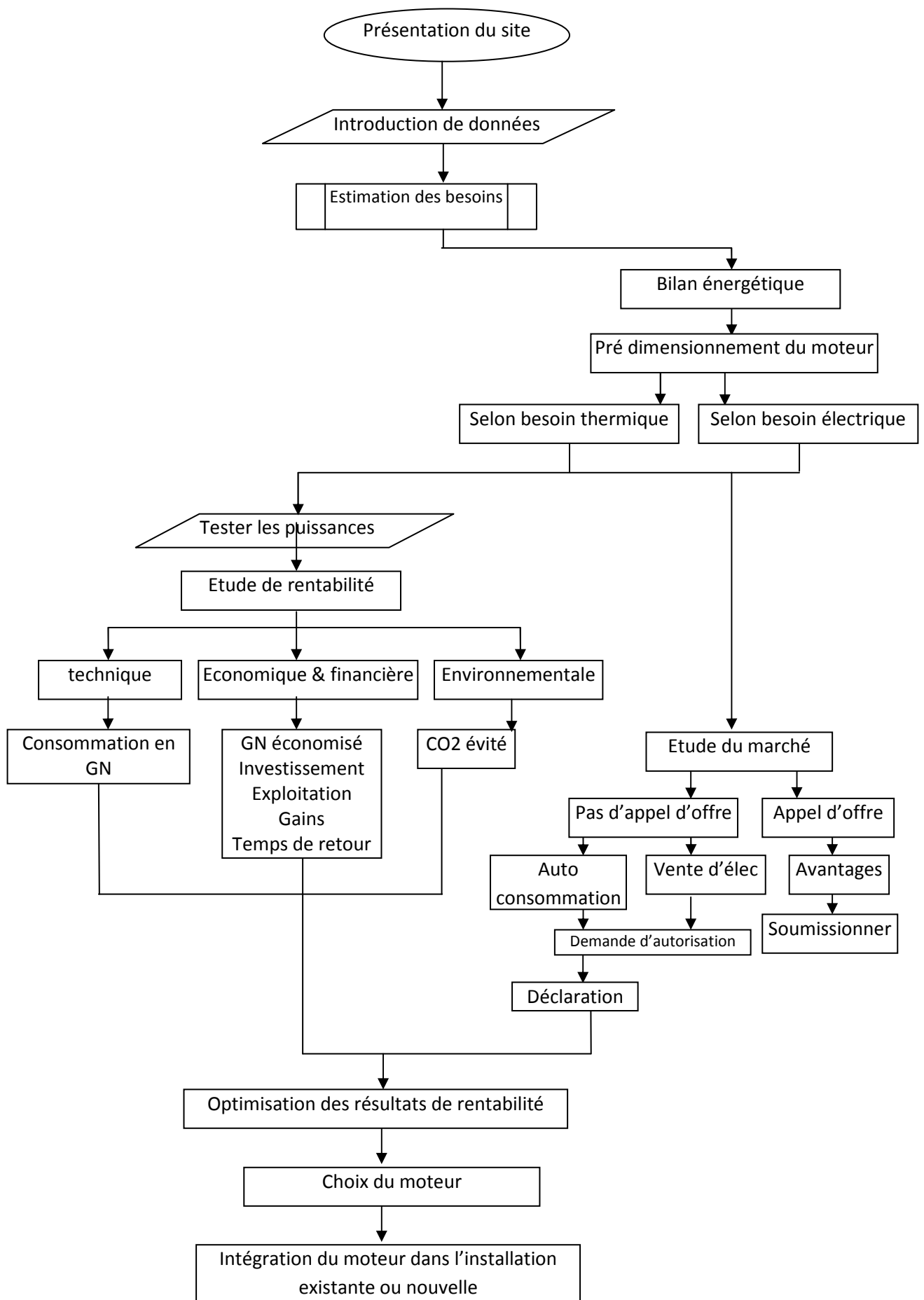
$$\text{F}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{E}}{\alpha_e} \times \text{C}_x \dots\dots\dots 4.8$$

C_x = 217 g/kWh: Le coefficient d'émission de CO₂ du combustible utilisé par l'unité de cogénération.

La rentabilité écologique est d'atteindre une économie relative de CO₂ ou appelée les émissions évités (**EE_{CO₂}**) supérieur à 05 %.

$$\text{EE}_{\text{CO}_2} = \frac{\text{G}_{\text{CO}_2}}{\text{E}_{\text{CO}_2} + \text{Q}_{\text{CO}_2}} \dots\dots\dots 4.9$$

4.2.4. Organigramme de la méthodologie de l'étude de rentabilité



4.3 Contexte réglementaire et législative de la cogénération en Algérie

4.3.1 Technologies (filières) de production d'énergie électrique en Algérie

Les technologies retenues pour les nouveaux investissements en production centralisée sont celles de la filière gaz : les turbines à gaz (TG) et les cycles combinés (CC).

Ce choix apparaît le plus approprié pour cette période tant pour les considérations techniques et économiques qu'environnementales.

Ainsi les moyens de production candidats retenus le Schéma Directeur Production adoptée par le COPEG sont les turbines à gaz de paliers 100 et 200 MW, pour ce qui est des moyens de pointe et les cycles combinés de paliers 300, 400 et 600 MW, pour les moyens de base.

4.3.1.1 Parc existant

La puissance totale installée sur le réseau interconnecté national existante à fin 2007 était de 6876 MW, dont 2435 MW en turbines à vapeur (TV), 3386 MW en turbines à gaz (TG), 825 MW en cycle combiné (CC) et 230 MW en hydraulique (TH). La répartition par filière est donnée sur la **figure 4-4**.

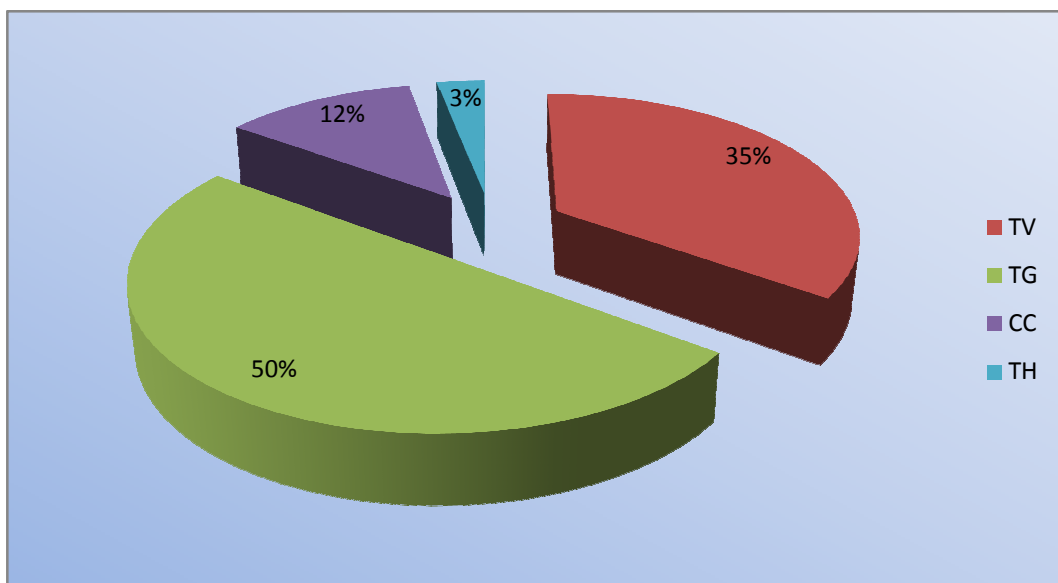


Figure 4-4: Structure du parc de production d'électricité

On peut déduire que le parc de production de l'année 2005 comporte quatre principaux types de filières, comme suit :

- ✚ **Filière Turbine à vapeur (TV) :** Elle est composée de 20 groupes de puissance unitaire entre 50 MW et 196 MW, elle représente 42,36 % de la puissance installée.
- ✚ **Filière Turbine à Gaz (TG) :** Elle est constituée de 84 groupes dont la puissance unitaire varie entre 20 MW et 210 MW (50,63 %).

- ✚ **Filière hydraulique** : qui représente 4,30 % de la puissance globale. Elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 MW à 5 MW pour les basses chutes et de 12 MW à 50 MW pour les hautes chutes.
- ✚ **Filière Diesel** : Elle est composée de 183 groupes de puissance unitaire de 0,35 MW à 8 MW (2,7 %). Cette filière sert à alimenter les réseaux isolés du sud.

4.3.2 Législation algérienne pour la création d'une installation de production d'énergie (installation de cogénération)

Synthèse du journal officiel algérien

4.3.2.1 Technologies de production centralisée retenues

La **loi 02-01** relative à l'électricité et à la distribution publique du gaz précise dans son article 26 que des mesures d'organisation du marché de l'électricité seront prises en vue de l'écoulement sur le marché d'une quantité d'électricité d'origine renouvelable ou de système de *cogénération*, à des conditions avantageuses, comme pour les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotations de l'état ou être imputés sur les tarifs, ce en application de la politique énergétique.

a) Perspectives du travail d'élaboration des textes d'application de la loi 02-01 pour

- La mise en place de la procédure d'appels d'offres
- Une définition plus précise des conditions d'éligibilité aux avantages prévus (Rendements de la cogénération)
- L'introduction de mécanismes plus flexibles et plus adaptés en matière d'octroi des primes aux ER et cogénération
- La définition des modalités de certification et de contrôle de l'électricité produite à partir des ER et de la cogénération
- Lancement d'un appel d'offres par la CREG en fin 2007 / Début 2008

Tenant compte de l'approche dictée plus haut, l'étude sur l'introduction de centrales décentralisée dans le parc de production national fait ressortir que la puissance totale à installer sur la période est de 705 MW, dont 450 MW en cogénération. La production prévue à l'horizon 2017 est de 3,7 TWh, soit 5 % de la production totale.

b) Accès aux réseaux

Annuellement la CREG fait son bilan des quotas de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et dans le cadre du régime spécial afin d'étudier la balance de la production d'énergie entre celle autoconsommée et celle commercialisée (**annexe 3.01**).

Le résultat de ce bilan permettra de lancer ou pas un appel d'offre car pour bénéficier de la totalité des avantages des producteurs d'électricité par cogénération en Algérie, il faut qu'il note un besoin de production selon le programme national (**Programme indicatif des besoins En moyens de production d'électricité 2006-2015. Algérie**) (tableau 4.1)

Ensuite, avec l'appel d'offre national, le producteur d'énergie commercialisée candidat doit étudier le cahier de charge (**annexe 3.1, art 77**) et se présentera par une déclaration suivit de demande d'autorisation (**Annexe 3.5**) à laquelle la CREG répondra après 02 mois et sont projet sera rémunérer, mais si l'énergie produite serai destinée juste pour l'autoconsommation, dans ce cas le producteur n'aura besoin que d'une déclaration (**Annexe 3.6**).

c) Comment se raccorder au réseau?

Les producteurs ont le libre accès aux réseaux d'électricité et de gaz (transport, et distribution), mais devra d'abords se justifier par une autorisation d'exploitation ou d'une attestation de déclaration délivrées par la CREG afin d'être raccordé au réseau.

- Le producteur devra transmettre une demande de raccordement au réseau de transport ou de distribution selon le cas.
- Le producteur doit fournir au gestionnaire du réseau de transport de gaz et à l'opérateur du système électrique toutes les informations nécessaires aux études de raccordement dont les frais sont à sa charge.
- Le producteur devra s'acquitter des frais de raccordement aux réseaux de l'électricité et du gaz comme suit:
- Le raccordement au réseau de transport de l'électricité est à la charge du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité jusqu'à la limite de 50 km. Au delà de cette distance le producteur prendra en charge le complément de la liaison à réaliser.
- Le raccordement au réseau de transport du gaz est à la charge du gestionnaire du réseau de transport du gaz, jusqu'à la limite de 50 km. Au delà de cette distance le producteur prendra en charge le complément de la liaison à réaliser.
- Le raccordement au réseau de distribution de l'électricité (interconnecté ou isolé) est à la charge du distributeur de l'électricité jusqu'à la limite de 5 km. Au delà de cette distance le producteur prendra en charge le complément de la liaison à réaliser.

En cas de refus d'accès, les gestionnaires de réseaux et/ou les opérateurs doivent publier les motifs et les notifier aux demandeurs.

d) Les droits des producteurs sous le régime spécial

- D'injecter le surplus de sa production dans les réseaux électriques du transport de l'électricité ou de distribution de l'électricité ; il perçoit en contrepartie les rétributions correspondantes,
- De connecter ses installations aux réseaux de transport ou de distribution de l'électricité ; cette connexion est réalisée par le gestionnaire du réseau concerné. Les coûts de connexion sont considérés comme des coûts de diversification,
- De bénéficier d'un placement prioritaire sur le marché pour sa production de l'électricité qui sera rémunérée.
- Le producteur d'électricité sous le régime spécial a également le droit de se faire raccorder en gaz, par le gestionnaire du réseau de transport du gaz ou de distribution du gaz aux frais de ce dernier, dans la limite d'une distance économiquement raisonnable.

e) Les obligations des producteurs sous le régime spécial ?

- Prendre toutes les mesures nécessaires pour produire l'électricité conformément aux termes contenus dans l'autorisation d'exploiter, particulièrement pour les aspects liés :
 - à la sécurité et la fiabilité des équipements ;
 - à la conformité aux règles environnementales en vigueur.
 - Doter ses installations d'équipements de mesure et de transmission conformes à la réglementation en vigueur pour déterminer les flux injectés dans le réseau, ainsi que ceux qui y sont soutirés ;
- Se soumettre aux conditions régissant les offres du marché, particulièrement celles liées aux procédures de liquidation et de paiement de l'énergie ;
- Se soumettre aux mesures exceptionnelles susceptibles d'être prises (crise grave sur le marché, menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques ou de risque pour la sécurité des personnes) conformément à l'article 20 de la loi ;
- Communiquer à l'opérateur du système électrique toute information nécessaire à la conduite du système électrique.

4.4 Paramètres à prendre en considération

- La capacité est habituellement déterminée par la charge en chauffage de base
- L'approvisionnement en combustible doit être fiable à long terme
- Les coûts d'investissement doivent rester prévisibles
- La vente d'électricité au réseau doit-être négociée, si tout n'est pas consommé sur place
- Étudier le risque des changements des prix futurs de l'électricité et du gaz naturel.



Chapitre 5

Etude de cas

Afin d'étudier les conditions de l'étude technico-économique du développement de la technologie de la cogénération en Algérie, il est essentiel de voir ça sur les différents secteurs d'activité tel que le tertiaire (hôpital et grand hôtel), industriel (société nationale de production de véhicule industriel) et l'aéroport principal de l'Algérie **SGSIA**.

Pour l'étude économique, sur les quatre cas on a des entreprises étatiques et des sociétés par actions, pas toujours avec un bon fond liquide, mais dans tous les cas la V.A.N ne sera prise au cours des années, de ce fait l'actualisation de la valeur de la monnaie n'aura plus son intérêt, d'où la formule de la V.A.N ci-dessous n'utilisera pas la somme jusqu'à une année N mais juste pour l'année en cours [62]. C'est-à-dire, le gain annuel est considéré fixe au cours des années.

Sachant que :
$$V. A. N = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+i)^n}$$
 F_n : Encaissement – Décaissement [61]
 i : Taux d'actualisation

5.1 Cas de l'hôpital Frantz Fanon de Blida (CHBlida)

Le secteur qui approuve le plus l'intérêt de la cogénération et celui du tertiaire. D'où le CHB.

Présentation de l'entreprise	
Dénomination du site	Unité Frantz Fanon du CHB (Centre Hospitalier de Blida)
Date de création	construit en 1933
Classification	Secteur tertiaire
Activité	Hôpital
Capacité d'activité	1613 lits,
Chiffre d'affaire	//
Les actionnaires	Étatique
Superficie	35 Hectares, 35 % bâtis. Blida ville
Les énergies utilisées	Gaz naturel, Gasoil, électricité, eau potable du réseau national
Besoins énergétique : consommation d'électricité :	Équipements : poste d'alimentation 30 kV (07) Groupe électrogène : (300(2), 250(3), 35(2) kVA) Usage : éclairage, bureautique, appareillage de laboratoires et hospitalier, chaudières murales et à socles.
consommation de GN	Équipements : 03 arrivées de la Sonelgaz DMD : 1600 Thermies Usage : Chaudière (gasoil) de buanderie, ECS des chaudières murales à GN (citées en besoins chauffage), fours de cuisine.
consommation en chaleur	Équipements : Chaudière à bruleur 125 kg/h (1500 l) (buanderie) 13 chaudières à gaz (27(100 l)-22(80 l)-55(200 l) kW) (chauffage seulement et ECS pour la cuisine) 13 chaudières murales 2000 W (douches seulement) 03 chaudières à socles 2000 W (douches seulement)
consommation en froid	Équipements : 02 groupes à compression (-5 °C), (06 morgues) 04 groupes à compression (0 à -5 °C), (06 chambres froides) Clim : 04 CTA lonnox (18 °C) pour les blocs opératoires
Facturation énergétique	Gaz : E 41, 03 compteurs de gaz Electricité : E 21, 01 arrivée de la sonelgaz

Plan de l'hôpital avec son schéma énergétique : voir annexe 5-1

Pour le calcul du besoin en chauffage, il faut tracer la consommation du gaz naturel consommé par les chaudières ou par la consommation au niveau des postes d'alimentations en calculant leurs débits. D'où, on a trois compteurs à gaz naturel alimentés par la sonelgaz: (Figure 5-1)

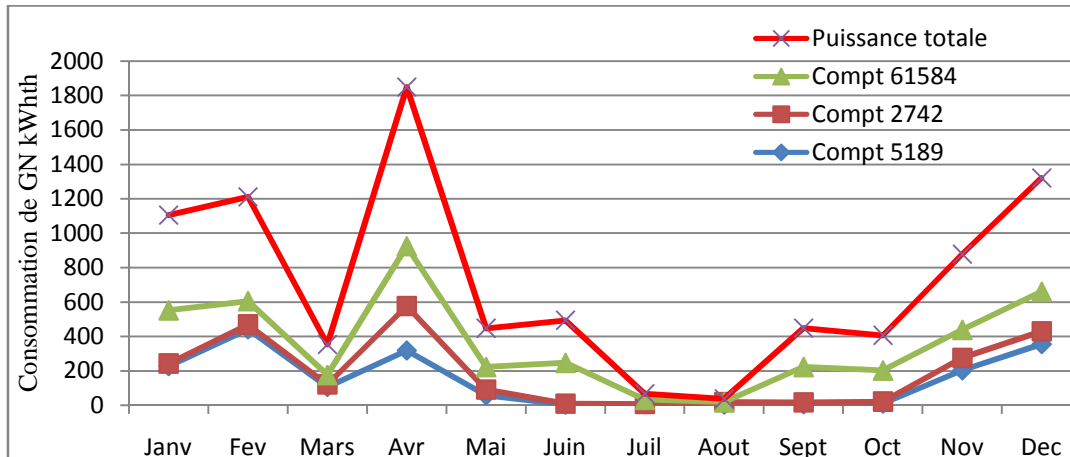


Figure 5-2: consommation annuelle des trois compteurs du GN

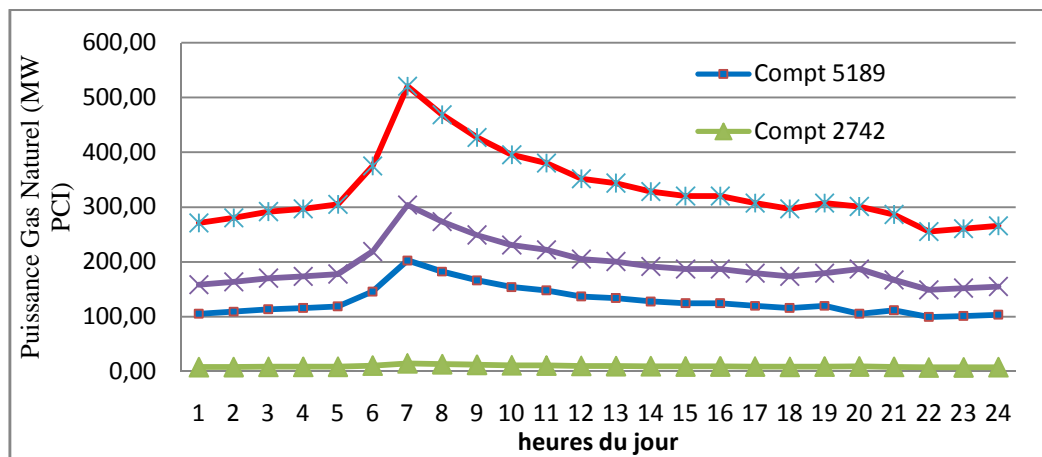


Figure 5-2: consommation d'une journée type d'hiver des trois compteurs du GN

A partir du profil de consommation (Figure 5-3), on trouve qu'au long de l'année le gaz naturel est utilisé pour la buanderie, l'ECS en plus du chauffage à partir des chaudières à gaz, d'où la consommation maximale est en mois d'hiver ce qui justifie en même temps que pendant les deux mois de vacance Juillet et Aout le graphe marque une consommation presque nulle car il n'y a ni chauffage ni buanderie (que le service des urgences), aussi, il faut ajouter que les trois compteurs fonctionnent complémentirement quelques fois à fin de satisfaire une besoin critiques dans tel ou tel secteur.

Et au cours d'une journée type (Figure 5-2), c'est-à-dire la journée à profil le plus répondu au long de la période hivernale, on remarque que la consommation est presque régulière sauf de bonheur les heures des douches et des préparations pour la journée.

Besoin en eau chaude sanitaire et du stockage d'eau chaude sanitaire :

- L'hôpital utilise une chaudière à bruleur pour la buanderie seulement fonctionnant au gazoil : $Q_{\text{buanderie}} = 1,25 \text{ m}^3/\text{h}$, 6 heures /jour pour les jours de semaines (5/7) d'où ;

$$(V_{\text{buanderie}})_{\text{jour}} = 7,5 \text{ m}^3/\text{jour}$$

$$(V_{\text{buanderie}})_{\text{mois}} = 37,5 \text{ m}^3 \text{ mensuel}$$

- L'eau chaude sanitaire fait une demande de puissance de **121 kW** calculée comme suit :

455 robinets et douche et 30 en cuisine. Par les normes de consommation, chaque robinet à un débit de 0,1 l/s :

$$Q_c = (455 \times 0,1) + (30 \times 0,1) = 48,5 \text{ l/s}$$

Debit probable (Qp):[62]

$$Q_p = \frac{Q_c}{\sqrt{(x - 1)}}$$

X : nombre de robinets

Qp = 2,2 l/s à température de 55 °C équivalent à une puissance de **P_{ecs} = 121 kW**

$$P_{\text{ecs}} = Q_p \times C_p \times \Delta T$$

Sachant que le besoin en eau chaude sanitaire sera toujours satisfait par les gaz d'échappement même après la chaleur récupérée. Ajoutant que l'eau chaude sanitaire doit servir les 24 heures pendant toutes les saisons de l'année (besoin continu).

- Pour le chauffage des batis, l'hôpital est desservi par des chaudières à gaz (T d'eau 80°C) de petites puissances pour chaque bloc pour satisfaire leur besoin thermique.

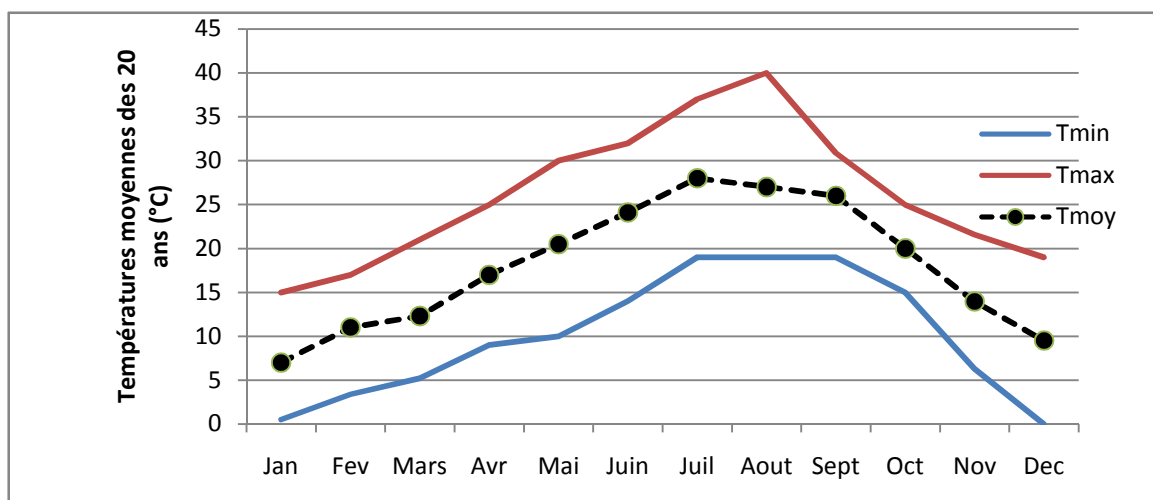


Figure 5-3: Températures annuelles moyennes des 20 ans passées

Suivant la température extérieure critique (la plus froide) des 20 dernières années afin d'éviter la surconsommation, d'où, on constate que le chauffage sera nécessaire pour la saison d'hiver (05 mois) pour ce cas car l'hôpital situé à la ville de Blida subi un hiver long et froid.

- Par contre pour la climatisation en saison d'été, la région est assez fraîche du fait de son climat ainsi que les services de l'unité du centre hospitalier son dispersés sur un espace vert très rafraichissant (**Annexe 5-2**). Sauf pour les 04 blocs opératoires ou sont installées deux centrales de traitement de l'air qui fonctionnent périodiquement suivant les programmes des opérations chirurgicales, donc il est insensé de faire fonctionner une trigénération pour utiliser le froid en discontinuité imprévue et à une distance assez importante.

Reste à ajouter qu'une unité de trigénération ne sera pas plus importante que la cogénération car le seul besoin en froid est demandé par trois petits groupes à compressions pour la cuisine (petites chambres froides des denrées alimentaires), à des températures basses de (4 °C et 0 °C), puis pour la morgue de 08 caissons, il existe aussi 02 groupes à compression.

Mais étant donné que la cuisine et la morgue voisine sont loin des autres services, les desservir en froid engendrera des pertes linéaires très importantes, alors, il est préférable de les laisser fonctionner avec les unités de réfrigération à compression (URC).

Une monotone de chaleur (**figure 5-5**) illustre le fonctionnement horaire de l'unité de cogénération au long de l'année et nous permet de tracer les deux graphes des (**figures 5-6 et 5-7**). D'où ; par la première figure on déduit la puissance maximale que peut atteindre notre unité, quand deuxième graphe, on y choisi la puissance correspondante aux nombres d'heures de fonctionnement maximales qui représente la période d'hiver (3648 heures, 05 mois).

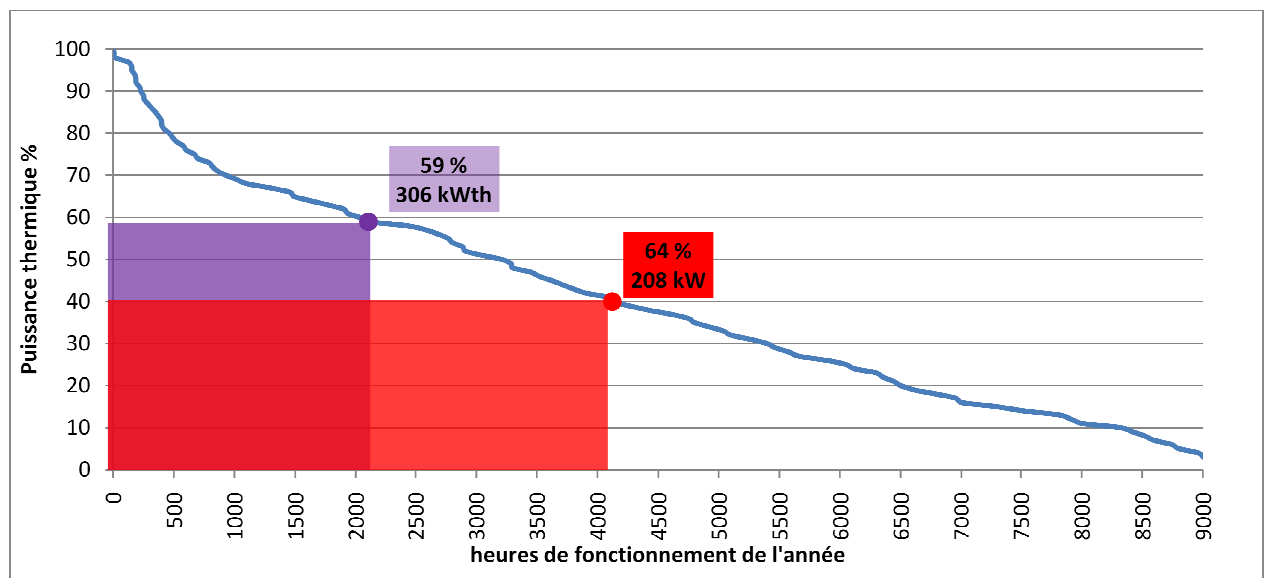


Figure 5-4: La monotone de chaleur

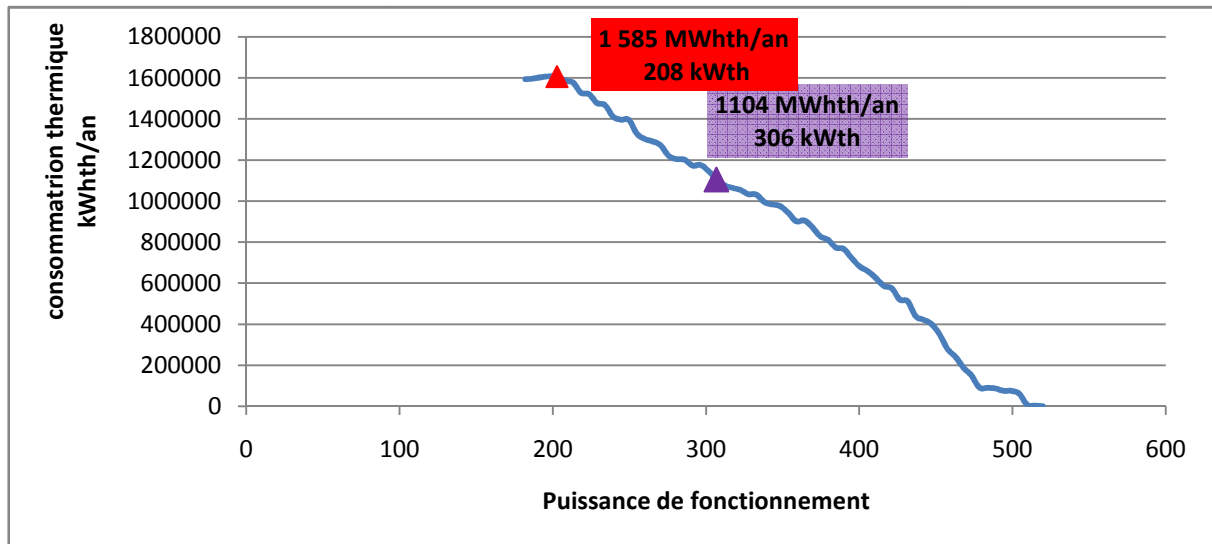


Figure 5-5: Puissances de fonctionnement de l'unité de cogénération

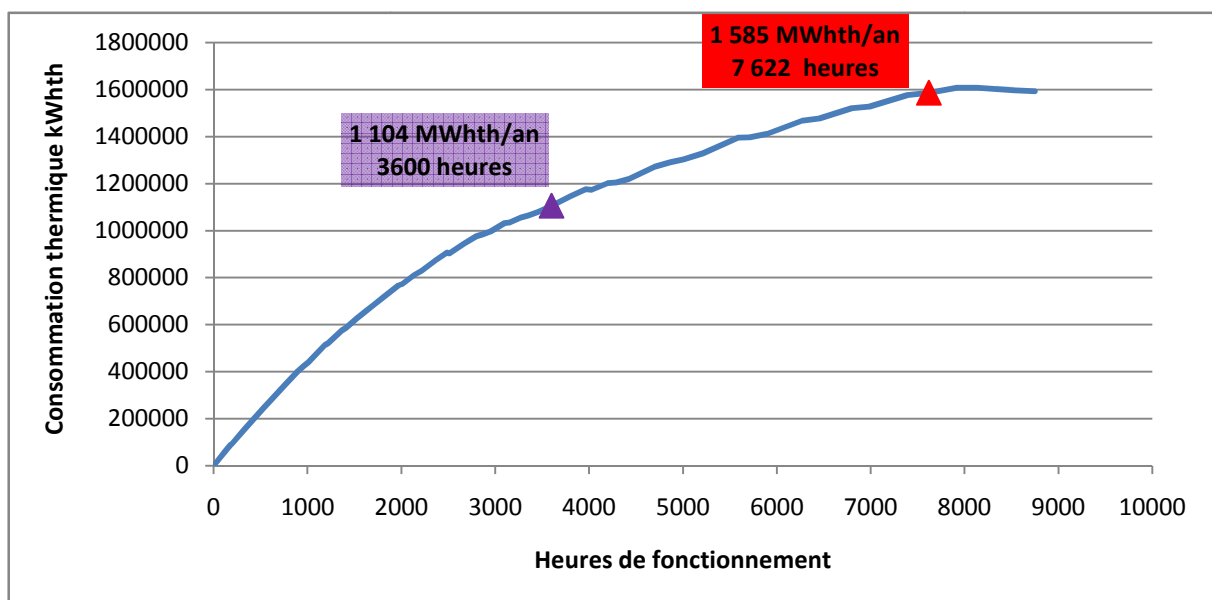


Figure 5-6: Consommation horaire de l'unité de cogénération

Ainsi, on obtient deux puissances pour dimensionner la puissance optimale par les calculs techniques, économiques-financiers et environnementaux effectués sur les **tableaux 5-1 et 5-2** on comparant Les principaux critères de rentabilité du projet de cogénération.

Qui sont les suivants ; le gain d'exploitation annuel (**V.A.N intégrée**), Temps de retour simple, l'économie d'énergie primaire (**GN**) et le émission de **GES** évitées.

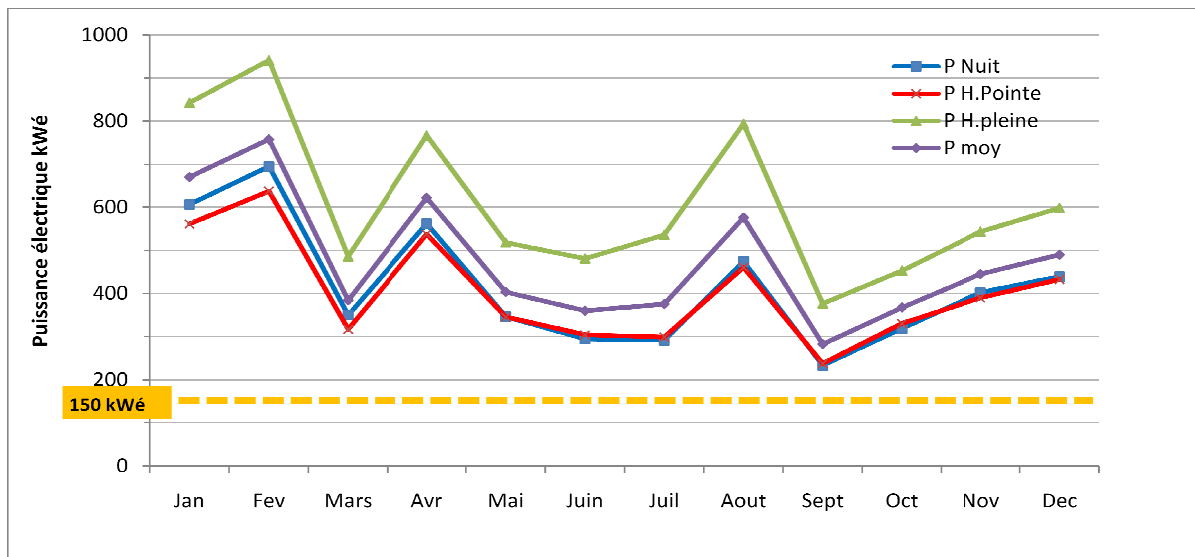


Figure 5-7: Consommation électrique suivant les heures critiques

On remarque que la puissance électrique dimensionnée satisfait le tiers (1/3) de la puissance maximale atteinte durant l'année de la même puissance demandée. Du fait que l'hôpital comprend des établissements éloignés l'un de l'autre ce qui engendrera beaucoup de pertes thermiques, il est préférable d'utiliser deux moteurs de cogénération aux emplacements des deux compteurs (5189 et 65184) car le troisième compteur est de consommation négligeable, ainsi avec un système en boucle pour le fonctionnement partiel du moteur, il est estimable de faire fonctionner les deux unités en alternance.

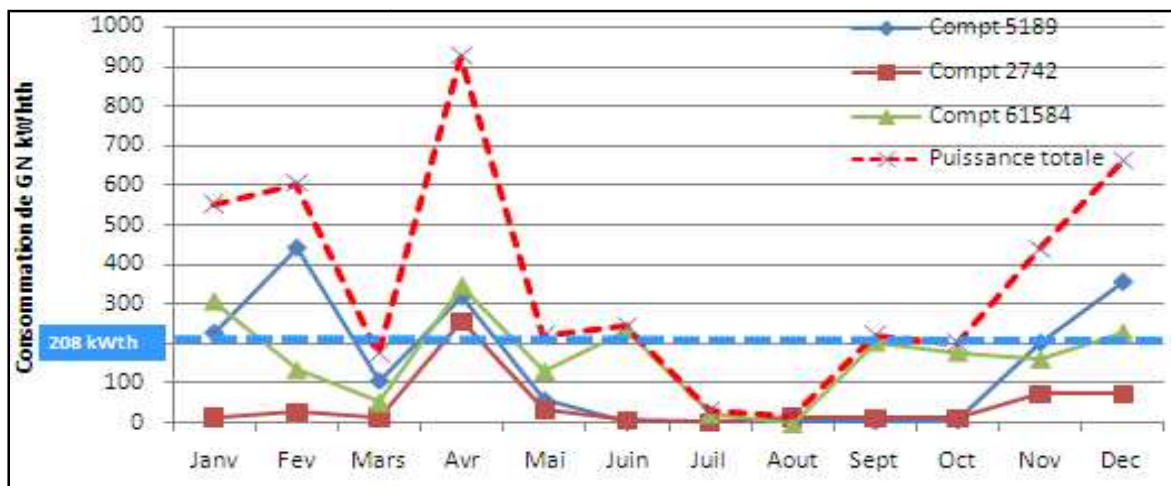


Figure 5-8: comparaison de la puissance optimale avec le besoin en chaleur

Pour le stockage thermique, il n'est pas évident de déplacer les citernes existantes car comme c'est illustré sur la figure audessous, le moteur ne produit pas plus que le besoin, d'où la chaudière d'appoint fonctionnera au long de l'année mais à charge partielle.

Récapitulation du pré-dimensionnement (voir chapitre 04 méthodologies)

5.1.1. Récapitulation des résultats

La puissance calculée à base de la monotone de chaleur et théorique, donc il faut chercher sur les catalogues de cogénération les gammes des puissances qui existent sur le marché, ensuite l'utiliser pour l'étude de rentabilité avec ses données correspondantes comme sur le tableau ci-dessous;

Tableau 5.1 : Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement

Puissance thermique du cogénérateur	208 kWth	306 kWth
Puissance électrique du moteur	150 kWe	220 kWe
Disponibilité	95 %	95 %
Puissance disponible du moteur	198 kWe	291 kWe
Coût de maintenance et d'entretien	1 DA HT/MWhe	1 DA HT/MWhe
Coût de l'investissement	819 DA HT/MWhe	706 DA HT/MWhe
Fonctionnement saisonnier	Chauffage hiver /rien été	
Prix moyen de l'électricité /jour	2538 DA HT/MWhe	2538 DA HT/MWhe
rendement électrique du moteur	35 %	37 %
rendement thermique du moteur	55 %	53 %
rendement des chaudières existantes	85 %	85 %
rendement électrique (1/2 charge)	31 %	32.5 %
Rapport E/C (pleine charge)	63,6 %	69,8 %
Nombre d'heure de fonctionnement/an	3600 h/an	

Tableau 5.2 : Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité

Emission évitées de CO2		
Coefficient d'émission du GN	$C_{\chi} = 217 \text{ kg/MWh}$	
CO ₂ émise par la production d'élec (ECO ₂)	2 808 190t	1 706 778t
CO ₂ émise par la production thermique (QCO ₂)	1 012 587t	914 768t
CO ₂ émise par la consommation de GN de cogé (FCO ₂)	2 934 336t	2 435 313t
ECO ₂ +QCO ₂	3 820 777t	2 621 546t
Emissions évitées de CO₂ (GCO₂)	886 441t	186 233t
Emission évitées de CO₂ (%)	23,20%	7,10%

Sur le tableau 5.2, bien que le moteur à 150 kWe nous permet une réduction de CO₂ plus importante que celui de 220 kWe mais le choix du moteur dépend encore plus des résultats des tableaux suivants qui nous donnent des estimations précises sur les gains économiques et financiers.

Tableau 5.3 : Récapitulation des résultats l'étude de faisabilité (technico-économique et financier)

Bilan annuel	état initiale	cogénération moteur 208 kWth	cogénération moteur 306 kWth
Besoins thermiques	5 490 MWth	5 490 MWth	5 490 MWth
Consommation GN chaudières	4 666 MWh PCS	4 216 MWh PCS	3 207 MWh PCS
Consommation GN moteur	-	1 441 MWh PCS	2 213 MWh PCS
Besoins électriques	4 400 MWhe	4 400 MWhe	4 400 MWhe
Achat SONELGAZ	4 400 MWhe	2 674 MWhe	1 973 MWhe
Production moteur	-	1 726 MWhe	2 427 MWhe
Coût GN	1 780 k DA HT	2 158 k DA HT	2 068 k DA HT
Coût électricité énergie	10 339 k DA HT	5 945 k DA HT	3 167 k DA HT
Coût électricité primes /puissances	2 487 k DA HT	2 258 k DA HT	8 202 k DA HT
Coût total	12 826 k DA HT	8 202 k DA HT	11 369 k DA HT
Coûts de maintenance et garantie	-	3 k DA HT	3 k DA HT
Coûts d'investissement	-	1 414 k DA HT	1 713 k DA HT
Coût total d'exploitation	14 606 k DA HT	11 777 k DA HT	13 440 k DA HT
Gain d'exploitation	-	2 829 k DA HT	-
Temps de retour		4,16	Non rentable

L'hôpital opte pour une installation de cogénération de puissance thermique de **208 kWth** et électrique de **150 kWé**, l'étude effectuée nous donne une exploitation annuelle importante de **2 829 k DA HT** qui nous permet de récupérer les différentes dépenses du projet après 4 années de la réalisation du projet ce qui rentre dans les conditions de rentabilité du projet.

Contrairement au deuxième moteur de 306 kWth qui ne nous permet de récupérer nos frais qu'après plus de 11 ans, donc on peut juger ce cas comme non rentable.

Ainsi, écologiquement, la quantité de CO2 évitée de 23 % est bien importante par rapport à 7 % du deuxième moteur.

5.2 Cas de la société nationale de Véhicule Industrielle (SNVI) de Rouïba

La SNVI représente le secteur industriel dont le type d'activité diffère de celui du secteur du tertiaire (hôpital), comme on va détailler la différence à travers quelques facteurs.

Présentation de l'entreprise	
Dénomination du site	Société Nationale de Véhicule Industrielle (SNVI, EX. SONACOME)
Date de création	Fonctionnelle depuis 12/12/1981, (EX.SONACOME 1967)
classification	Industriel
Activité	<p>La production : de tous véhicules destinés au transport routier de personnes et marchandises d'une charge utile supérieur à 1,5 tonne.</p> <p>La distribution et la maintenance : Assurer et promouvoir les activités d'après vente des véhicules industriels</p> <p>La recherche</p>
Capacité d'activité	Dépend de la commande, peut dépasser les 20 000 produits finis
Chiffre d'affaire	Plus de 25 milliards DA
Les actionnaires de l'entreprise	Étatique
Superficie	26 Hectares, 20 % battis. Rouïba zone Industrielle
Les énergies utilisées	Gaz naturel, électricité, eau potable, eau industrielle (forage)
Besoins énergétique : consommation d'électricité	<p>Équipements : poste d'alimentation (A) : 3 arrivées x 60 kV postes d'alimentation (B) : 4 arrivées x 60 kV circuit en boucle</p> <p>(2) Groupe électrogène : 300 kVA</p> <p>Usage : éclairage, bureautique, machines et appareillages des ateliers, groupe de compression de l'air et de dessalement de l'eau pour les chaudières.</p>
consommation de GN	<p>Équipements : 01 arrivée de la Sonelgaz Débit moyen de 988 m³/h</p> <p>Usage : 02 Chaudières à vapeur pour : procédés industriels, fours de cuisine et chauffage des bureaux.</p>
consommation de chaleur	Équipements : (02) chaudières à gaz 20 t/h (nominale), Résistances et bains d'huiles en quantité non déterminée
consommation de froid	Équipements : la climatisation (window et split system), système décentralisé. Besoin en climatisation 353 kW
Facturation énergétique	Gaz : E 41, 01 compteur de gaz Electricité : 02 postes d'alimentation électrique E 21

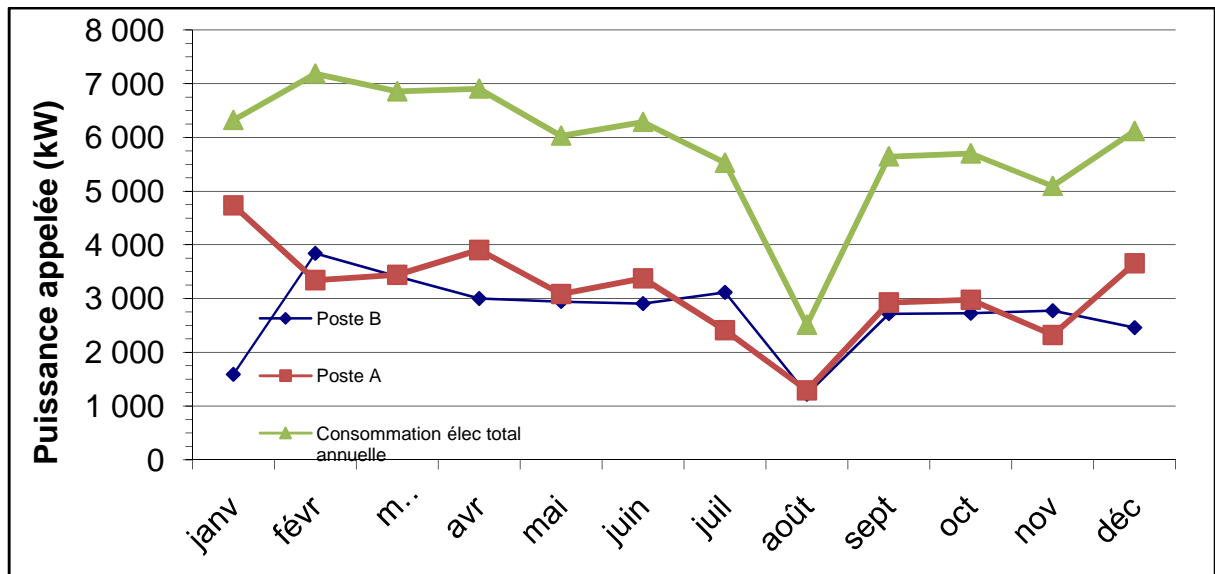


Figure 5-9: La puissance demandée de la SNVI

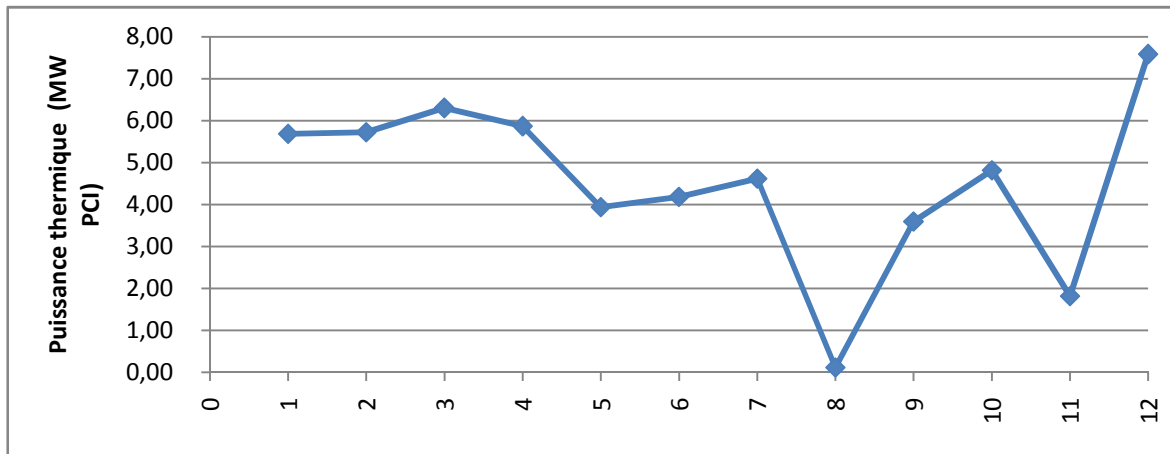


Figure 5-10: Puissance annuelle produite par la chaudière

Les puissances demandées de la SNVI sur les deux **figures 5-9** et **5-10** se remarquent importantes de l'ordre des méga watts, car l'entreprise est de type industriel d'où la part du besoin en chauffage des bureaux et annexes représente une partie négligeable par rapport à la production thermique destinée aux procédés de production, tel que la fonderie, la forge avec les marteaux pilons.

Par la méthodologie suivie, les données de l'entreprise ont abouti à dessiner la courbe de chaleur et ses deux graphes (**Figure 0-12** et **Figure 0-13**), suivant (**annexe 4.6**) qui nous proposent une puissance qui représente son fonctionnement à charge maximale du moteur et la deuxième correspond au nombre d'heure de la saison d'activité qui représente pour cette entreprise les 11 mois de l'année (5760 h), laissant le mois d'août pour la maintenance de l'équipement. D'où, les deux puissances (3 390 kWth et 3 108 kWth) dont nous allons faire une comparaison pour déduire l'optimale au niveau des axes déjà cités dans le cas de l'hôpital et le chapitre quatre de méthodologie.

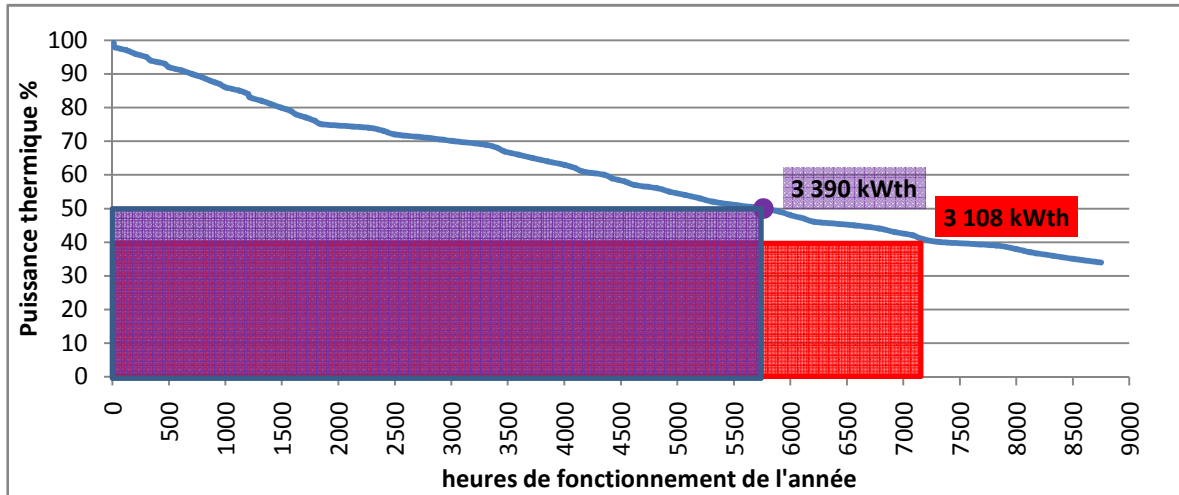


Figure 5-11: La monotone de chaleur

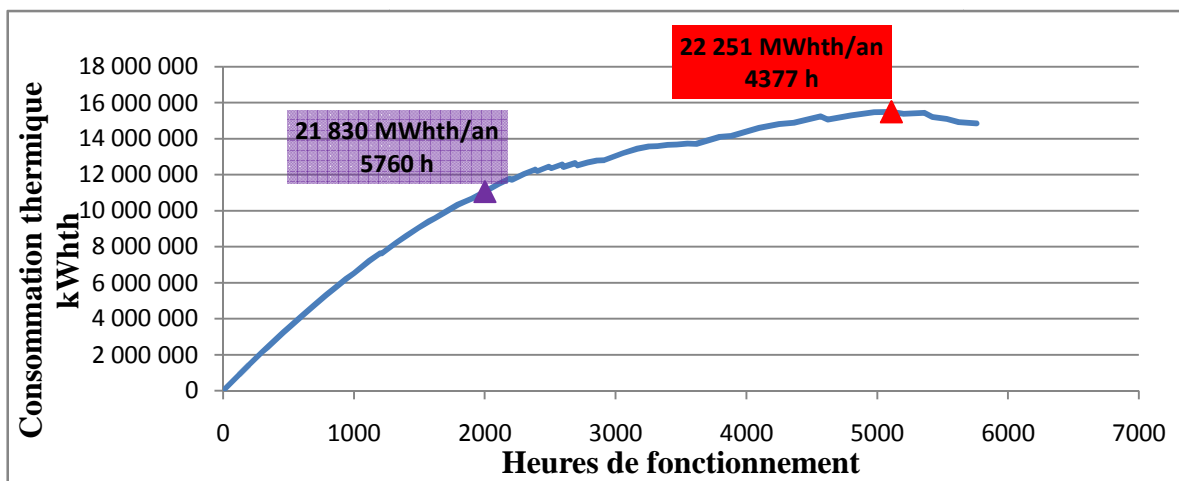


Figure 5-12: Les heures de fonctionnement de la consommation durant l'année

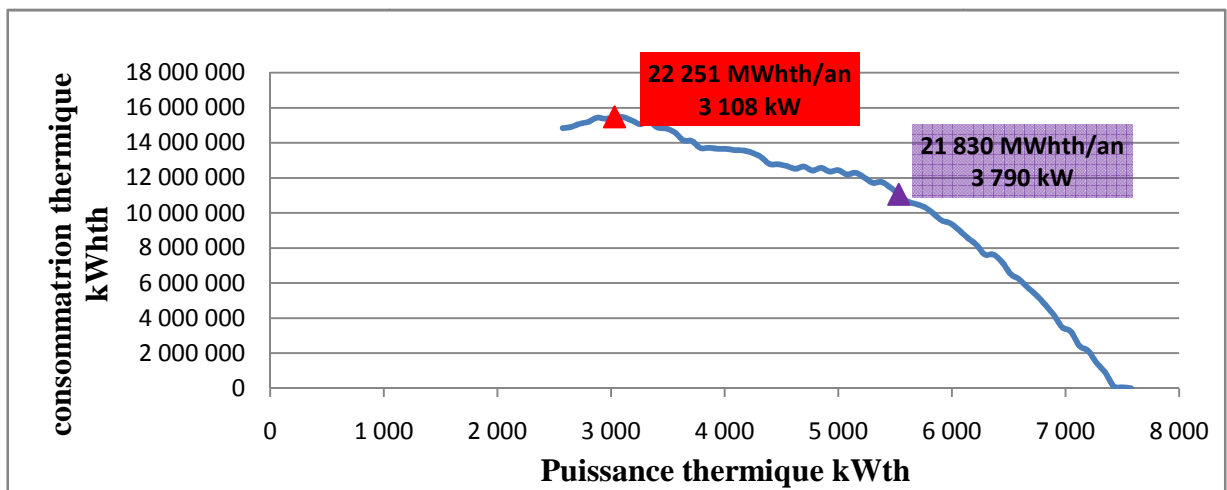


Figure 5-13: Les puissances produites durant l'année de consommation

5.2.1. Récapitulation des résultats

Tableau 5.4 : Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement

Puissance électrique du moteur au marché	2 990 kWth	3 390 kWth
Puissance thermique du cogénérateur	3 108 kWth	3 390 kWth
Puissance électrique du moteur	2 724 kWe	3 137 kWe
Disponibilité	95 %	95 %
Puissance disponible du moteur	2 953 kWe	3 221 kWe
Coût de maintenance et d'entretien	1 DA HT/MWhe	1 DA HT/MWhe
Coût de l'investissement	263 DA HT/MWhe	249 DA HT/MWhe
Fonctionnement saisonnier	11 mois/an (Août maintenance)	
Prix moyen de l'électricité /jour	2538 DA HT/MWhe	2538 DA HT/MWhe
rendement électrique du moteur	39,6 %	40 %
rendement thermique du moteur	43,8 %	43,8 %
rendement des chaudières existantes	90 %	90 %
rendement électrique (1/2 charge)	36,7 %	37 %
Rapport E/C (pleine charge)	1,10 %	1,09 %
Nombre d'heure de fonctionnement/an	5760 h/an	

Tableau 5.5 : Récapitulation des résultats de la faisabilité du projet de cogénération

Bilan annuel	état initiale	avec cogénération moteur 1	avec cogénération moteur 1
Besoins thermiques	49 820 209 MWth	49 820 209 MWth	49 820 209 MWth
Consommation GN chaudières	44 838 MWh PCS	1 971 MWh PCS	-3 821 MWh PCS
Consommation GN moteur	-	43 242 MWh PCS	47 9335 MWh PCS
Besoins électriques	51 124 999 MWhe	51 124 999 MWhe	51 124 999 MWhe
Achat SONELGAZ	51 124 999 MWhe	35 635 808 MWhe	33 955 390 MWhe
Production moteur	-	15 489 191 MWhe	17 169 609 MWhe
Coût GN	21 761 k DA HT	21 943 k DA HT	21 409 k DA HT
Coût électricité énergie	83 986 940 k DA HT	58 541 663 k DA HT	55 781 112 k DA HT
Coût électricité primes /puissances	121 894 k DA HT	19 377 k DA HT	26 488 k DA HT
Coût total	84 108 834 k DA HT	58 561 040 k DA HT	55 807 600 k DA HT
Coûts de maintenance et garantie	-	10 796 k DA HT	11 536 k DA HT
Coûts d'investissement	-	4 080 566 k DA HT	4 280 970 k DA HT
Coût total d'exploitation	84 130 596 k DA HT	62 674 346 k DA HT	60 121 830 k DA HT
Gain d'exploitation		21 456 250 k DA HT	2 552 830 k DA HT
Temps de retour		2,92	23,55

Tableau 5.6 : Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité

Emission évitées de CO2	
Coefficient d'émission du GN	$C_{\chi} = 217 \text{ kg/MWh}$
CO ₂ émise par la production d'élec (ECO ₂)	32 629 779 t
CO ₂ émise par la production thermique (QCO ₂)	9 730 t
CO ₂ émise par la consommation de GN de cogé (FCO ₂)	22 744 458 t
ECO ₂ +QCO ₂	32 639 509 t
Emissions évitées de CO₂ (GCO₂)	9 895 051t
Emission évitées de CO₂ (%)	30,32 %

Donc, la puissance optimale qui est la puissance thermique de l'unité de cogénération est celle de 3 108 kWth (dite cogénération dans la gamme des tailles de puissance), car ce moteur nous permet de commencer à faire des gains après notre investissement dans une période de presque trois ans (3 ans).

Ainsi, une économie d'énergie primaire qui correspond à une réduction de CO₂ de 30 %, d'où le projet déclare sa rentabilité.

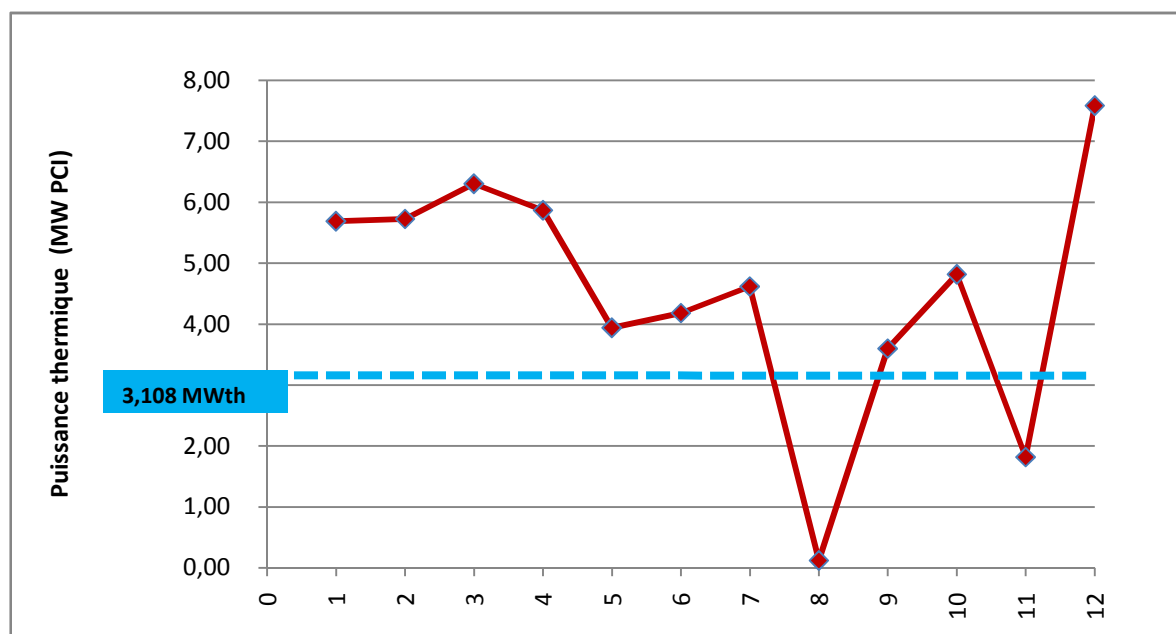


Figure 5-14: Part de satisfaction de la production du moteur aux besoins en GN

Vérifiant la production thermique avec le besoin annuel, le moteur satisfait 40 % de la puissance demandée (figure 5-16), et le reste sera acheté à la SONELGAZ, sauf pour le mois de la maintenance ou le moteur sera en arrêt de vacance.

Et si, on regarde dans la consommation de chaleur horaire d'une journée type de l'année de fonctionnement, on voit bien que l'entreprise ne fonctionne que les huit heures par jour d'où le procédé de stockage après les heures de travail s'avère insensé.

Mais il sera important aussi, de remplacer le module de cogénération qu'on a proposé par les deux chaudières à vapeur (20 t/h) déjà existantes au sein de la SNVI, et songer à utiliser une vanne à *quartes voies* pour réguler son fonctionnement comme suit :

La chaudière fonctionne 24h/jour où les huit heures (8 h) d'activité à 08 t/h pour faire tourner l'alternateur (production électrique) et les gaz d'échappement serviront au fonctionnement des procédés à vapeur et le rejet au chauffage, en même temps, par la vanne dans l'autre conduit, on produit 4 t/h pour la production d'électricité afin de subvenir à la totalité du besoin électrique (figure 5-15). De cette manière, on évitera l'achat de l'électricité du réseau aux heures de pointes la journée (figure 5-16).

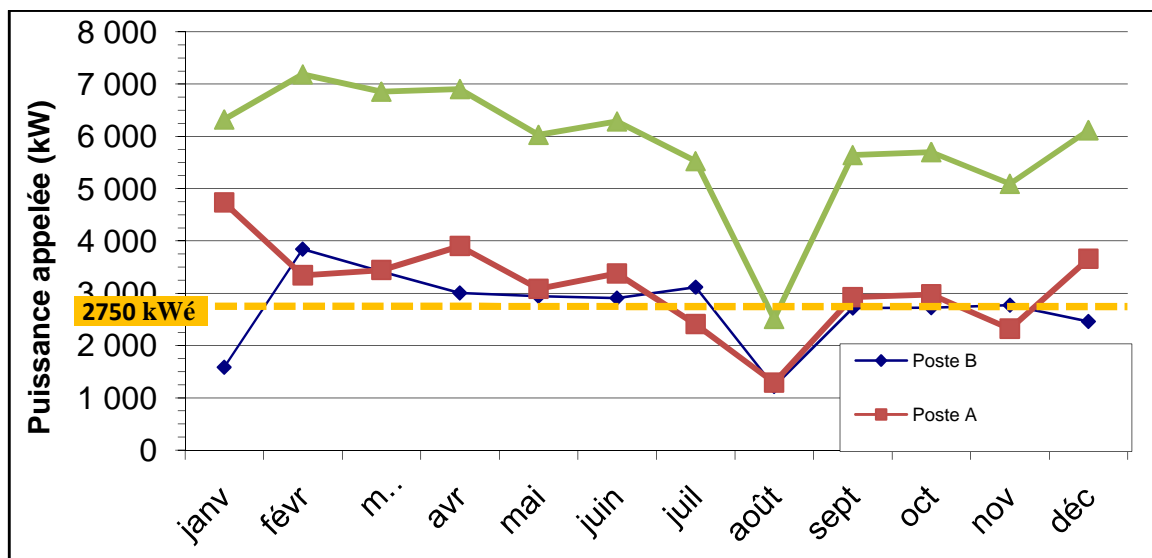


Figure 5-15: Part de satisfaction de la production du moteur aux besoins en électricité

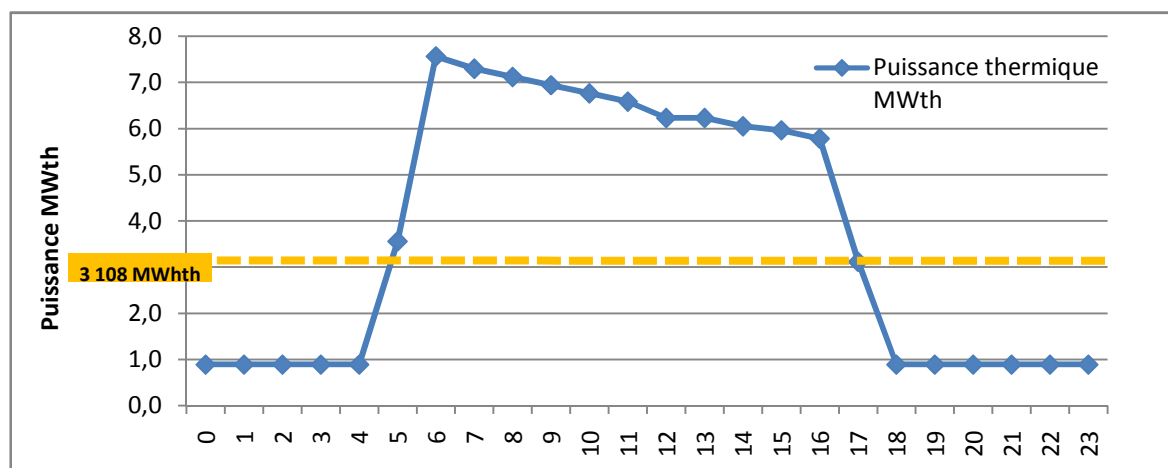


Figure 5-16: Part de satisfaction du profil type

5.3 Cas de l'hôtel Aurassi d'Alger

L'Aurassi est l'un des hôtels les plus crédibles et confortables localement et à l'extérieur du pays, sur tous ses axes d'activités ; touristique, culturelle, administratif, réglementation, ainsi, techniquement.

Présentation de l'entreprise	
Dénomination du site	Hôtel El Aurassi (★★★★★)
Date de création	1965-1975
classification	Tertiaire
Activité	Hôtellerie ; Tourisme et activités culturelles
Capacité d'activité/an	09 millions de passagers par an. 1 000 salariés
Chiffre d'affaire	1 792 327.00 k DA (2007)
Les actionnaires de l'entreprise	Publique, 94 individus
Superficie	12,585 Hectares (125 850 m²)
Les énergies utilisées	Gaz nature, Gasoil, électricité, eau potable
Besoins énergétique : Demande d'électricité	Équipements : 2 postes d'alimentation 10 000 et 20 000 kVA 4 transformateurs ext (630 kVA) vers 380 et 220 VA 4 transformateurs 1050 kVA 1 transformateurs 400 kVA (cours de tennis) (04) Groupe électrogène : (300, 250(2), 640 kVA) Usage : éclairage, bureautique, appareillage (pompes, ascenseurs, ...), appareils du confort des clients, buanderie, cuisine (four, lave vaisselle ...).
Demande de chaleur	Équipements : 4 Chaudières à bruleur (eau chaude) 1 400 kW 2 chaudières à bruleur (vapeur) 1 054 kW Usage : eau chaude sanitaire, buanderie, cuisine (four, lave vaisselle, blanchisserie ...).
Demande de froid	Équipements : 04 groupes à compression (6 à 0 °C), Clim : 04 IVCA (26 CTA), (18 °C) pour tout le bâtiment, (besoin en froid :).
Facturation énergétique	Gaz : E 21, 02 compteurs de gaz Electricité : E 41

Etant donnée la multiplicité des fonctions de ce cas étudié, il faut faire un traitement de données combinant le cas de l'hôpital dans la continuité de ses activités et la recherche du confort thermique (chauffage et climatisation) et celui d'une industrie car il comprend de gros appareils pour la gestion maîtrisée de l'accueil des clients.

Donc, afin d'évaluer les besoins thermiques et en froid à cet hôtel, on a effectué un bilan thermique des gains et des déperditions calorifiques de tout l'établissement pour mieux préciser les résultats, ce qui nous a demandé d'utiliser les moyennes des températures (minimales, maximales et moyennes) (figure 5-17) des 20 ans passées comme c'est décrit sur le DTR (document technique réglementaire algérien) de l'office nationale météorologique les moyennes températures.

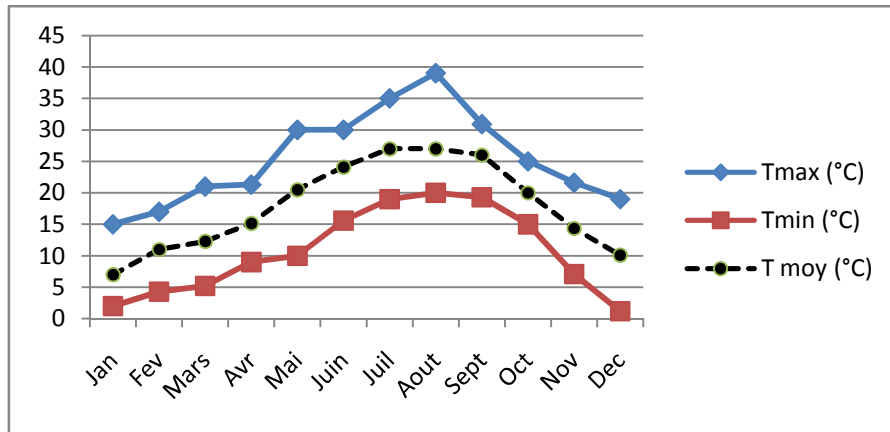


Figure 0-17: Températures moyennes des 20 ans

D'après le bilan thermique évalué aux données météorologique de l'ambiance extérieure, le besoin en climatisation pendant les trois mois et demi d'été (mi.mai-juin-juillet-Aout) se concrétisent en puissance de presque **1 Mwf** (figures 5-18) et en énergie sur la figures 5-19 suivantes.

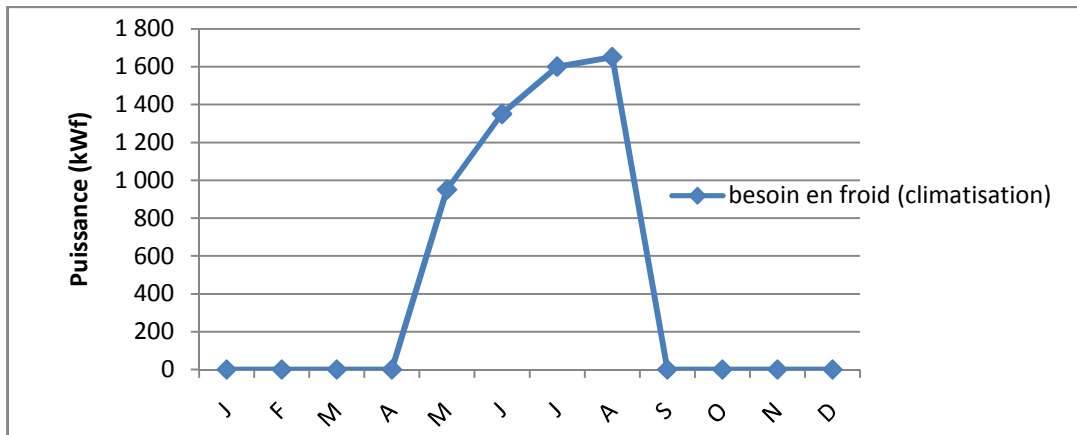


Figure 5-18: Besoin annuel en froid

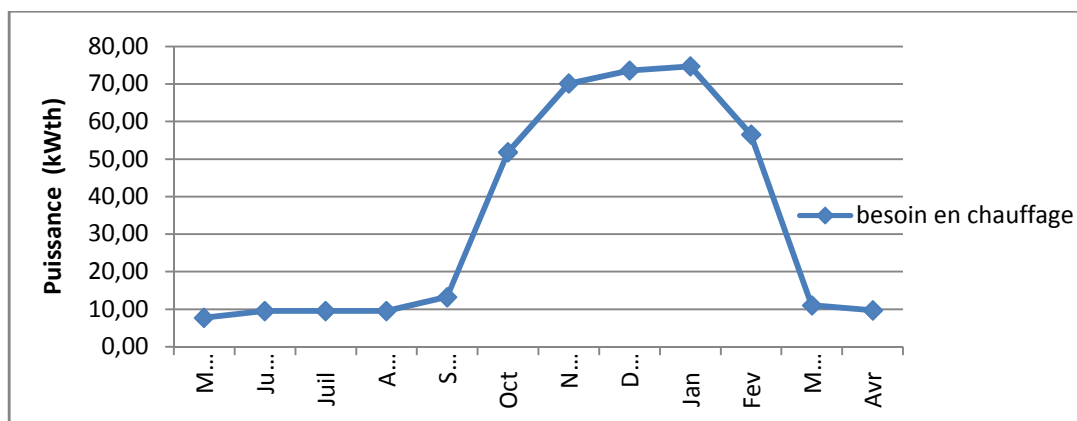


Figure 5-19: Puissance du besoin en chauffage

De même pour le chauffage en hiver à part qu'on évalue le besoin thermique par la consommation en gaz naturel des chaudières existantes avant pour structurer les graphes des consommations et des puissances thermiques respectivement

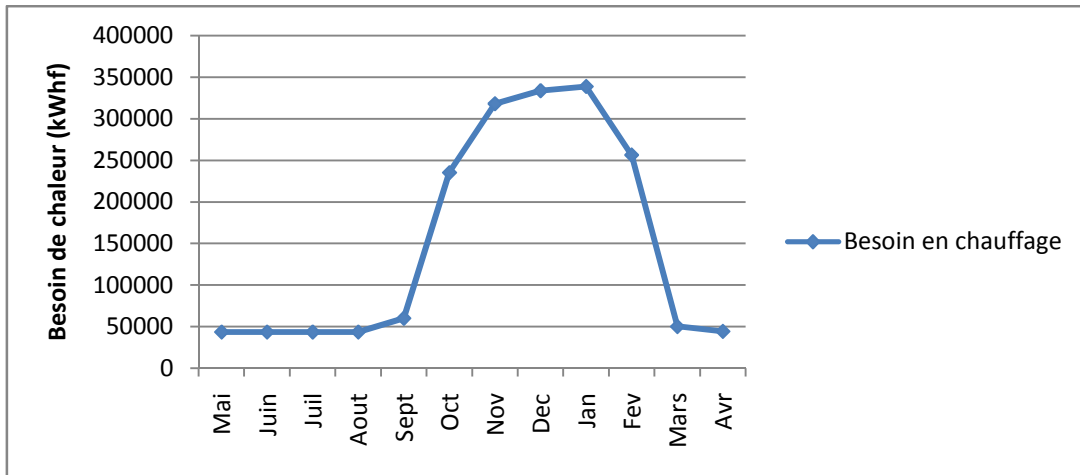


Figure 5-20: Consommation annuelle en chauffage

L'hôtel Aurassi reçoit deux arrivées de la SONELGAZ facturées tous les deux en E 41. On remarque que la ligne rouge de la **figure 0-21**, tout au long de l'année elle ne fonctionne pas sauf pour les mois d'été, ce qui veut dire que ce compteur 8060 est spécifique pour l'alimentation des équipements responsables de la climatisation en été avec un autre simple procédé au moment où l'autre compteur 8059 diminue sa consommation,

Quant à la ligne bleue elle est consacrée pour toutes les activités, de ce fait, le chauffage en hiver avec tous les équipements. Et les deux compteurs consomment ensemble plus de 3 MW PCS.

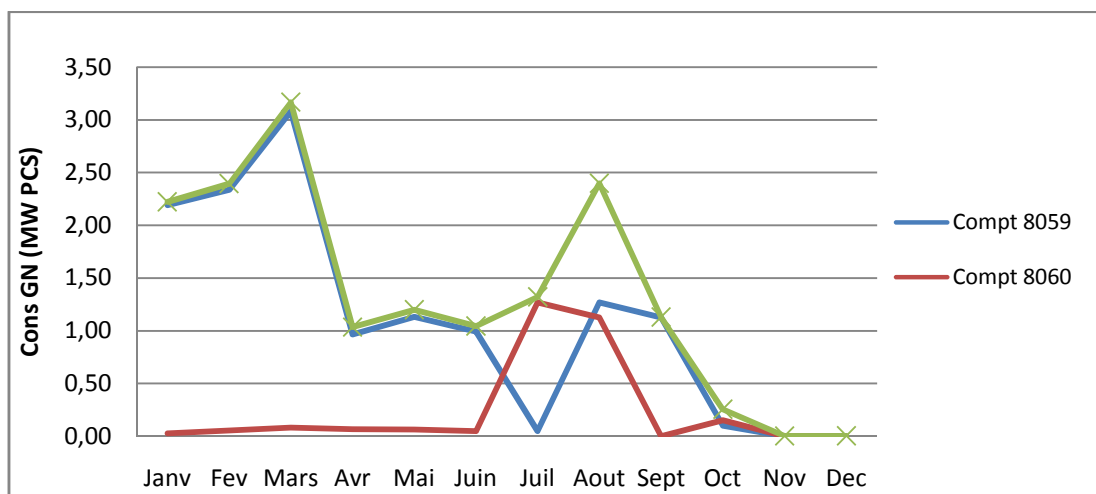


Figure 5-21: Consommation annuelle totale du GN

Tous comme les heures de consommation d'une journée type (**figure 5-22**) montre que la période de plus de consommation et la période des heures pleines de la journée, alors, autant faire marcher l'unité au moment des tarifs chers.

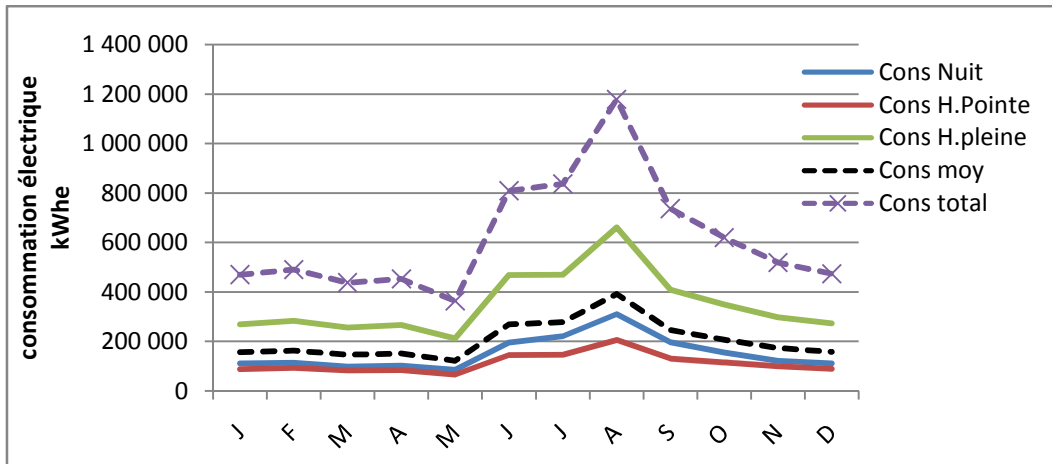


Figure 5-20: profil de consommation électrique suivant le tarif des horaires

Et de la même manière, on trace la monotone de chaleur (figure 5-23 et ses annexes figure 5-24 et 5-25) afin de déduire deux puissances pour l'unité de cogénération (1 846 et 1 126 kWth).

Ensuite, la puissance optimale sera prouvée par les résultats de l'étude de préféabilité sur les tableaux suivants, par les valeurs des facteurs économiques et environnementaux.

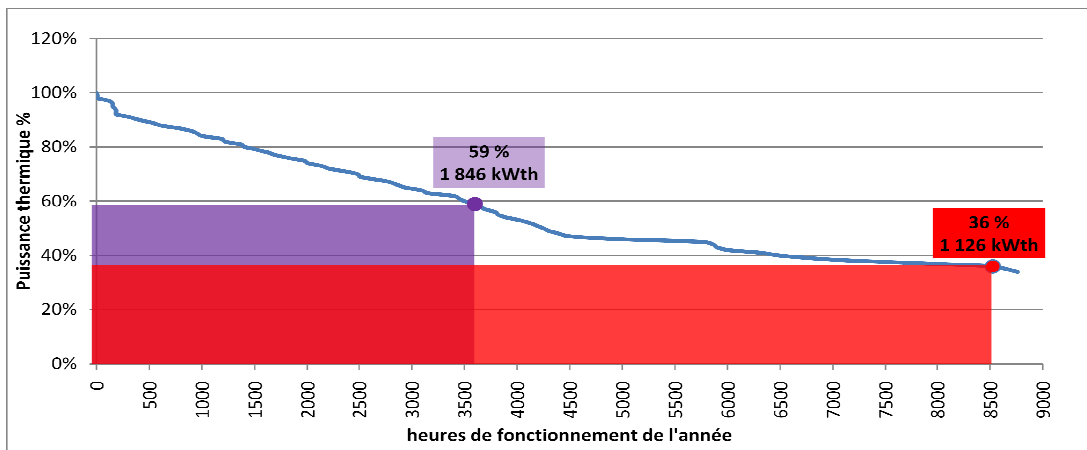


Figure 5-20: La monotone de chaleur

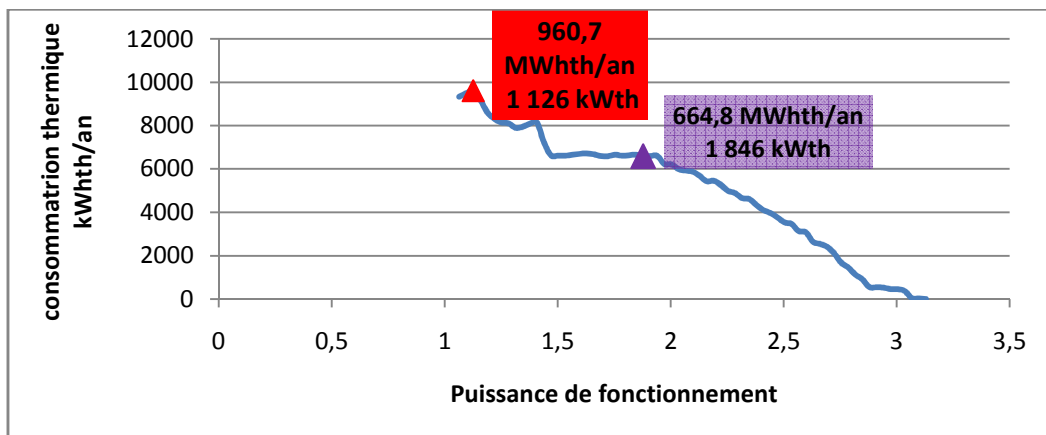


Figure 5-24: Puissances de fonctionnement annuelle

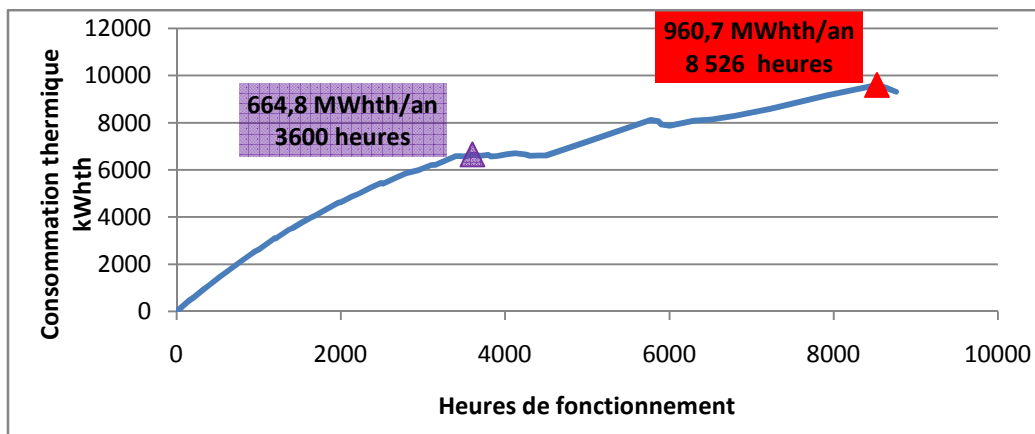


Figure 5-25: Les heures de fonctionnement de l'unité de cogénération

5.3.1. Récapitulation des résultats

Tableau 5.7 : Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement

Puissance élec du moteur au marché	1 130 kWe	1 705 kWe
Puissance thermique du cogénérateur	1 126 kWth	1 846 kWth
Puissance électrique du moteur	900 kWe	1 429 kWe
Disponibilité	95 %	95 %
Puissance disponible du moteur	1 074 kWe	1 620 kWe
Coût de maintenance et d'entretien	1 DA HT/MWhe	1 DA HT/Mwhe
Coût de l'investissement	407 DA HT/Mwhe	340 DA HT/Mwhe
Fonctionnement saisonnier	03 mois été (clim) / 03 mois hiver (chauffage)	
Prix moyen de l'électricité /jour	2538 DA HT/Mwhe	2538 DA HT/Mwhe
rendement électrique du moteur	%38,2	39,3 %
rendement thermique du moteur	53,2%	46,9 %
rendement des chaudières existantes	90 %	90 %
rendement électrique (1/2 charge)	34,2 %	36,1 %
Rapport E/C (pleine charge)	79,6 %	83,8 %
Nombre d'heure de fonctionnement/an	3624 h/an (hiver)	

Tableau 5.8 : Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité

Emission évitées de CO2		
Coefficient d'émission du GN	C _χ = 217 kg/MWh	
CO ₂ émise par la production d'élec (ECO ₂)	4 991 760 638t	4 716 836 456t
CO ₂ émise par la production thermique (QCO ₂)	2 615 576t	2 615 576t
CO ₂ émise par la consommation de GN de cogé (FCO ₂)	4 718 579 804t	4 717 267 350t
ECO ₂ +QCO ₂	4 994 376 214t	4 719 452 032t
Emissions évitées de CO₂ (GCO₂)	275 796 411t	2 184 682t
Emission évitées de CO₂ (%)	6%	-

Tableau 5.9 : Récapitulation des résultats l'étude de faisabilité

Bilan annuel	état initiale	cogénération moteur 1 126 kWth	cogénération moteur 1 846 kWth
Besoins thermiques	13 393 MWhPCS	13 393 MWhPCS	13 393 MWhPCS
Consommation GN chaudières	12 053 MWh PCS	6 503 MWh PCS	-635 MWh PCS
Consommation GN moteur	-	8 125 MWh PCS	13 907 MWh PCS
Besoins en froid climatisation)			
consommation électrique URC	886 852 Mwhe	886 852 Mwhe	886 852 Mwhe
Besoins électriques	7 390 435 Mwhe	7 390 435 Mwhe	7 390 435 Mwhe
Achat SONELGAZ	7 390 435 Mwhe	7 388 193 Mwhe	7 386 598 Mwhe
Production moteur	-	2 242 Mwhe	3 837 Mwhe
Coût GN	4 984 k DA HT	6 049 k DA HT	5 488 k DA HT
Coût électricité énergie	12 901 k DA HT	9 897 k DA HT	9 844 k DA HT
Coût électricité primes /puissances	2 177 k DA HT	476 k DA HT	325 k DA HT
Coût total	15 078 k DA HT	10 373 k DA HT	10 170 k DA HT
Coût électricité URC	1 548 k DA HT		
Coûts de maintenance et garantie	-	2 k DA HT	3 k DA HT
Coûts d'investissement	-	913 k DA HT	1 305 k DA HT
Coût total d'exploitation	21 610 k DA HT	17 337 k DA HT	16 966 k DA HT
Gain d'exploitation	-	4 273 k DA HT	371 k DA HT
Temps de retour		4,06	-

Comme les cas précédents, la puissance du moteur dimensionnée et celles correspondant au meilleur temps de retour avec une quantité de CO₂ réduite plus importante, d'où on revient à choisir le moteur à 1,13 MWe qui nous permet un gain de plus de 4 000 k DA HT, de récupérer nos frais un plus de quatre ans avec un gain environnemental de 06 % évité.

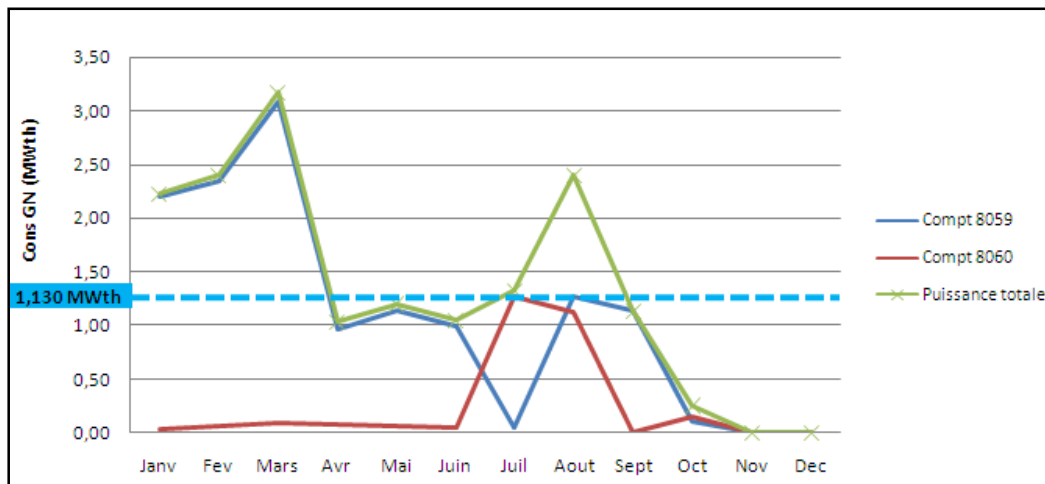


Figure 5-46: Production du moteur suivant le besoin annuel

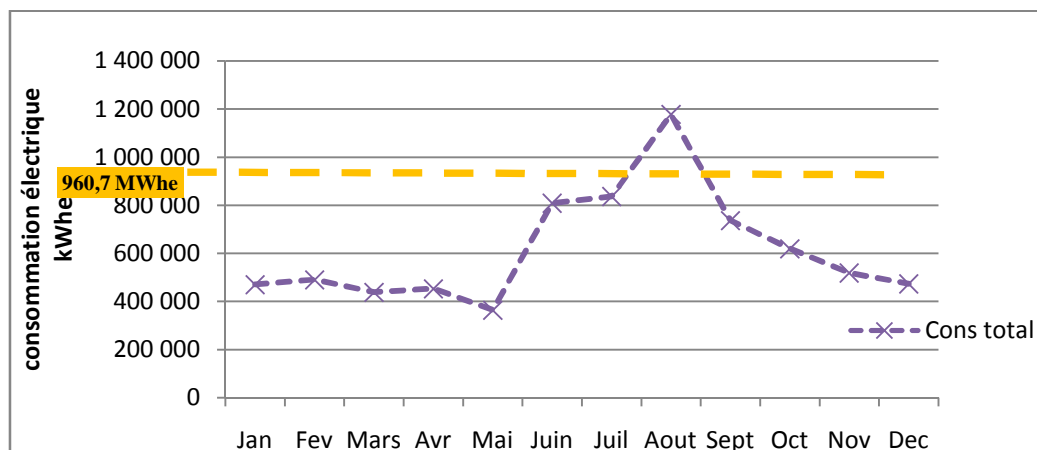


Figure 5-27: production électrique du moteur suivant la consommation annuelle

A partir des tracés des figures (5-26 et 5-27) et du profil de consommation de la journée type, il s'avère intéressant de constater que le système de fonctionnement des chaudières en alternances leur donne une maîtrise des conditions énergétiques et techniques, ainsi, en période d'hiver le moteur aura bien besoin d'une chaudière d'appoint dont sa valeur est indiquée sur le tableau récapitulatif de la faisabilité du projet (6 503 MWh PCS)

Et pour le graphe de l'électricité, on remarque aussi que pour le mois de novembre nous pourrions vendre l'excédentaire au réseau national dans le cas où il y aura un appel d'offre de la CREG dans la région avoisinante pour éviter les dépenses de l'éloignement du réseau de plus de 50 km (partie 5.6.2), sinon, il sera préférable d'arrêter son fonctionnement pendant ces heures là.

Ajoutant qu'avant cette production simultanée, une partie importante de l'électricité consommée était destinée à faire fonctionner les centrales de traitement de l'air pour la climatisation, or, maintenant, la climatisation se fera à partir des gaz d'échappement de hautes températures par une unité de réfrigération à absorption de 0,7 COP pour atteindre la

puissance demandée. Il restera par la suite les chambres froides (frigo) qui fonctionneront la nuit, il sera préférable de compenser le manque par une unité de réfrigération à compression au moment où la chaleur stockée sera utilisée par une surconsommation d'eau chaude sanitaire.

5.4. Cas de l'aéroport d'Alger à Dar El Beidha

La Société de Gestion des Services et Infrastructures Aéroportuaires (SGSIA), appelée plus communément « Aéroport d'Alger », est une Entreprise Publique, Economique sous la forme d'une société par actions (Spa), filiale de l'EGSA Alger et par conséquent à capitaux publics. Elle a été constituée le 1er novembre 2006 avec pour objet de gérer et d'exploiter l'Aéroport d'Alger Houari Boumediene, avec un niveau de qualité et de performances élevé. La SGSIA bénéficie d'un transfert de savoir-faire et de compétences d'Aéroports de Paris Management au terme d'un contrat de gestion d'une durée de 4 ans.

Le nouveau terminal construit sur le modèle de celui de [Francfort](#) et géré par [Aéroports de Paris](#) (ADP) pour 4 ans. Il a été construit selon les dernières normes internationales ce qui en fait l'un des plus modernes d'Afrique avec notamment 12 passerelles télescopiques qui permettent de débarquer directement de l'avion vers le terminal

Présentation de l'entreprise	
Dénomination du site	Société de Gestion des Services et Infrastructures Aéroportuaires - SGSIA- Spa- Filiale de l'EGSA - Alger
Date de création	Terminal 3 de pèlerinage en 1950, T2 trafic intérieur rénové en 2007 et le T1 du trafic international est inauguré en 2006
classification	aéroport
Activité	Le trafic aérien intérieur et extérieur des passagers et des marchandises, assurer la sécurité des trafics, activités des meetings politiques des diplomates
Capacité d'activité/an	1200 salariés et 12 millions de passagers par an pour un flux réel de plus ou moins 4 millions. 1200 salariés
Chiffre d'affaire	695.000.000 DA
Les actionnaires de l'entreprise	Société publique à capital public
Superficie	40 Hectares
Les énergies utilisées	Gaz naturel, électricité
Besoins énergétique : Demande d'électricité	Équipements : Deux entrées de (60 MV) de la SONELGAZ pour l'ENNA qu'elle traite et alimente l'aéroport en (10 Mv, 400 V et 220 ou 380 V) par un grand nombre de postes transformateurs en haute et basse tension en deux tarifs E 54 et E 41. Usage : Eclairage, bureautique, appareils de sécurité, escaliers mécaniques, passerelles télescopiques...
Demande de chaleur	Équipements: 07 chaudières à gaz (chauffage et ECS du T2)
Demande de froid	Équipements : groupes à compression aux températures de réfrigération et à usage relatif aux activités Clim : IVCA pour chaque bloc (terminaux, administrations et annexes...)
Facturation énergétique	Electricité : des compteurs en E 41 et d'autres en E 54 Gaz: E 22

Et comme l'aéroport se situe à 20 km de la capitale et voisin de la SNVI les données climatiques et le bilan thermique de la région seront les mêmes que celles faites au niveau de la SNVI de la région de Rouïba.

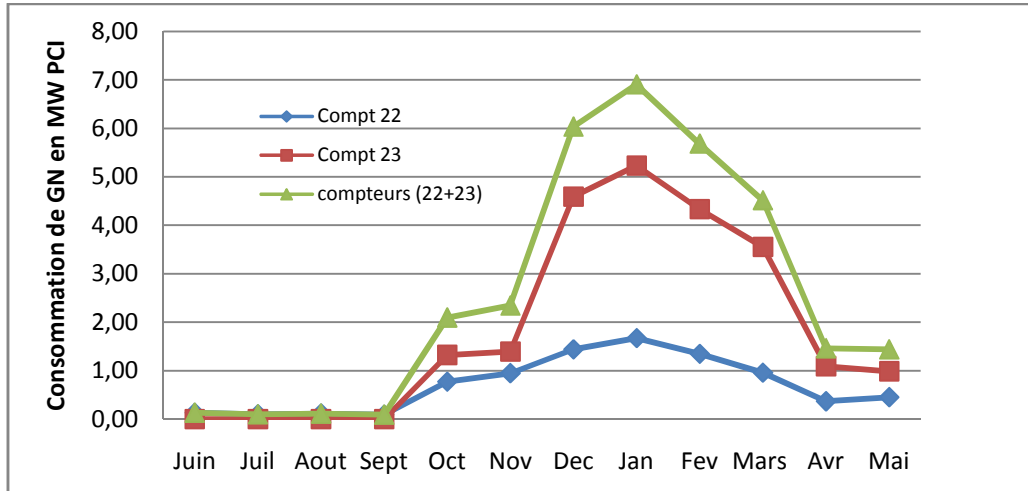


Figure 5-28: Consommation annuelle de GN du 2008 de l'aéroport

La consommation du GN durant une journée pour les heures de travail de 08h à 16h, est de 35 % de plus de la consommation des heures restantes des 24h est qui reste au même rythme, phénomène qui est dû automatiquement à l'utilisation du chauffage dans les bureaux des employés de l'aéroport.

Ainsi, les deux profils de la consommation annuelle en GN nous montrent qu'il existe deux profils d'activité qui correspondent aux profils D et E, d'où, il faut traiter le projet par le profil le plus adéquat à la somme des deux consommations. **(annexe 6.4)**

D	Activité continue 7 jours sur 7
E	Activité (entreprise) diurne 5 jours sur 7

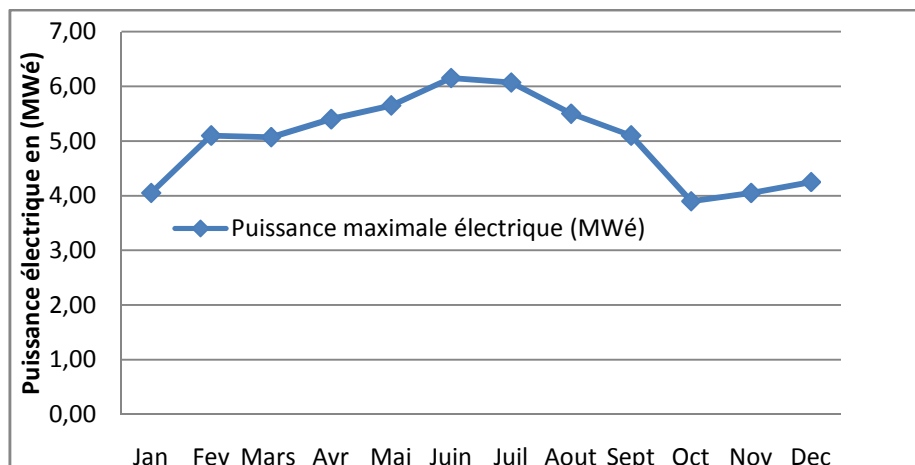


Figure 5-29: Puissances électriques maximales atteintes du 2008

Comme le reflète le graphe, la consommation électrique de l'aéroport est très importante et tout au long de l'année car elle atteint son maximum de presque 6,5 MWé au début du mois de juin car c'est la période des vacances ou le trafic et très actif.

Fonctionnement en 08 mois (24x30x8)= 5760 heures

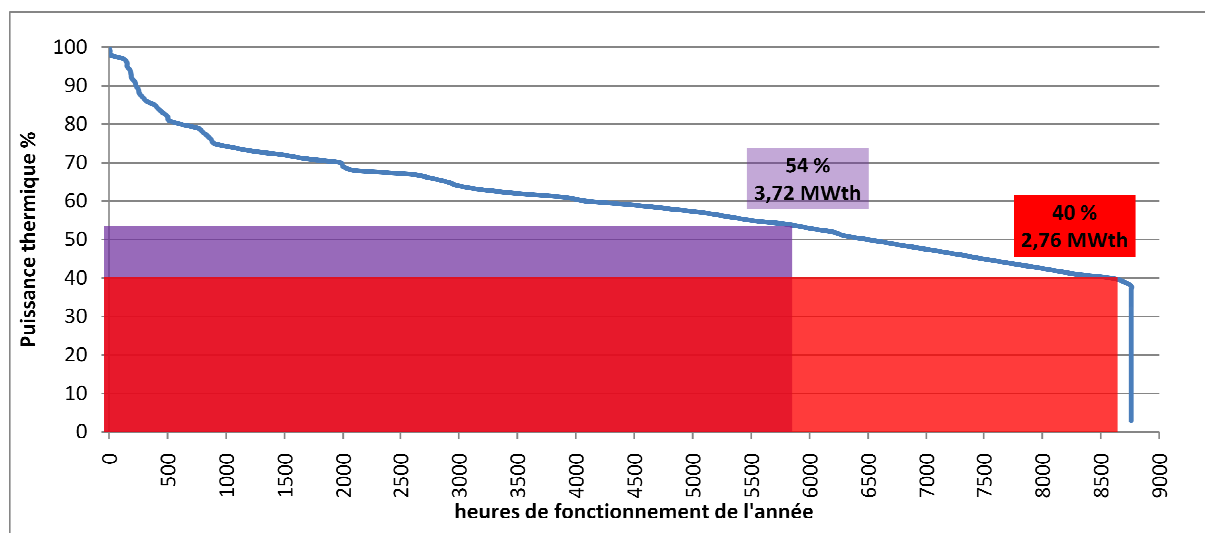


Figure 5-30: La monotone de chaleur de l'aéroport

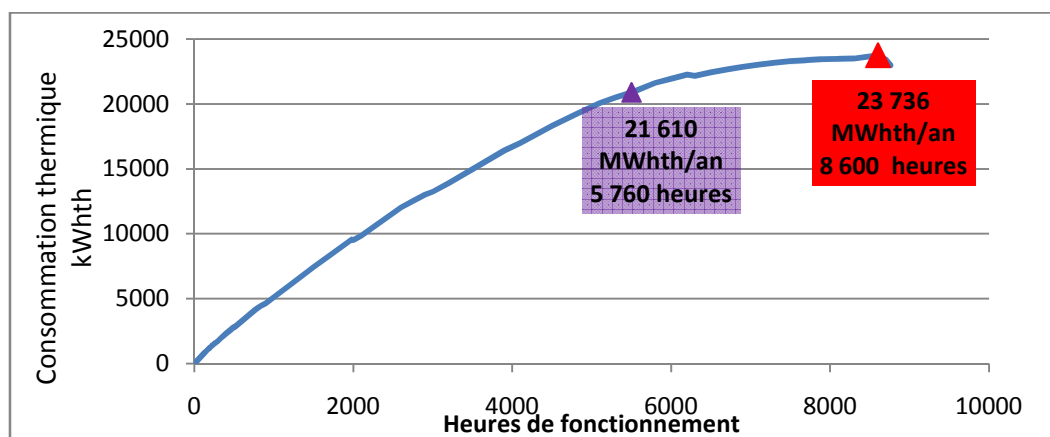


Figure 0-31: Les heures de fonctionnement de l'unité de cogénération de l'aéroport

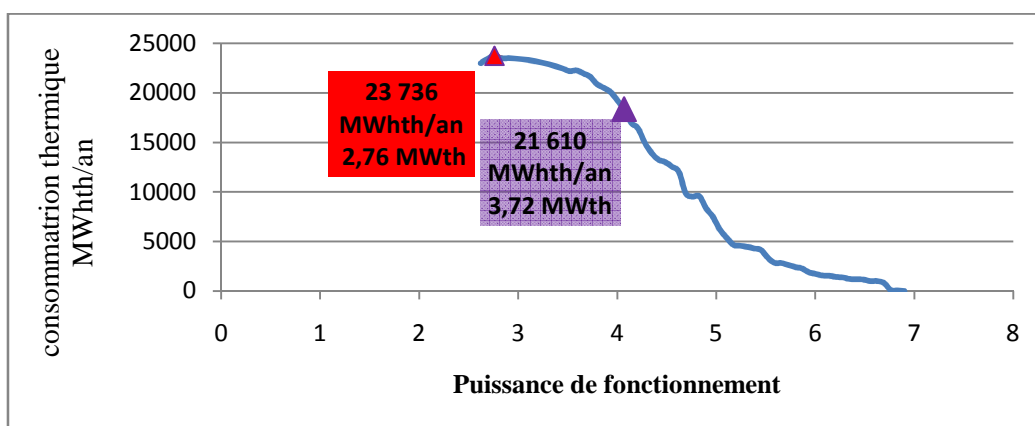


Figure 5-32: Puissances de fonctionnement annuel de l'aéroport

5.4.1. Récapitulation des résultats

Tableau 5.10 : Récapitulation des résultats du pré-dimensionnement

Puissance élec du moteur au marché	3,61 MWe	3,14 MWe
Puissance thermique du cogénérateur	2,76 MWth	3,72 MWth
Puissance électrique du moteur	1,23 MWe	3,15 MWe
Disponibilité	95 %	95 %
Coût de maintenance et d'entretien	5 DA HT/MWhe	4 DA HT/MWhe
Coût de l'investissement	5319 DA HT/MWhe	3697 DA HT/MWhe
Prix moyen de l'électricité /jour	2538 DA HT/MWhe	2538 DA HT/MWhe
rendement électrique du moteur	34 %	39,7 %
rendement thermique du moteur	51 %	47 %
rendement des chaudières existantes	85 %	85 %
rendement électrique (1/2 charge)	34 %	36 %
Nombre d'heure d'activité importante/an	5760 h/an (08 mois)	

Tableau 5.11 : Récapitulation des résultats environnementaux de l'étude de faisabilité

Emission évitées de CO2		
Coefficient d'émission du GN	$C_{\chi} = 217 \text{ kg/MWh}$	
CO ₂ émise par la production d'élec (ECO ₂)	28 077 094 t	25 649 471 t
CO ₂ émise par la production thermique (QCO ₂)	5 714 425 t	5 706 967 t
CO ₂ émise par la consommation de GN de cogé (FCO ₂)	31 368 656 t	27 024 347 t
ECO ₂ +QCO ₂	33 791 519 t	31 356 439 t
Emissions évitées de CO₂ (GCO₂)	2 422 862 t	4 332 092 t
Emission évitées de CO₂ (%)	7,17 %	13,82 %

Tableau 5.12 : Récapitulation des résultats l'étude de faisabilité

Bilan annuel	état initiale	cogénération moteur 3 610 kWth	cogénération moteur 7 930 kWth
Besoins thermiques	20 167 MWhPCS	20 167 MWhPCS	20 167 MWhPCS
Consommation GN chaudières	20 167 MWh PCS	26 334 MWh PCS	26 299 MWh PCS
Consommation GN moteur	-	22 MWh PCS	48,23 MWh PCS
Besoins électriques	43 992 MWhe	43 992 MWhe	43 992 MWhe
Achat SONEGAZ	43 992 MWhe	43 188 MWhe	33 384 MWhe
Production moteur	-	2 242 MWhe	3 837 MWhe
Coût GN	5 408 k DA HT	5 412 k DA HT	5 411 k DA HT
Coût électricité énergie	123 603 k DA HT	92 702 k DA HT	92 702 k DA HT
Coût électricité primes /puissances	8 652 k DA HT	2 258 k DA HT	2 485 k DA HT
Coût total	132 255 k DA HT	94 960 k DA HT	95 187 k DA HT
Coûts de maintenance et garantie	-	3 804 k DA HT	10 608 k DA HT
Coût total d'exploitation	21 610 k DA HT	17 337 k DA HT	16 966 k DA HT
Gain d'exploitation	-	33 487 k DA HT	26 458 k DA HT
Temps de retour		3,11	4,20

Par les deux tableaux précédents et du schéma de masse de l'aéroport sur l'annexe 5.6, on conclut à quel point l'implantation d'une installation de multigénération est rentable et satisfaisante. D'abord, par un temps de retour de même pas cinq ans pour les deux moteurs proposés, ensuite la quantité de GES évitée qui varie entre 07 à 13 % de la quantité émise d'habitude par les systèmes séparés installés.

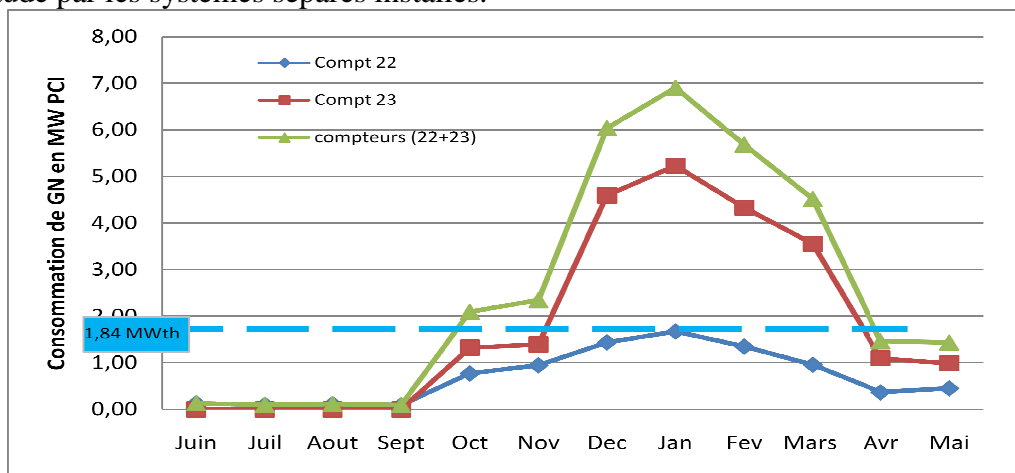


Figure 5-33: Production thermique du moteur suivant le besoin annuel

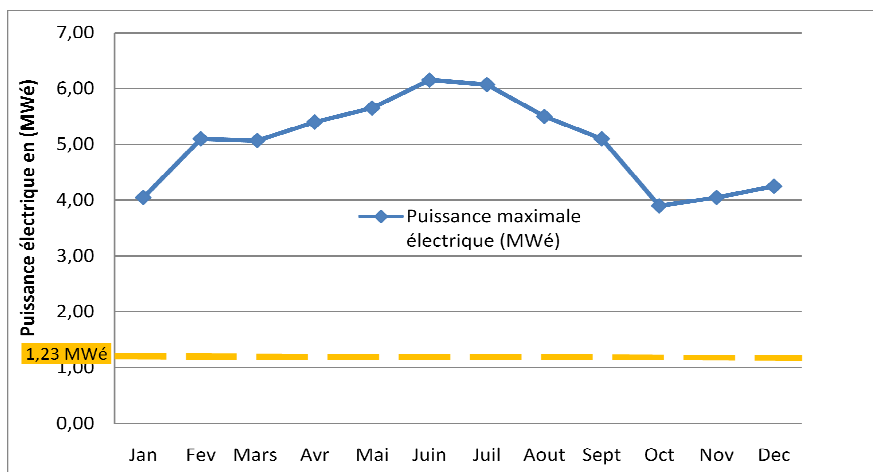


Figure 5-34: production électrique du moteur suivant la consommation annuelle

A partir des deux graphes on remarque que la production du moteur de cogénération satisfait faiblement les besoins d'où le reste doit être produit par des chaudières pour le chauffage et par l'électricité du réseau traitée par l'ENNA. Sachant que cette valeur est due au grand intervalle entre la consommation d'origine de GN et de l'électricité.

Et pour ce secteur à activités continues, il n'est pas nécessaire d'établir un système de stockage d'ECS car le besoin est au continu au niveau des sanitaires. Aussi, il faut ajouter que du fait des préventions hygiéniques très strictes dans les aéroports le stockage de l'eau peut bien favoriser des contraintes sanitaires.

5.4 Récapitulation générale et comparaison

Paramètres pour l'unité de co/ trigénération	Hopital CHB	SNVI	Hôtel Aurassi	Aéroport H.B
Puissance électrique kW _e	150	2 990	1 130	3 610 (3 140)
Puissance thermique kW _{th}	208	3 108	1 126	2 760 (3 720)
Fonction de sa charge (%)	64	40	36	40 (54)
Gains d'exploitation (kDA HT/an)	2 829	21 456 250	4 273	33 487 (26 458)
Cout du kWhé (DA HT)	3,44	8,7	4,41	3,24 (3,77)
Temps de retour (an)	4,16	2,92	4,06	3,11 (4,2)
Taux d'émissions évitées (%)	23,20	30,32	06	7,17 (13,82)

A partir de ce tableau récapitulatif des résultats, on constate que plus l'entreprise est industrielle plus l'intérêt de l'installation de cogénération pour l'environnement marque un taux d'émission évité de CO₂ très important, ensuite pour faire fonctionner le moteur à des

charges maximales, il faut trouver cela surtout en tertiaire. Mais si on essaye d'étudier la possibilité de vente de l'excédentaire en voies que le prix du kWh ne favorise pas trop un client si ça ne sera que pour des raisons écologiques, d'où, le prix varie entre 3,24 à 8,7 kWh par an, la raison pour laquelle cette étude a été faite de sorte à consommer la totalité de l'énergie électrique produite avec la possibilité de compléter le manque par l'achat du réseau national en période des plus bas prix du kWh.

5.6 Perspective et préconisation pour le contexte algérien

5.6.1 La gestion des ressources énergétiques

L'enjeu énergétique pour l'humanité n'est donc pas le choix de tel ou tel type d'énergie, mais celui de la maîtrise de la consommation. A court terme, cela permettrait d'économiser nos réserves en énergies fossiles. Et nous pourrions mieux préparer l'épuisement, vers la fin du siècle, d'une partie des énergies fossiles (le pétrole et le gaz). Dans tous les cas cités plus haut, qu'on consomme plus ou moins de pétrole, qu'on fasse appel à l'éolien et au solaire plutôt qu'au nucléaire ou inversement, il faut nous préparer à des changements dans notre manière de vivre, dans le sens d'une plus grande économie de l'énergie que nous consommons directement (déplacements motorisés, chauffage, électricité...) ou indirectement (eau potable, produits de consommation courante, transports routiers internationaux...). Ainsi, les nouvelles technologies d'économie de consommation d'énergie fossiles et de réduction de GES sont stratégiques dans les plans d'action et les programmes gouvernementaux de demain.

Ainsi, l'étude sur l'introduction de centrales décentralisées dans le parc de production national sans entraîner un impact important sur l'augmentation des tarifs d'électricité en égard aux coûts de ces équipements a fait ressortir que la puissance totale à installer sur la période est de 725 MW dont 450 MW en cogénération. La production prévue à l'horizon 2015 est de 3.7 TWh soit 6 % de la production totale [56].

(Programme indicatif des besoins En moyens de production d'électricité 2006-2015. Algérie).

Année	unité	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Cogénération	MW	0	50	100	150	200	250	300	350	400	450
	GWh	0	350	700	1050	1400	1750	2100	2450	2800	3150
	% bilan de production	0	0,937	1,767	2,508	3,178	3,732	4,183	4,714	4,911	5,156


5.6.2 Préconisations et réflexion pour le contexte algérien [44]

Les principes des technologies des énergies renouvelables sont au point, mais il y a encore beaucoup à attendre de la recherche au plan de l'amélioration de l'efficacité des techniques, par exemple :

- améliorer la productivité des plantes destinées aux carburants verts et rendre la totalité de la plante utilisable ;
- améliorer les processus de gestion de l'énergie électrique pour mieux intégrer au réseau l'électricité issue des énergies intermittentes ou de la cogénération.

En ce qui concerne la production d'électricité, de grands objectifs sont précisés [43]

- ✓ Utiliser la meilleure technologie à partir de cycles combinés à gaz pour les nouvelles unités
- ✓ Développer la génération électrique décentralisée
- ✓ Promouvoir la cogénération de chaleur et d'électricité, l'envisager en liaison avec le chauffage urbain
- ✓ Favoriser l'amélioration du rendement des centrales à charbon au-delà de 50 %.
- ✓ Améliorer la production d'électricité
- ✓ Remplacer les centrales à faibles rendement de 25 % -la meilleure technologique atteint 60 %



Conclusion Générale

Conclusion

La cogénération est une technologie d'avenir, qui s'intègre aisément dans tout établissement possédant des besoins de chaleur et d'électricité importants, c'est l'expression que nous cherchions à prouver par ce mémoire. En outre, notre objectif est atteint car on a démontré les nombreux avantages que procurent ces systèmes de production d'énergie à son propriétaire, que se soit en terme d'économie d'énergie, de réduction de la facture d'achat d'électricité ou de réduction des émissions de CO2.


Et du fait que tout investissement supplémentaire, doit cependant pouvoir se justifier d'un point de vue économique, on a mis en valeur une méthodologie qui suit les principes du fameux *guide de pertinence du grand facilitateur de la cogénération*, d'où on a réalisé un premier dimensionnement de l'unité de cogénération pour ensuite estimer un temps de retour simple pour les quarts cas des différents secteurs d'activité.

La méthodologie proposée est aisée sans être pour autant simpliste malgré les complications due aux manques d'appareils de mesures ou des données non disponible au sein des établissements car malheureusement la plus part des entreprises algériennes sont de très anciennes fondations et n'ont pas eu encore l'opportunité de se rénover, et pour obtenir des résultats satisfaisants notre programme sur Excel fait d'abord le dimensionnement de la puissance du moteur convenable, puis il compare les moteurs et donne un résultat sur le plan technique, économique, environnemental et réglementaire administratif.

La deuxième étape, l'étude de faisabilité, avait pour objectif de valider ces premiers résultats en fonction de la configuration propre de l'entreprise. C'est sur base de cette validation, fiable et objective, que nous pouvons opter en connaissance de cause pour la cogénération.

Donc avec notre méthodologie dans l'étude de rentabilité qui nous donne une bonne estimation de la rentabilité d'une unité de cogénération, les propositions et les appels d'offres seront prometteuses à l'avenir.

Ainsi, avec le récent programme de la CREG qui encourage la production d'énergie à partir des énergies renouvelables et à partir de l'année 2010 elle lancera des appels d'offre pour des systèmes de production de cogénération satisfaisant 05 % de la demande nationale.



References
bibliographiques

References Bibliographiques

- [01] Maloney JD, Robertson RC, **Thermodynamic study of ammonia–water heat power cycles**. Oak Ridge National Laboratory Report 1953; CF-53-8-43.
- [02] Aki, H., et al., 2005. **Combined heat and power systems in urban commercial building in China**. In: Proceedings of 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition—Asia and Pacific, vol. (2005), pp. 1–5
- [03] Energy outlook 2006, Agence internationale de l'énergie. Global Chance • **Petit mémento des énergies renouvelables**
- [04] Y. Huangfu, J.Y. Wu *, R.Z. Wang, Z.Z. Xia, S. Li, **Development of an experimental prototype of an integrated thermal management controller for internal-combustion-engine-based cogeneration systems**. Applied Energy 84 (2007) 1356–1373
- [05] Wei, B., et al., **Research of optimal operation on micro-turbine CCHP systems**. In: **Proceedings of the Energy Sustainability Conference 2007**, 2007 Energy Sustainability Conference, June 27–30, 2007, Long Beach, CA, USA, (2007) pp. 751–758.
- [06] Liang, J., et al., **An investigation of the existing situation and trends in building energy efficiency management in China**. Energy and Buildings (2007) 39 (10), 1098–1106.
- [07] Hao, X., et al., **Role of BCHP in energy and environmental sustainable development and its prospects in China**. Renewable and Sustainable Energy Reviews (2007) 11 (8), 1827–1842.
- [08] Fabien Ruiz; **Exigences des machines à absorption sur la fourniture de chaleur** Atelier « Faire du froid avec la chaleur d'été » **YAZAKI EUROPE LIMITED**, Environment Business Unit France, (2007)
- [09] Zhang N, Cai R, Lior N, **A novel ammonia–water cycle for power and refrigeration cogeneration**. **Proceedings of the ASME**. Advanced Energy Systems Division, 2004; 183–96.
- [10] Zhang N, Lior N, **Development of a novel combined absorption cycle for power generation and refrigeration**. ASME J Energ Res 2007;129:254–65.
- [11] Jiangfeng Wang, Yiping Dai, Lin Gao, **Parametric analysis and optimization for a combined power and refrigeration cycle**. Applied Energy 85 (2008) 1071–1085
- [12] Zhi-Gao Sun, **Energy efficiency and economic feasibility analysis of cogeneration system driven by gas engine**. Energy and Buildings 40 (2008) 126–130
- [13] Z.G. Sun, **Experimental investigation of integrated refrigeration system (IRS) with gas engine, compression chiller and absorption chiller**. Energy 33 (2008) 431–436
- [14] Jiacong Cao, **Evaluation of retrofitting gas-fired cooling and heating systems into BCHP using design optimization**. 2009 Elsevier

- [15] Cao, J., et al., **Simulation and optimization of the performance in the air-conditioning season of a BCHP system in China.** Energy and Buildings (2008) 40 (3), 185–192.
- [16] Li, C.Z., et al., **Influence of energy demands ratio on the optimal facility scheme and feasibility of BCHP system.** Energy and Buildings (2008) 40 (10), 1876–1882.
- [17] Site de [Jean Marc JANCOVICI](#) (Lien direct). (chiffre issu de l'Ademe dans leur note de 2005 et 2006).
- [18] Aikaterini Fragaki a, Anders N. Andersen b, David Toke c, **Exploration of economical sizing of gas engine and thermal store for combined heat and power plants in the UK.** (2007)
- [19] Hyonuk Seo et al., **Economic optimization of a cogeneration system for apartment houses in Korea.** Hyosung Corporation, Seoul 121-720, (2007)
- [20] Tetsuya Wakui et al., **Effect of power interchange operation of multiple household gas engine cogeneration systems on energy-saving.** Energy xxx (2008) 1–9
- [21] A. Sala et al., **Cogeneration technology for the metal-processing sector.** Applied Energy 85 (2008) 516–527
- [22] EDUCOGEN. **The European educational tool on cogeneration**, December 2001.
Available from: www.cogen.org/projects/educogen.htm.
- [23] Cârdu M, Baica M. **Regarding the GreenHouse gas emissions of thermopower plants.** Energy Convers Manage 2002;43:2135–44.
- [24] Sonibare JA, Akeredolu FA. **A theoretical prediction of non-methane gaseous emissions from natural gas combustion.** Energy Policy 2004;32:1653–65.
- [25] Cârdu M, Baica M, **Regarding the relation between the NOx content and CO content in thermo power plants flue gases.** Energy Convers Manage 2005;46:47–59.
- [26] Palo Alto, CA, Ameren, **Distributed Energy Resources Emissions Survey and Technology Characterization**, July 2007.
Available from: <http://www.epriweb.com/public/000000000001011256.pdf>.
- [27] Dipartimento di Ingegneria Elettrica, **Emission characterization and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines.** Energy 33 (2008) 418–430
- [28] Wu DW, Wang RZ. **Combined cooling, heating and power: a review.** Prog Energy Combust Sci 2006;32(5/6):459–95.
- [29] Foley G, De Vault R, Sweetser R. **Future of absorption technology in America: a critical look at the impact of BCHP and innovation.** Oak Ridge National Laboratory, June 2000.

[30] Danny Harvey LD. **A handbook on low-energy buildings and district energy systems: fundamentals, techniques, and examples.** UK: James & James; 2006.

[31] Gianfranco Chicco_, Pierluigi Mancarella, **Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators.** Energy 33 (2008) 410–417

[32] Gianfranco Chicco_, Pierluigi Mancarella, **Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part II: Analysis techniques and application cases.** Energy 33 (2008) 410–417

[33] [l'ADEME](#) décembre 2001 - révisé décembre 2003. « Bilan de carbone » Code de calcul 'Excel' du cours.

[34] L'étude réalisée par le Ceren sur le parc de cogénération en France fin 2003. Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 06/09/2006

[35] **direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement, Ile de France, Février 2006**

[36] J.L. Buysse, Commission Wallonne Pour l'Énergie, Version 2.3. Juin 2003, (www.cwape.be). **LE REGIME DES CERTIFICATS VERTS.** dans le cadre de l'ouverture du Marché de l'Électricité en Wallonie

[37]¹ Ismaël Daoud, **Facilitateur en Cogénération, Réaliser une étude de préféabilité d'une cogénération dans les Règles de l'Art.** Méthodologie à suivre et hypothèses "conservatives" à prendre. Cahier des charges réalisé par le Facilitateur en Cogénération de la Région wallonne Version 2 du 8 août 2003

[37]² «Cogencalc», 2004

[37]³ «*COGENsim*», 2007

[37]⁴ «*Cogencalc*», 2007

[38] www.Énergie Région wallonne.com. Portail de l'Énergie en Région wallonne La cogénération. Success stories, **Un facilitateur cogénération à votre disposition**

[39] www.retscreen.net, RETScreen® International **Modèle pour projets de cogénération « Manuel de l'utilisateur en ligne ».** Catalogue no. : M39-121/2005F-PDF, ISBN : 0-662-74482-9. Ministre de Ressources naturelles Canada 1997-2005.

Centre d'aide à la décision sur les énergies propres

[40] Mohamed Chenguir, **LA COGENERATION.** Articles de Revues, Documents programme GEM 1999; Sites Web, Techniques de l'ingénieur et Etudes ONE.

[41] www.econologie.com: [accès téléchargement](#)
[-Pompe à Chaleur au Gaz en cogénération par Sanyo Energies fossiles pétrole, gaz, charbon, nucléaire et hydrogène ; -moteur à gaz](#)

[42] www.energyefficiency.asia.org UNEP 2006, Presentation de: “**Energy Efficiency Guide for Industry in Asia**”

[43] www.total.com **Efficacité énergétique** Novembre 2007

[44] <http://www.energyefficiency.com> **LIVRE VERT sur l'efficacité énergétique Comment consommer mieux avec moins dans le cadre de la stratégie de Lisbonne**. Direction générale de l'énergie et des transports, 2005

[45] www.google.fr, **Catalogue GAZTEC 2007, Tunisie**

[46] American Society of Heating, **Refrigerating, and Air Conditioning Engineers** (ASHRAE), **ASHRAE Handbook**, Volumes de reference, 1997.

[47] P.A. Katsigiannis, D.P. Papadopoulos, **A general techno-economic and environmental procedure for assessment of small-scale cogeneration scheme installations: Application to a local industry operating in Thrace, Greece, using microturbines** Energy Conversion and Management 46 (2005) 3150–3174

[48] Erhard W. Perz*, Stefan Bergmann, **A simulation environment for the techno-economic performance prediction of water and power cogeneration systems using renewable and fossil energy sources**. Desalination 203 (2007) 337–345

[49] Arif Hepbasli *, Nesrin Ozalp, **Co-generation studies in Turkey: an application of a ceramic factory in Izmir, Turkey**. Applied Thermal Engineering 22 (2002) 679–691

[50] COGEN Association (Turkish Co-generation Association), **Autoproducers in Turkey**, May 2000, pp. 1–22.


[51] Alexandre Salem Szkloa,b, Jeferson Borghetti Soaresa,b,*, Mauricio Tiomno Tolmasquima,b, **Economic potential of natural gas-fired cogeneration—analysis of Brazil's chemical industry**. Energy Policy 32 (2004) 1415–1428

[52] E. Cardona *, A. Piacentino, F. Cardona, **Energy saving in airports by trigeneration. Part I: Assessing economic and technical potential**. Applied Thermal Engineering 26 (2006) 1427–1436

[53] Mario A. Basulto Ernst, José A. Perrella Balestieri *, **Influences of thermal and electric load fluctuations in the cogeneration attractiveness**. Applied Thermal Engineering 26 (2006) 1500–1505

[54] E. Cardona*, A. Piacentino, F. Marchese, **Performance evaluation of CHP hybrid seawater desalination plants**. Desalination 205 (2007) 1–14

[55] Åsa Marbe, Simon Harvey*, Thore Berntsson, **Technical, environmental and economic analysis of co-firing of gasified biofuel in a natural gas combined cycle (NGCC) combined heat and power (CHP) plant**. Energy 31 (2006) 1614–1631

- 
- [56] Ministères : Ministère des Énergies et des Mines, 2007-2008
Ministère de l'Environnement et de l'Aménagement du Territoire, 2005
- [57] BP Statistical Review of World Energy, juin 2008
- [58] www.planete-energie.com / L'avenir de l'énergie les grands enjeux sur Planète Energies
/ Les énergies fossiles sur Planète Energies
- [59] El Habib Benessahraoui, Thématique: **Les technologies à haute performance énergétique**, Fiche technique PRISME n° 4 **La cogénération-trigénération**
- [60] Journal officiel de la république algérienne :
- décret exécutif n° 06-429 du 5 Dhou El Kaâda 1427 correspondant au 26 novembre 2006)
 - décret exécutif n° 24, 17 Rabie el Aouel 1427, 16 avril 2006
 - Loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaâda 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations
 - Arrêté du 14 Rabie El Aouel 1428 correspondant au 2 avril 2007 fixant la procédure de déclaration des installations de production de l'électricité.
- [61] Ismaël Daoud, **Avec la cogénération tirez le maximum de l'énergie ! Guide de pertinence pour les acteurs du secteur tertiaire**, PME, logement en région Bruxelles-capitale. Juin 2005
- [62] I.Zabalza, A.Aranda, **Fesability analysis of fuel cells for combined heat and power systems in the tertiary sector**, international journal of hidrogen energy, 32(2007) 1396-1403



Annexes

Annexe 1.1

Les prévisions mondiales dans le domaine de l'énergie du rapport WETO (World Energy, Technology and Climate Policy Outlook) établi par la Commission européenne en 2003.

	1990	2010	2030
Population, milliards d'habitants	5,2	6,9	8,2
Consommation d'énergie, tep/hbt	1,7	1,8	2,1
Consommation d'électricité, kWh/hbt	1,8	2,4	3,7
Part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie	13 %	11 %	8 %
Emissions de CO ₂ , tonnes/hbt	4	4,3	5,5
Production d'énergie, millions de tep			
Charbon et lignite	1 901	2 931	4 757
Pétrole	3 258	4 250	5 878
Gaz naturel	1 754	2 860	4 340
Nucléaire	509	799	872
Hydroélectricité et géothermie	193	290	392
Bois et déchets	904	949	900
Eolien, solaire et petite hydroélectricité	11	30	73

N.B. hbt = habitant, tep = tonne équivalent pétrole , kWh = kilowatt/heure

Annexe (1.2)

Evolution du prix du pétrole: Octobre 2004 : 39 €

Juillet 2005 : 46 €

Novembre 2007 : 75 €

Février 2008 : 77 €.

Annexe 1.3

L'ALGERIE ECONOMIQUE EN CHIFFRES: <http://www.cg.gov.dz/francais.htm>

Taux de croissance (2006) : 4,8% hors hydrocarbures 6,5 % (2007)

Taux d'inflation (2006) : 2,5 % 3,5 % (2007)

Balance commerciale(2006) : + 31,8 milliards USD

Réserves de change : 110 milliards USD (fin 2007)

PIB : 135 milliards USD PIB hors hydrocarbures : 89 milliards USD

PIB/hab: 2.695 €

Production pétrolière : 1,450 million de barils par jour (2004)

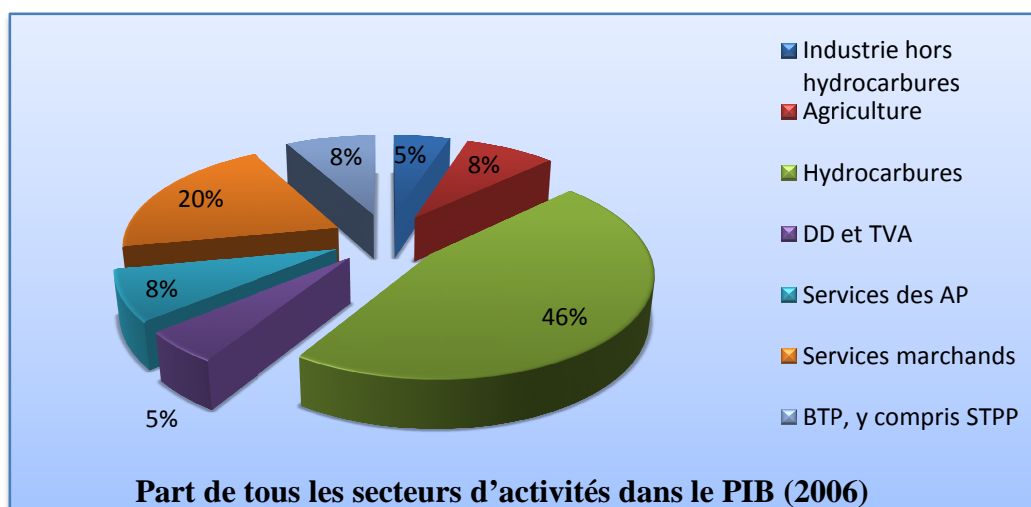
Réserves pétrolières : 43 milliards bep (2006)

Réserves de gaz : 4 500 milliards de mètres cubes

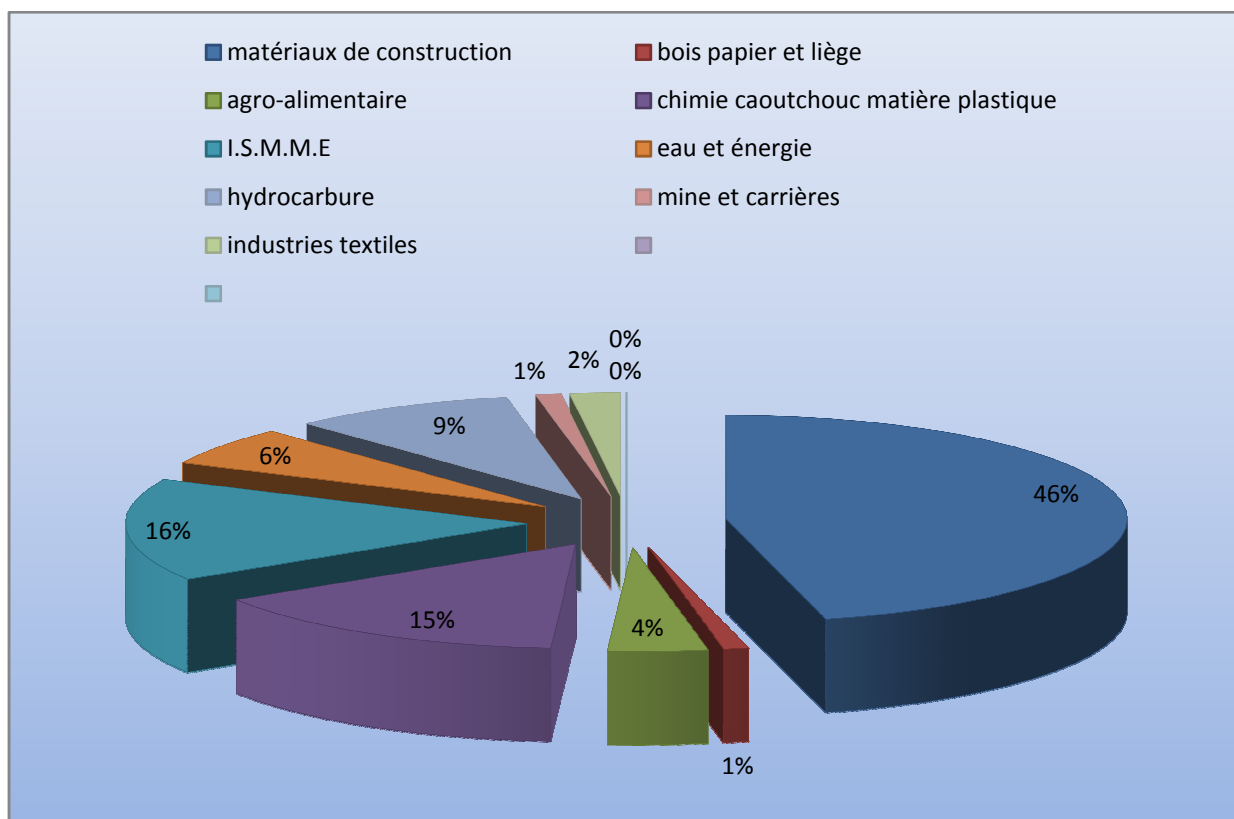
Investissements directs étrangers : 1,7 milliard USD (2006)

IDE : La France est le 2e investisseur étranger en Algérie, derrière les USA (près de 300 filiales françaises sont présentes en Algérie où elles emploient plus de 7.000 personnes).

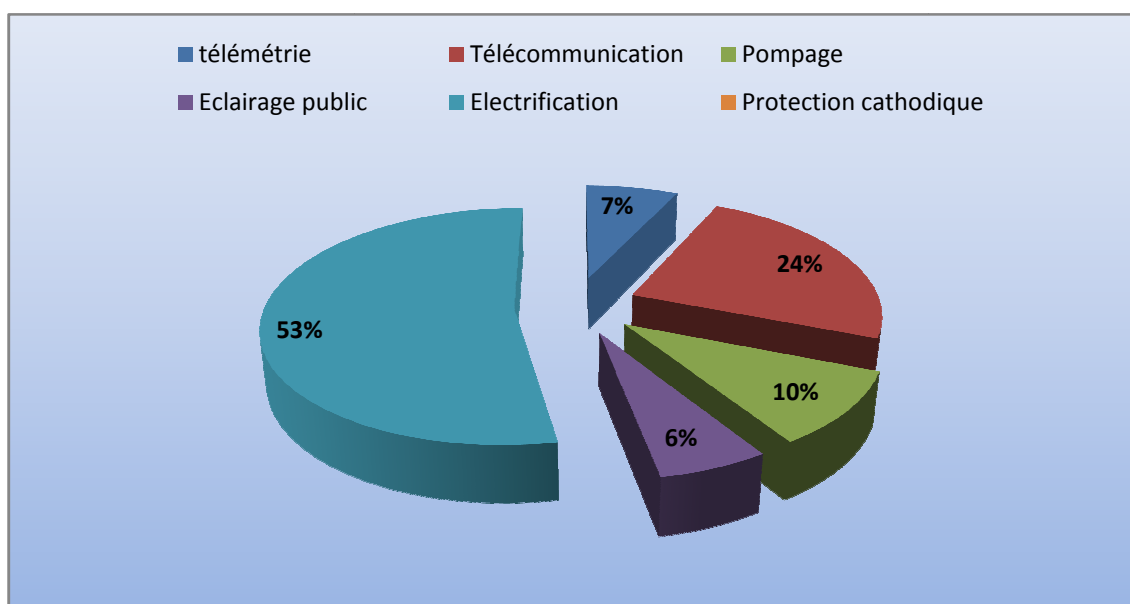
La balance commerciale de l'Algérie demeure fortement tributaire des revenus que génère la vente du pétrole et du gaz qui constituent à eux seuls plus de 97% du volume global des exportations.



Annexe 1.4



Consommation d'énergie par branche industrielle

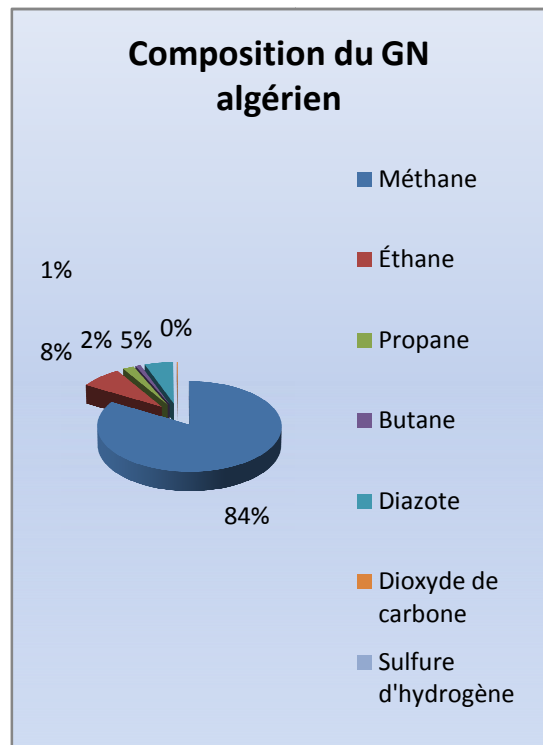


Répartition des usages de la filière ENR en Algérie

Annexe 1.5

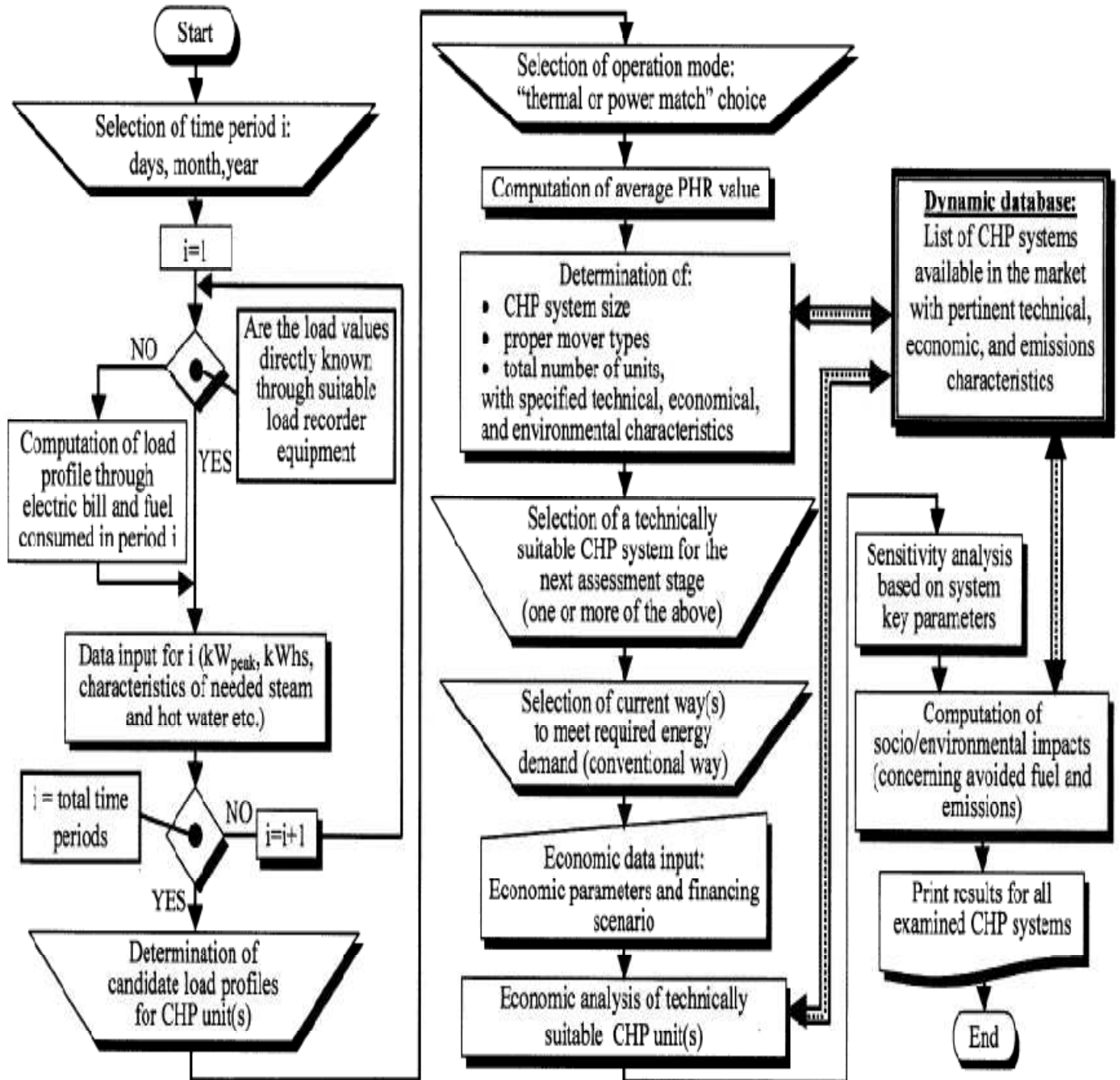
Les caractéristiques (composition) du gisement de gaz naturel algérien (% en volume).

	Hassi R'Mel
Réserves initiales récupérables (10^9 m^3)	2 000
Profondeur minimale (m)	2 200
Méthane (%)	83,5
Éthane (%)	7,9
Propane (%)	2,1
Butane (%)	1,0
Diazote (%)	5,3
Dioxyde de carbone (%)	0,2
Sulfure d'hydrogène (%)	-
Pouvoir calorifique du gaz commercialisé (kWh/m^3)	env 11,3



Annexe 1.6

Organigramme de l'étude de rentabilité suivant les plus récentes entreprises de cogénération



Annexe 3.01

Loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.

Le Président de la République, Vu la Constitution, notamment ses articles 12, 17, 119, 122 et 126 ; Après adoption par le Parlement ; Promulgue la loi dont la teneur suit :

TITRE I :

CHAMP D'APPLICATION

Article 1er. — La présente loi a pour objet de fixer les règles applicables aux activités liées à la

production, au transport, à la distribution, à la commercialisation de l'électricité ainsi qu'au transport, à la distribution et à la commercialisation du gaz par canalisations.

Ces activités sont assurées, selon les règles commerciales, par des personnes physiques ou morales de droit public ou privé et exercées dans le cadre du service public.

Art. 2. — Au sens de la présente loi, on entend par :

— **agent commercial** : toute personne physique ou morale, autre qu'un producteur ou un distributeur, qui achète de l'électricité ou du gaz pour la revente.

— **auto-producteur** : toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité principalement pour son usage propre.

— **canalisation directe de gaz** : canalisation de transport ou de distribution de gaz qui relie une installation d'un fournisseur de gaz à un consommateur d'énergie gazière en complément au réseau de transport ou de distribution de gaz.

— **commission** : commission de régulation de l'électricité et du gaz. Organisme chargé d'assurer le respect de la réglementation technique, économique et environnementale, la protection des consommateurs, la transparence des transactions et la non-discrimination entre opérateurs.

— **client** : client final, distributeur ou agent commercial.

— **client éligible** : client qui a le droit de conclure des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz avec un producteur, un distributeur ou un agent commercial de son choix et, à ces fins, il a un droit d'accès sur le réseau de transport et/ou de distribution.

— **client final** : toute personne physique ou morale qui achète de l'électricité et/ou du gaz naturel pour son propre usage.

— **cogénération** : production combinée d'électricité et de chaleur.

— **concession** : droit accordé par l'Etat à un opérateur pour exploiter et développer un réseau d'un territoire délimité et pour une durée déterminée en vue de la vente de l'électricité ou du gaz distribué par canalisations.

— **distributeur** : toute personne physique ou morale assurant la distribution de l'électricité ou du gaz par canalisations avec possibilité de vente.

— **énergie** : il s'agit de l'électricité et du gaz distribué par canalisations.

— **gestionnaire du réseau transport** : personne morale chargée de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport.

— **opérateur** : toute personne physique ou morale intervenant dans les activités citées à l'article 1^{er} de la présente loi.

— **opérateur du marché** : personne morale chargée de la gestion économique du système d'offres de vente et d'achat d'électricité.

— **opérateur du système** : personne morale chargée de la coordination du système de production et de transport de l'électricité (dispatching).

— **producteur** : toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité.

— **utilisateur de réseau** : toute personne physique ou morale alimentant un réseau de transport ou de distribution ou desservie par un de ces réseaux.

TITRE II DU SERVICE PUBLIC

Art. 3. — La distribution de l'électricité et du gaz est une activité de service public.

Le service public a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité et en gaz, sur l'ensemble du territoire national, dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de prix et de respect des règles techniques et de l'environnement.

Art. 4. — Toute sujétion de service public donne lieu à rémunération par l'Etat, après avis de la commission de régulation, notamment dans les cas suivants :

- les surcoûts issus de contrats de fourniture et d'achat d'énergie imposés par l'Etat ;
- les participations en faveur de client spécifique ;
- les surcoûts des activités de production et de distribution dans des régions particulières ;
- les contraintes identifiées comme telles par la commission de régulation.

TITRE III DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

Art. 6. — Les activités de production de l'électricité sont ouvertes à la concurrence conformément à la législation en vigueur et aux dispositions de la présente loi.

Art. 7. — Les nouvelles installations de production de l'électricité sont réalisées et exploitées par toute personne physique ou morale de droit privé ou public titulaire d'une autorisation d'exploiter.

Art. 8. — La commission de régulation établit périodiquement un programme indicatif des besoins en moyens de production d'électricité après consultation de l'opérateur du système, de l'opérateur du marché et des distributeurs. Cette évaluation est élaborée sur la base d'outils

et de méthodologie fixés par voie réglementaire. Le programme indicatif est approuvé par le ministre chargé de l'énergie.

Ce programme est donné pour une période de dix (10) ans; il est actualisé tous les deux (2) ans pour les dix (10) années suivantes. Il est établi la première fois dans les douze (12) mois à compter de la mise en place de la commission de régulation. Il tiendra compte des évolutions de la consommation par zone géographique, des capacités de transport, de distribution de l'électricité et des échanges d'énergie électrique avec les réseaux étrangers.

Art. 9. — Ce programme devra contenir :

- une estimation de l'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long terme et identifier les besoins en moyens de production qui en résultent;
- les orientations en matière de choix des sources d'énergie primaire en veillant à privilégier les combustibles nationaux disponibles, à promouvoir l'utilisation d'énergies renouvelables et à intégrer les contraintes environnementales définies par la réglementation ;
- les indications sur la nature des filières de production d'électricité à privilégier en veillant à promouvoir les technologies de production à faible émission de gaz à effet de serre ;
- l'évaluation des besoins d'obligations de service public de production d'électricité ainsi que l'efficacité et le coût de ces obligations.

Art. 10. — L'autorisation d'exploiter est délivrée nominativement par la commission de régulation à un titulaire unique. Elle est incessible.

Les aménagements ou extensions de capacité d'installations de production existantes sont soumises à l'autorisation d'exploiter lorsque la puissance énergétique additionnelle augmente de plus de dix pour cent (10%).

Art. 11. — Les installations destinées à l'autoconsommation, de puissance totale installée inférieure à

vingt cinq (25) MW aux conditions ISO ainsi que les aménagements ou extensions de capacité d'installations de production existantes lorsque la puissance énergétique additionnelle augmente de moins de dix pour cent (10%) sont dispensées de l'autorisation d'exploiter; elles doivent faire l'objet d'une déclaration préalable à la commission de régulation qui en vérifie la conformité avec la présente loi.

Art. 12. — Les installations de production dont la puissance est inférieure à quinze (15) MW aux conditions ISO ainsi que les réseaux de distribution isolés qu'elles desservent sont assimilés à la distribution publique et font l'objet d'une seule concession telle que définie à l'article 73 de la présente loi.

Art.13. — Les critères d'octroi de l'autorisation d'exploiter portent sur :

- la sécurité et la sûreté des réseaux d'électricité, des installations et des équipements associés ;
- l'efficacité énergétique ;
- la nature des sources d'énergie primaire ;
- le choix des sites, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public ;
- le respect des règles de protection de l'environnement ;
- les capacités techniques, économiques et financières ainsi que sur l'expérience professionnelle du demandeur et la qualité de son organisation;
- les obligations de service public en matière de régularité et de qualité de la fourniture d'électricité ainsi qu'en matière d'approvisionnement de clients n'ayant pas la qualité de client éligible.

Art. 14. — La commission de régulation rend publiques les principales caractéristiques en termes de capacité, d'énergie primaire, de technique de production et de localisation de toute demande d'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de production.

Art. 15. — L'octroi d'une autorisation au titre de la présente loi ne dispense pas son bénéficiaire de satisfaire aux autres

dispositions exigées par la législation en vigueur.

Art. 16. — La procédure d'octroi des autorisations d'exploiter, notamment la forme de la demande,

l'instruction du dossier par la commission de régulation, la destination de l'énergie produite, les délais de la notification de la décision au demandeur et les frais à payer à la commission de régulation pour l'analyse du dossier, est fixée par voie réglementaire.

Art. 17. — La commission de régulation procède au refus motivé et rendu public de l'autorisation d'exploiter si le demandeur ne répond pas aux critères d'octroi de la dite autorisation.

Art. 18. — La commission de régulation se prononce sur la suite à réserver à l'autorisation en cas de transfert de l'installation ou en cas de changement de contrôle, de fusion ou scission du titulaire de l'autorisation. Elle fixe le cas échéant les conditions à remplir et les procédures à suivre pour le maintien ou la délivrance d'une nouvelle autorisation d'exploiter.

Art. 19. — Les autorisations d'exploiter des installations existantes, régulièrement établies à la date de publication de la présente loi, sont réputées acquises. Les installations concernées doivent être déclarées par leurs propriétaires auprès de la commission de régulation.

Art. 20. — En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté

des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, après avis de la commission de régulation, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations d'exploiter, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation.

Art. 21. — Sous réserve des dispositions légales et réglementaires en matière d'environnement, toute personne physique ou morale et notamment les collectivités territoriales peuvent exploiter toute

nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés ou toute nouvelle installation de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur lorsque ces nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques.

Elles sont cependant soumises à une autorisation d'exploiter délivrée par la commission de régulation.

Art. 22. — Si la commission de régulation constate un nombre insuffisant de demandes d'autorisation de réaliser, elle peut recourir à la procédure d'appel d'offres à construction de nouvelles installations de production d'électricité après avis de l'opérateur du système, de l'opérateur du marché et des distributeurs concernés. Dans tous les cas la commission de régulation prendra les dispositions nécessaires pour la satisfaction des besoins du marché national.

Art. 26. — En application de la politique énergétique, la commission de régulation peut prendre des mesures d'organisation du marché en vue d'assurer l'écoulement normal sur le marché, un prix minimal d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de systèmes de cogénération.

Les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotations de l'Etat et/ou être pris en compte par la caisse de l'électricité et du gaz et imputés sur les tarifs.

Les quantités d'énergie à écouler sur le marché et visant l'encouragement des énergies renouvelables ou de cogénération doivent faire l'objet d'un appel d'offres défini par voie réglementaire.

Art. 27. — Les droits et obligations du producteur d'électricité sont définis dans un cahier des charges fixé par voie réglementaire.

Art. 28. — Les règles techniques de la production d'électricité sont définies par voie réglementaire.

TITRE X DES REGLES ECONOMIQUES ET DE LA TARIFICATION

Art. 88. — Les activités concourant à la fourniture de l'électricité et du gaz sont rémunérées sur la base de dispositions réglementaires fondées sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Ces critères favorisent l'amélioration de l'efficacité de la gestion, du rendement technique et économique des activités ainsi que l'amélioration de la qualité de la fourniture.

Art. 89. — La rémunération de la production de l'électricité se fonde sur les éléments suivants :

— le prix de l'énergie électrique issu de l'équilibre offre-demande et résultant du traitement élaboré par l'opérateur du marché ;

— le coût de la garantie de puissance fournie au système ;

— le coût des services auxiliaires nécessaires pour assurer la qualité de la fourniture.

Les modalités d'application du présent article sont précisées par voie réglementaire.

Art. 90. — La rémunération de l'activité transport, tant pour l'électricité que pour le gaz, est fixée par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire.

Elle comprend les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires et prenant en compte les coûts de développement.

La formule de rémunération intègre des incitations à la réduction des coûts et à

l'amélioration de la qualité de la fourniture.

Art. 91. — La rémunération de l'activité distribution, tant pour l'électricité que pour le gaz, est fixée par

la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire.

Elle prend en compte les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance des installations, les caractéristiques des zones de distribution desservies, d'autres coûts nécessaires à l'exercice de l'activité ainsi qu'une rétribution équitable du capital investi telle qu'appliquée dans les activités similaires et prenant en compte les coûts de développement.

La formule de rémunération intègre des incitations à la réduction des coûts et à l'amélioration de la qualité de la fourniture.

Art. 92. — La rémunération de l'activité de commercialisation tant pour l'électricité que pour le gaz prise en compte dans les tarifs est établie par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire. Cette rémunération tiendra compte des coûts résultant des activités nécessaires pour la fourniture de l'énergie aux consommateurs.

Art. 93. — La conclusion du contrat se fait librement entre les agents commerciaux et les clients éligibles.

Art. 94. — Pour l'électricité, les paramètres suivants sont considérés comme des coûts permanents du système électrique :

— surcoûts relatifs à la fourniture de l'électricité dans les réseaux de distribution isolés du sud;

— coûts de l'opérateur du système et de l'opérateur du marché reconnus par la commission de régulation;

— coûts associés à des programmes d'incitation à la maîtrise de la demande ;

— coûts de fonctionnement de la commission de régulation.

Art. 95. — Les producteurs utilisant les énergies renouvelables et/ou la cogénération peuvent bénéficier de primes. Ces primes sont considérées comme coûts de diversification conformément à l'article 98 ci-dessous.

Art. 96. — Les règles économiques pour les droits de raccordement aux réseaux et autres actions nécessaires pour satisfaire les demandes d'alimentation des clients sont établies par voie réglementaire.

Art. 97. — Les tarifs hors taxes de l'électricité à appliquer aux clients non éligibles sont fixés par la commission de régulation sur la base d'une méthodologie et de paramètres définis par voie réglementaire et sont uniformes sur tout le territoire national.

Art. 98. — Les tarifs visés à l'article 97 ci-dessus incluent les paramètres suivants :

— le coût de production de l'électricité fixé en fonction du prix moyen du kilowatt/heure observé sur le marché de la production d'électricité durant une période de référence définie par voie réglementaire ;

— les coûts relatifs au transport et à la distribution de l'électricité;

— les coûts de commercialisation;

— les coûts permanents du système électrique;

— les coûts de diversification.

Les tarifs peuvent prendre en compte les incitatifs visant l'économie d'énergie.

Art. 102. — La procédure de paiement pour l'achat d'électricité ou de gaz par des clients éligibles est définie par voie réglementaire.

Art. 103. — Pour l'électricité et le gaz, les clients éligibles doivent payer les coûts des activités nécessaires à la fourniture de l'énergie et participer à la couverture des coûts permanents des systèmes et des coûts de diversification.

Les modalités d'application du présent article sont fixées par voie réglementaire.

Annexe 3.2

Décret exécutif n° 04-92 du 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ;

Décrète :

Article 1er. — En application des dispositions de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, le présent décret a pour objet de définir les coûts de diversification de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et /ou de la cogénération, dans le cadre du régime spécial, ainsi que les conditions de production, de transport et de raccordement aux réseaux de l'électricité produite. Il a également pour objectif de préciser les mécanismes d'éligibilité des producteurs d'électricité au dispositif du régime spécial défini à l'article 3 ci-dessous.

Art. 2. — Au sens du présent décret, on entend par :

Loi : La loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation.

Commission : La commission de régulation de l'électricité et du gaz, telle que prévue par la loi suscitée, organisme chargé d'assurer le respect de la réglementation technique, économique et environnementale, la protection des consommateurs, la transparence des transactions et la non discrimination entre opérateurs.

Energies Renouvelables : sont définies comme énergies renouvelables toutes les énergies provenant de sources : hydraulique, solaire thermique, éolienne, géothermique, solaire rayonnante, ainsi que les énergies issues de la cogénération et de la valorisation des déchets.

Cogénération : La production combinée d'électricité et de chaleur.

Exploitant de réseau de distribution : toute personne physique ou morale chargée

de l'exploitation, de l'entretien du réseau de distribution dans les termes de la concession accordée pour le réseau en question.

Société de développement : personne morale dont l'objet est le développement de projets utilisant des énergies renouvelables.

Producteur : toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité.

Régime spécial : L'organisation par dérogation au régime commun du marché pour l'écoulement normal d'un volume minimal d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et/ou de système de cogénération, à un prix minimal comme spécifié à l'article 26 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 4. — Est considérée comme production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et/ou de cogénération, au titre du présent décret :

- l'électricité produite par tout producteur d'électricité dans le cadre du régime spécial, à partir d'installations existantes de production d'électricité, sous réserve que ces installations soient préalablement et totalement rénovées après autorisation de la commission, et à partir de toutes nouvelles unités de production.

- L'électricité produite dans des installations réalisées ou exploitées pour le compte de producteurs, de collectivités territoriales, d'associations ou de particuliers.

Art. 5. — Les producteurs voulant bénéficier du dispositif du régime spécial doivent souscrire aux conditions du cahier des charges relatif à l'écoulement sur le marché tel que prévu à l'article 26 de la

loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, et visant l'encouragement des énergies renouvelables notamment aux conditions suivantes :

- De livraison au réseau de toute l'énergie excédentaire produite par les installations de cogénération et de toute l'énergie produite par les installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables, ceci en bénéficiant de la prime définie à l'article 10 ci-dessous ;
- D'alimentation pour leur utilisation propre des installations ci-dessus évoquées, à partir des réseaux de distribution ou de transport électrique ;
- Des normes de sécurité et règlements techniques pour les installations de production ;
- Des normes d'exploitation des installations selon les normes techniques de production ;
- Des normes d'entretien des installations ;
- Du respect scrupuleux des conditions de protection du milieu ambiant.

Art. 6. — Le cahier des charges, prévu à l'article 77 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, doit prévoir l'obligation faite au gestionnaire du réseau de distribution de connecter à son réseau les installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables et/ou de cogénération visées à l'article 3 du présent décret.

Dans le cas où l'électricité produite dans le cadre du régime spécial est connectée au réseau de transport de l'électricité, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité assurera cette connexion selon les dispositions prévues à l'article 34 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée. Cette connexion est réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution ou de transport selon le cas.

Les coûts découlant de cette connexion font partie des coûts de diversification.

La connexion sera assurée par le gestionnaire du réseau de distribution ou de transport d'électricité dont les installations techniques sont les plus près de l'installation de production électrique ci-dessus définie ; il sera tenu compte de la taille des installations de production électrique à partir d'énergies renouvelables et/ou de cogénération concernées.

Les installations de production électrique, ci-dessus définies, sont raccordées comme suit :

- pour les puissances inférieures à 120 KW, le raccordement se fait en basse tension,
- Pour les puissances inférieures à 10 MW, le raccordement se fait sur le réseau 10 à 30 KV,
- Pour les puissances entre 10 et 40 MW, le raccordement se fait sur le réseau 60 KV,
- Pour les puissances supérieures à 40 MW, le raccordement se fait sur le réseau 220 KV.

La connexion pourrait prévoir, si nécessaire, une extension du réseau pour permettre le raccordement

de cette production d'électricité. Cette extension doit cependant rester dans des limites économiquement acceptables. Les cas litigieux seront soumis à la commission.

Art. 8. — Conformément à la politique énergétique nationale et en application du présent décret, la commission arrêtera chaque année les quotas de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Elle veillera à l'organisation de la prise en charge des surcoûts liés aux énergies renouvelables et/ou de système de cogénération dans le cadre du régime spécial.

Art. 9. — La commission dresse annuellement, au cours du mois de janvier pour l'année écoulée, le bilan de production pour chaque producteur d'électricité dans le cadre du régime spécial.

Le bilan devra faire apparaître l'énergie commercialisée et l'énergie autoconsommée.

Art. 10. — L'électricité produite dans le cadre du régime spécial bénéficie des avantages mentionnés dans les articles 95, 97 et 98 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, et dans les conditions figurant aux articles 12, 13, 14, 15, 16 et 17 du présent décret.

Art. 17. — Pour l'électricité produite à partir d'installation de cogénération de vapeur et/ou d'eau chaude, le montant s'élève à 160% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5

février 2002, susvisée, en tenant compte d'une production d'énergie thermique utilisable de 20% de l'ensemble des énergies primaires utilisées.

Les capacités de production en électricité ne doivent pas dépasser les 50 MW.

Pour les installations produisant moins de 20% d'énergie utilisable, la prime sera réduite de 25% par tranche, de 5% d'énergie thermique en dessous de 20% en tenant compte d'un minimum de production d'énergie thermique de 10% :

- Pour une production d'énergie utilisable de 15 à 19% la prime sera de 120%,
- Pour une production d'énergie utilisable de 10 à 15% la prime sera de 80%,
- Pour une production d'énergie utilisable inférieure à 10% la prime sera nulle.

Fait à Alger, le 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004. Ahmed OUYAHIA

Annexe 3.3

JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 24,
17 Rabie El Aouel 1427, 16 avril 2006

Décret exécutif n° 06-138 du 16 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 15 avril 2006 réglementant l'émission dans l'atmosphère de gaz, fumées, vapeurs, particules liquides ou solides, ainsi que les conditions dans lesquelles s'exerce leur contrôle.

VALEURS LIMITES DES PARAMETRES DE REJETS ATMOSPHERIQUES

N°	PARAMETRES	UNITE	VALEURS LIMITES	TOLERANCE DES VALEUR LIMITES DES INDUSTRIES ANCIENNES
1	Poussières totales	mg/Nm ³	50	100
2	Oxydes de soufre (exprimés en dioxyde de soufre)	"	300	500
3	Oxydes d'azote (exprimés en dioxyde d'azote)	"	300	500
4	Protoxyde d'azote	"	300	500
5	Chlorure d'hydrogène et autres composés inorganiques gazeux du chlore (exprimé en HCL).	"	50	100
6	Fluor et composés inorganiques du fluor (gaz, vésicule et particules), (exprimés en HF)	"	10	20
7	Composés organiques volatils (Rejet total de composés organiques volatils à l'exclusion du méthane)	"	150	200
8	Métaux et composés de métaux (gazeux et particulaires)	"	5	10
9	Rejets de cadmium, mercure et thallium, et de leurs composés	"	0,25	0,5
10	Rejets d'arsenic, sélénium et tellure et de leurs composés autres que ceux visés parmi les rejets de substances cancérogènes	"	1	2
11	Rejets d'antimoine, chrome, cobalt, cuivre, étain, manganèse, nickel, vanadium et zinc, et de leurs composés autres que ceux visés parmi les rejets de substances cancérogènes	"	5	10
12	Phosphine, phosgène	"	1	2
13	Acide cyanhydrique exprimé en HCN, brome et composés inorganiques gazeux du chrome exprimés en HBr, chlore exprimé en HCl, Hydrogène sulfuré	"	5	10
14	Ammoniac	"	50	100
15	Amiante	"	0,1	0,5
16	Autres fibres que l'amiante	"	1	50

Annexe 3.4

JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 36 Arrêté du 14 Rabie El Aouel 1428 correspondant au 2 avril 2007 fixant la procédure de déclaration des installations de production de l'électricité.

Article 1^{er} : Le présent arrêté a pour objet de définir la procédure applicable aux installations de production de L'électricité soumises à déclaration, tel que prévu par les articles 11 et 19 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaâda 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation. Sont exclues du champ d'application du présent arrêté les installations de production de l'électricité utilisées en secours et dont la puissance installée est inférieure à 1 MW.

Art. 2. Sont concernés par la déclaration à la commission de régulation de l'électricité et du gaz :

(a) les installations de production existantes à la date de publication de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaâda 1422 correspondant au 5 février 2002 susvisée ;

(b) les installations autres que celles citées ci-dessus et ayant fait l'objet d'arrêtés ministériels d'approbation de construction ou d'appels d'offres autorisés par le ministre de l'énergie et des mines ;

(c) les installations destinées à l'autoproduction et dont la puissance totale installée est inférieure à 25 MW ;

(d) les aménagements ou extensions des installations existantes de puissance initiale supérieure ou égale à 25 MW, lorsque la puissance additionnelle ne dépasse pas 10% de la puissance initiale ;

(e) les aménagements ou extensions des installations existantes de puissance initiale inférieure à 25 MW, lorsque la puissance totale (initiale et additionnelle) n'atteint pas 25 MW.

Il est entendu par puissance installée d'une installation de production de l'électricité : la somme des puissances nominales, aux conditions ISO, de l'ensemble des équipements de production implantés sur un même site.

Art. 3. La déclaration relative à une installation de production, établie suivant le formulaire donné en annexe, est adressée à la commission de régulation de l'électricité et du gaz qui en accuse réception et délivre une attestation de déclaration, dans un délai ne dépassant pas deux (2) mois, à compter de la date de réception de la déclaration.

Art. 4. Les modifications des caractéristiques principales d'une installation déjà déclarée, autres que l'augmentation de capacité doivent être, avant leur mise en œuvre, portées à la connaissance de la commission de régulation de l'électricité et du gaz. En fonction de leur importance, ces modifications peuvent faire l'objet d'une nouvelle déclaration.



Annexe 3.5
FORMULAIRE DE DEMANDE D'AUTORISATION D'EXPLOITER UNE
INSTALLATION DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

1. Identification de l'installateur :

Nom ou raison sociale :

Adresse :

Code postal :

2. Identification de l'installation :

Type de l'installation :

Nombre de générateurs :

Puissance unitaire (ISO) :

Puissance totale développable : MW.

Tension de sortie : kV.

Rendement :%.

Energie primaire utilisée :

Energie de secours le cas échéant :

Lieu d'implantation :

3. Caractéristiques générales de l'installation

3.1 Description des équipements principaux :

Chaudières, turbines, alternateurs, transformateurs, poste d'évacuation, poste combustible, etc.

.....

3.2 Description sommaire des systèmes de refroidissement utilisés

.....

3.3 Description des utilisations de chaleur produite dans le cas de cogénération

.....

3.4 Type et quantités d'émissions, de rejets ou de résidus attendus

.....

4. Plans de l'installation

5. Schéma de raccordement au réseau de transport (spécifier s'il s'agit d'une ligne directe).

6. Autres précisions concernant l'installation

6.1 Installations existantes

Groupe 1 : Groupe 2 :

Groupe 3 : Groupe 4 :

Groupe 5 : Groupe 6 :

En cas d'extension ou d'aménagement d'une installation existante :

- Date prévisionnelle de démarrage des travaux :

- Dates prévisionnelles de mise en service des groupes :

6.2 Nouvelles installations

- Date prévisionnelle de démarrage des travaux :

- Dates prévisionnelles de mise en service des groupes :

Groupe 1 : Groupe 2 :

Groupe 3 : Groupe 4 :

Groupe 5 : Groupe 6 :

Fait à : le :

Signé : Le déclarant
(Nom, Prénom et qualité)

Annexe 3.6

FORMULAIRE POUR DECLARATION D'INSTALLATION DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

1. - Identification de l'installateur :

Nom ou raison sociale :
Adresse :
Code postal :

2. - Identification de l'installation :

Type de l'installation
Nombre de générateurs
Puissance unitaire (ISO)
Puissance totale développable
Tension de sortie
Rendement
Energie primaire utilisée :
Energie de secours, le cas échéant
Lieu d'implantation :

3. - Caractéristiques générales de l'installation :

3.1 Description des équipements principaux :

Chaudières, turbines, alternateurs, transformateurs,
poste d'évacuation, poste combustible, etc, ...

a) Description sommaire des systèmes de refroidissement utilisés

b) Description des utilisations de chaleur produite dans le cas de cogénération :

c) Type et quantités d'émission, de rejets ou de résidus attendus :

.....
.....
.....

3.2 Plans de l'installation :

4. - Schéma de raccordement au réseau de transport, spécifier s'il s'agit d'une ligne directe.

5. - Autres précisions concernant l'installation

5.1 Installations existantes

Groupe 1 :
Groupe 2 :
Groupe 3 :
Groupe 4 :
Groupe 5 :
Groupe 6 :

. En cas d'extension ou d'aménagement d'une installation existante :

. Date prévisionnelle de démarrage des travaux :

. Dates prévisionnelles de mise en service des groupes :

5.2 Nouvelles installations

. Date prévisionnelle de démarrage des travaux :

. Dates prévisionnelles de mise en service des groupes :

Groupe 1 :
Groupe 2 :
Groupe 3 :
Groupe 4 :
Groupe 5 :
Groupe 6 :

Fait à : le :

Signé : Le déclarant
(Nom, Prénom et qualité)

Annexe 4.1

Les prix unitaires et primes fixes MT/HT en hors taxe

ELECTRICITE							
Code Tarif	Redevance fixe (DA/mois)	PMD DA/kW/mois	PMA	energie Active (CDA/kWh)		Energie réactive (CDA/Kvarh)	
						Malus	Bonus
31	421177,73	31,61	175,88	Pointe	550,71		
				Pleine	113,85	25,84	5,168
				Nuit	49,19		
32	421177,73	84,12	421,15	Unique	114,12	25,84	5,168
41	32227,79	21,54	96,79	Pointe (05h)	726,68		
				Pleine (11)	161,47	37,94	7,588
				Nuit (08h)	85,33		
42	429,71	32,25	150,48	Pointe	725,68	37,94	7,588
				Hors Pointe	150,53		
43	429,71	32,25	128,8	Nuit	85,33	37,94	7,588
				Jour	356,92		
44	429,71	32,25	150,48	Unique	313,02	37,94	7,588
51	286,44	29,85	--	Pointe	716,32		
				Pleine	191,07	--	--
				Nuit	106,37		
52	66,4	29,85	--	Pointe	716,32	--	--
				Hors Pointe	157,19		
53	66,4	14,81	--	Nuit	106,37	--	--
				Jour	429,88		
54		4,37	--	Unique	417,89	--	--

Les prix unitaires et primes fixes MP en hors taxe

GAZ			
Code Tarif	Redevance fixe (DA/mois)	DMD DA/kW/Thermie/h	energie (CDA/Thermie)
21	6854,55	10,8	0,1787
22	685,42	2,63	0,3707
23	28,5	--	0,3245

Source : Document officiel de la direction commercial et marketink, SPA SONELGAZ

Annexe 4.2

Fiche technique du bilan énergétique suivant la méthodologie du BE Bordelais

	Situation act	Pro 1	Pro 2
Production électrique (MWh)			
Pour consommation sur site:			
TAC auto-production			
SONELGAZ (achat)			
Pour vente à SONELGAZ			
TAC cogénération			
Rendement moyen (% sur PCI)			
Electrique			
Global sans PC			
Global avec PC			
Economie d'énergie primaire (Ep)			

	Situation act	Pro 1	Pro 2
Production thermique (MWh)			
TAC			
Post combustion (PC)			
Chaudière auxiliaire hiver			
Chaudière auxiliaire été			
Total			
Consommation gaz naturel (MWh PCS)			
TAC			
Post combustion (PC)			
Chaudière auxiliaire hiver			
Chaudière auxiliaire été			
Total			

Annexe 4.3

Fiche technique du bilan économique suivant la méthodologie des bureaux d'études bordelais

	Situation act	Prop 1	Prop 2
Achat électricité (k€ HT)			
Prime			
Energie			
Total			
soit (c€ HT/ Kwhe)			

Vente électricité (k€ HT)			
Prime			
Energie			
Total			
soit (c€ HT/ Kwhe)			

	Situation act	Prop 1	Prop 2
Gaz naturel (k€ HT)			
Prime + abonnement			
Energie TAC (+PC) hiver			
Energie chaudière auxi hiver			
Energie chaudière auxi été			
Total			
soit (c€ HT/Kwhe PCS)			

Maintenance (k€ HT)			
Coût de maintenance			
soit (c€ HT/Kwhe)			
Facture énergétique (k€ HT)			
Economie brute d'exploitation (k€ HT)			
Exonération TICGN sur 5 ans (k€ HT)			

Annexe 4.4

Fiche technique du bilan économique et financier suivant la méthodologie du BE Bordelais

	Situation act	Prop 1	Prop 2
Economie brute d'exploitation (k€ HT) (Gain)			
Exonération TICGN sur 5 ans (k€ HT)			
Coût d'objectif (k€ HT)			
Temps de retour brut (avec exonération TICGN)			

Annexe 4.5

Fiche technique du bilan environnemental suivant la méthodologie du BE Bordelais

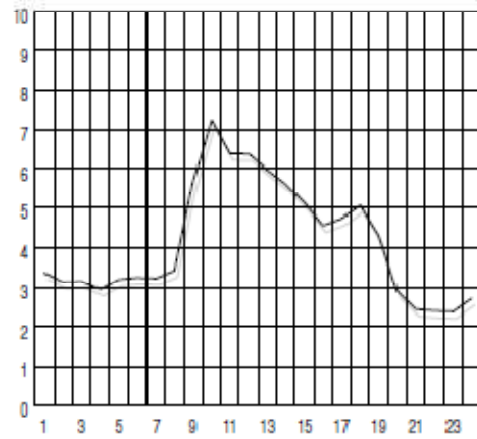
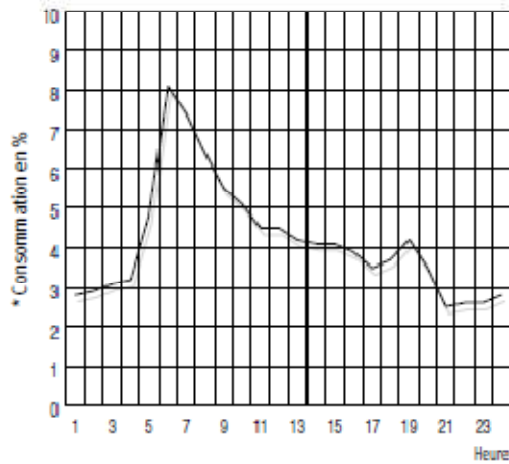
	Situation act	Prop 1	Pro 2
Pollution de l'électricité (kg équ C)			
Pollution de gaz (kg équ C) :			
Chaudières			
Moteurs de cogénération			
Total (kg équ C)			
Pollution évitée (kg équ C)			

Annexe 4.6 [37]¹

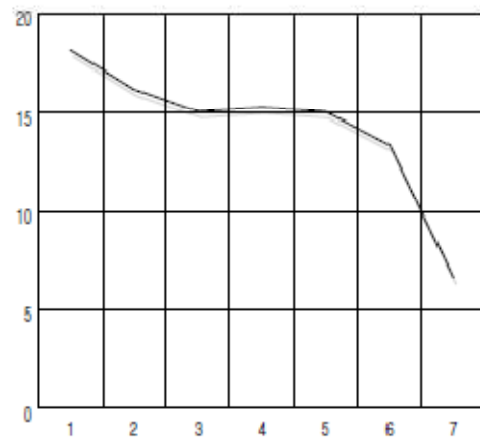
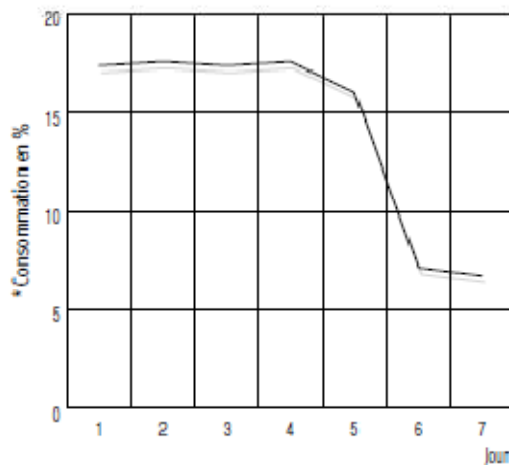
Profil A

Profil B

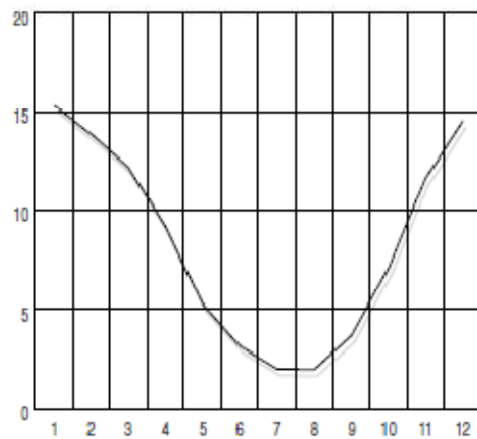
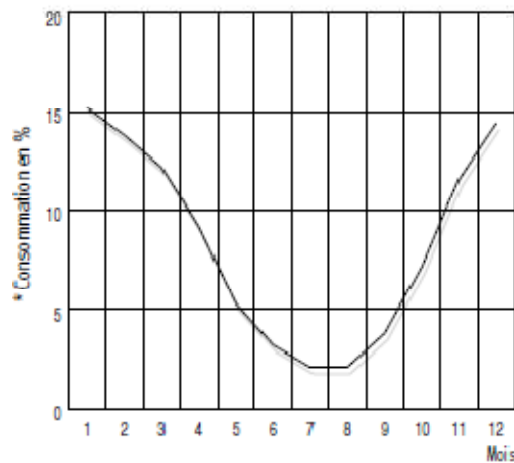
BNEC D'UNE JOURNÉE TYPE (%) - PROFIL DE PRÉLÈVEMENT HORAIRE

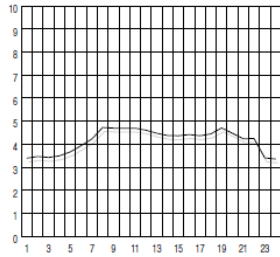
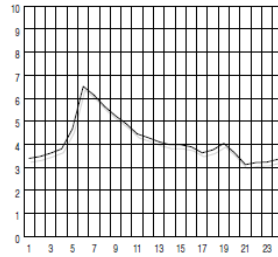
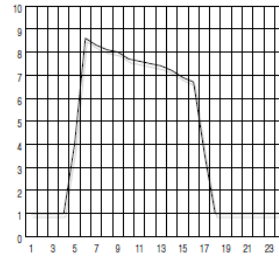
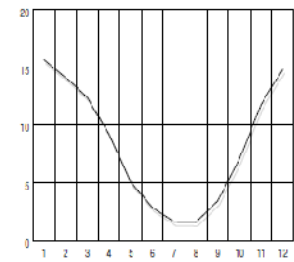
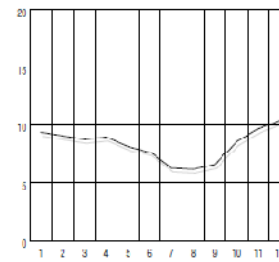
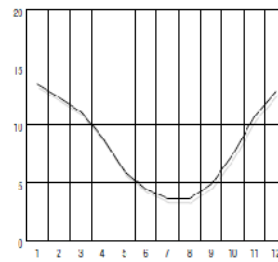
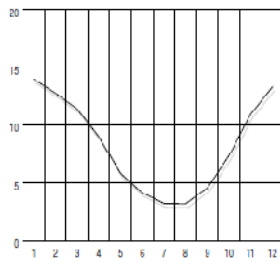
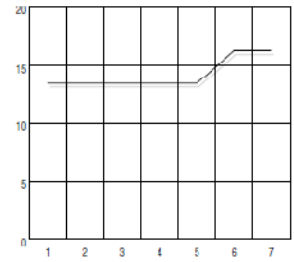
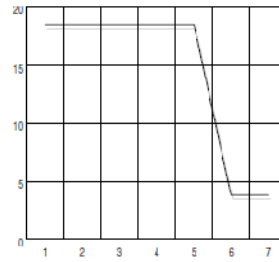
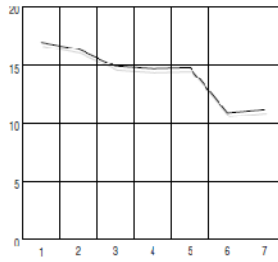
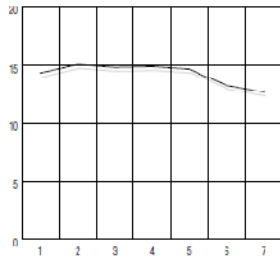
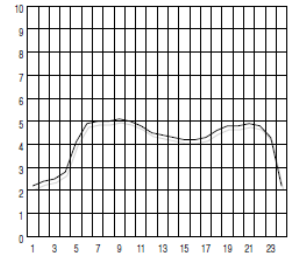


BNEC D'UNE SEMAINE TYPE (%) - PROFIL DE PRÉLÈVEMENT PAR JOUR



BNEC D'UNE ANNÉE TYPE (%) - PROFIL DE PRÉLÈVEMENT PAR MOIS



Profil C**Profil D****Profil E****Profil F**

A	Activité (bâtiment) diurne 5 jours sur 7
B	Activité diurne 6 jours sur 7
C	Activité diurne 7 jours sur 7
D	Activité continue 7 jours sur 7
E	Activité (entreprise) diurne 5 jours sur 7
F	Activité (logement collectif) 7 jours sur 7

Consommation : consommation d'une heure dans un jour type (%)
consommation d'un jour dans un semaine type (%)
consommation d'un mois dans une année type (%)

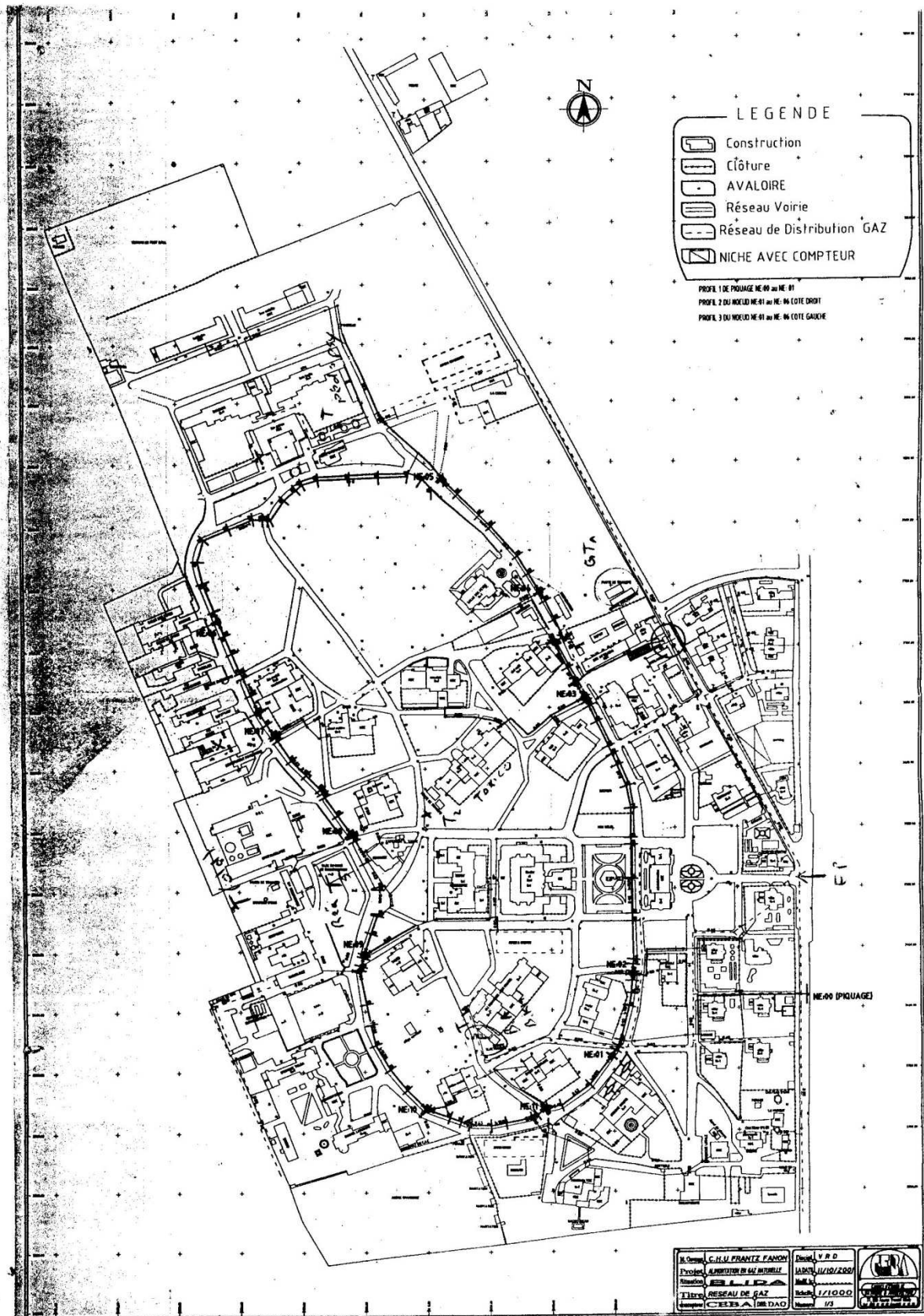
Annexe 4.7

Ordre de grandeur des coûts de la cogénération [59]

Technologie	Coût d'investissement (€/kW installé)	Coût d'entretien (€cents/kWh)
Turbine à vapeur	900 – 2100	0.15 – 0.23
Turbine à gaz	400 – 900	0.48 – 0.53
Moteur à gaz	245 – 6800 (formule $5783 \times P^{-0,39}$)	0.60 – 3.25 (formule $5.45 \times P^{-0,26}$)
Moteur diesel	550 – 2650	0.44 – 2.66

Annexe 5.1

Plan d'implantation de l'hôpital FF de Blida avec son réseau énergétique



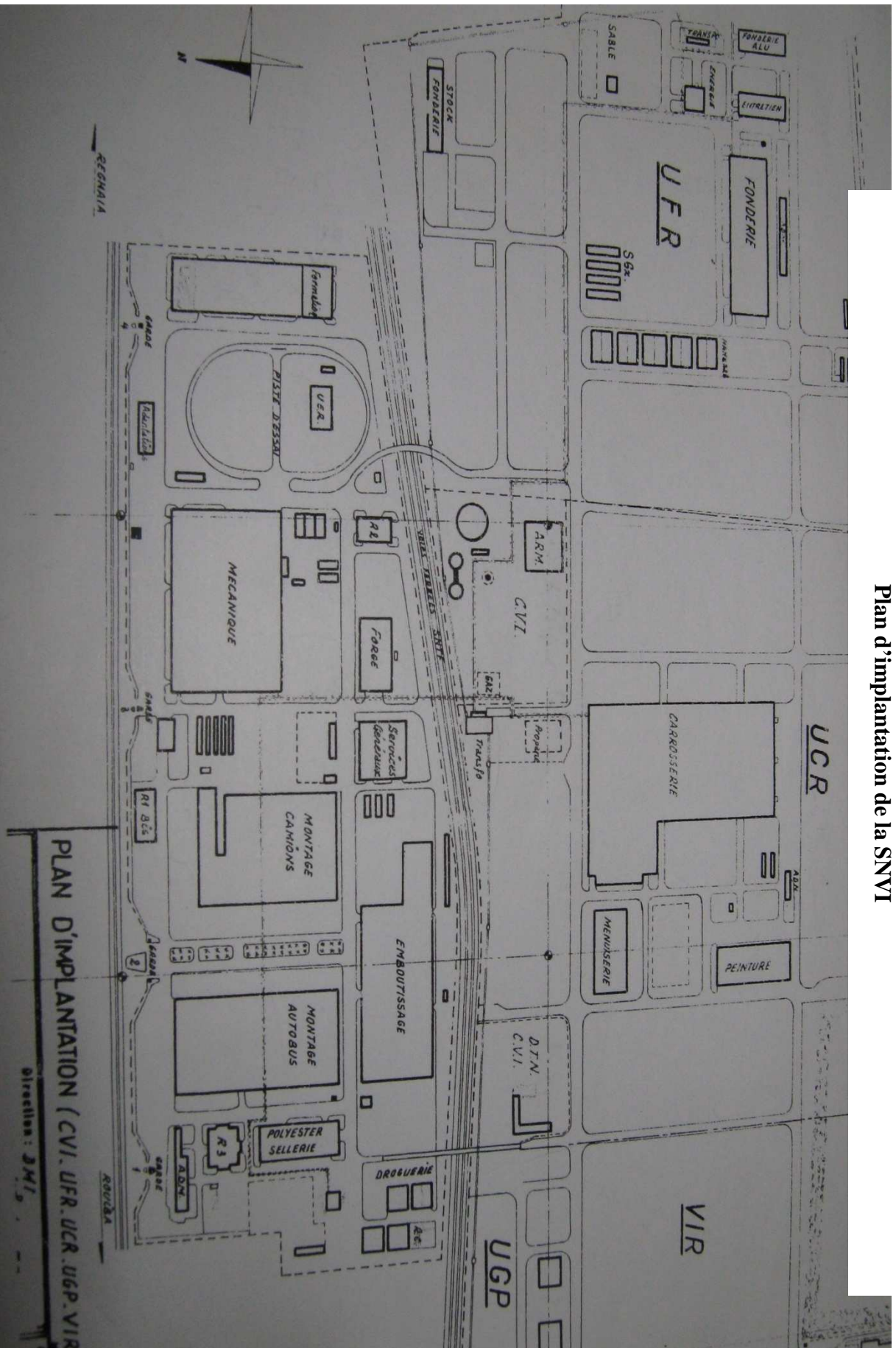
Annexe 5.2

Plan d'implantation de l'hôpital FF de Blida



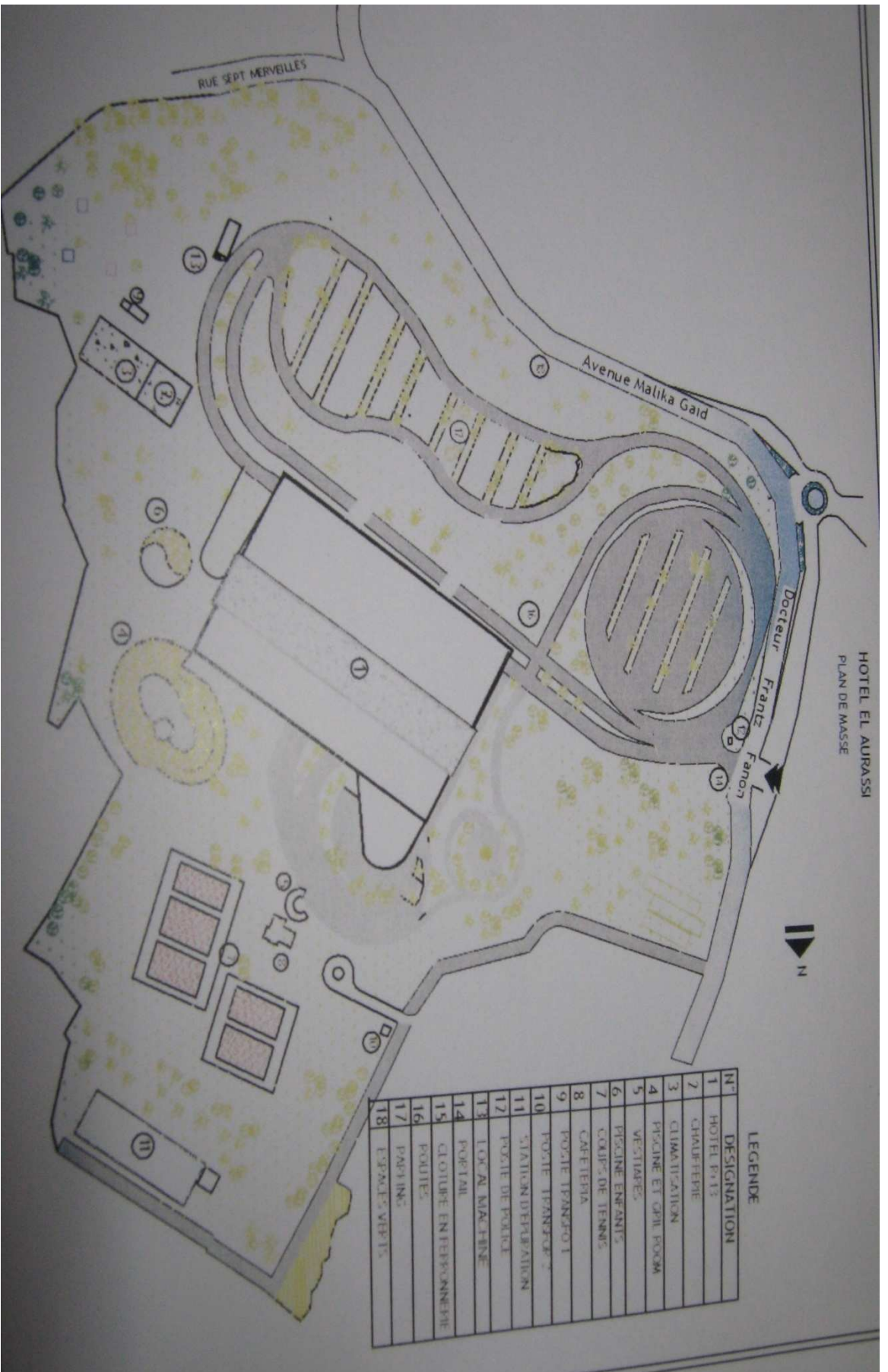
Annexe 5.3

Plan d'implantation de la SNVI



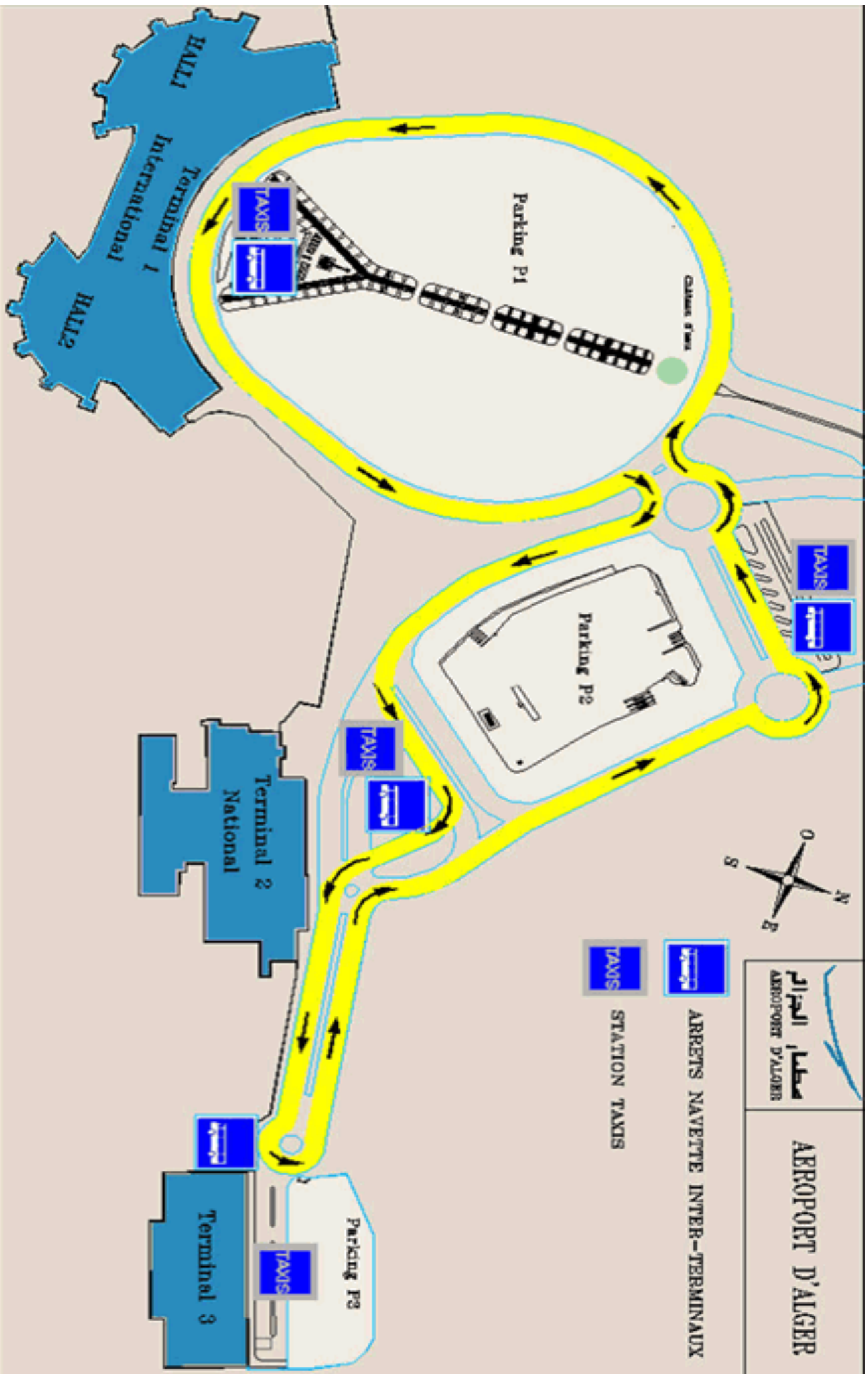
Annexe 5.4

Plan d'implantation de l'hôtel Aurassi



Annexe 5.5

Plan d'implantation de l'aéroport d'Alger



Annexe 5.6

Plan d'implantation du réseau énergétique de l'aéroport d'Alger H.B



Annexe 5.7

Vue principale du terminal international de l'aéroport d'Alger

