



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Kasdi Merbah d'Ouargla

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Mécanique

Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de MASTER

Filière : Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Présenté par :

Mansouri Mahmoud

Mahammedi Imad-Eddine

Thème :

**Optimisation multicritère d'une unité de
polygénération**

Soutenu le :

SAIFI Nadia

Présidente

UKM.Ouargla

MCA

RECIOUI Bakhta

Examinatrice

UKM.Ouargla

MCB

GOUAREH Abderrahmane

Encadreur

UKM.Ouargla

MCA

Année Universitaire : 2021 /2022

Remerciements

Nous remercions **Allah** le tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté pour terminer ce travail.

Nous remercions profondément le Directeur des Mémoires de **Dr. Gouareh Abderrahmane**, Professeur associé à l'Université de Ouargla, pour nos remerciements pour leur disponibilité, intérêt, encouragement, observations et conseils pour ces mémos et ses assistants.

Nous remercions également tous les membres de jurys qui ont accepté de participer à la valorisation de ce travail.

Mme. Reciouï Bakhta

Mme. Saïfi Nadia

Grand remerciement sincèrement à nos familles surtout Les pères et les mères qui ont donné la volonté et l'aide et le courage pour accomplir ce modeste travail.

Enfin nous tenons vivement à remercier tous nos amis et tous ceux qui nous ont aidés dans ce travail de près ou de loin.

Dédicace

Tout d'abord, nous remercions ALLAH, le Tout Puissant, de nous
‘avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de
recherche.

Nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail à:
nos chers parents.

A mes chères sœurs et frères et leurs familles.

A tous mes enseignants qui m’ont aidé à terminer mon travail

À tous nos enseignants du département de génie mécanique

A tous mes amis.

Nous tenons à remercier enfin tous ceux qui nous ont aidées de près
ou de loin à réaliser ce travail.

Résumé :

Le système de cogénération, avec production simultanée de chaleur et d'électricité, présente des performances supérieures par rapport au système de référence, qui est basé sur la production séparée de chaleur et d'électricité. Il peut apporter des avantages sur l'économie d'énergie en réduisant la consommation de carburant et il donne également un impact positif sur l'environnement en évitant les émissions de CO₂. En Algérie, en raison de la part relativement élevée de l'utilisation de l'énergie, un potentiel intéressant d'économie de carburant est possible. Ainsi, la mise en place de systèmes énergétiques de cogénération précisément dans le système national de transport du gaz et des hydrocarbures par canalisation apparaît comme une solution alternative.

Cette étude développe la méthodologie de prise de décision, qui sélectionne, définit critères sous la base des avis des experts et de la littérature pour évaluer la possibilité d'intégrer ce système aux stations de pompage (SP) et de compression (SC). Chaque station sera étudiée sur la base de préoccupations sociales, environnementales, économiques, où l'analyse technique (SIG) sera utilisée. Nous mettrons en évidence l'importance de chaque critère dans le processus de la décision.

Mots clés : système de cogénération, froid, chauffage, électricité ; multicritères ; analyse spatiale; Algérie; SIG

ملخص :

يتمتع نظام التوليد المشترك (إنتاج متزامن للحرارة والكهرباء) بأداء أحسن وأقل استهلاك للطاقة الأولية مقارنة بالنظام المرجعي، الذي يعتمد على الإنتاج المنفصل للحرارة والكهرباء. يمكن لهذا النظام أن يحقق فوائد في توفير الطاقة من خلال تقليل استهلاك الوقود كما أنه يعطي تأثيراً إيجابياً على البيئة من خلال تجنب انبعاثات ثاني أكسيد الكربون. في الجزائر، نظراً لارتفاع استخدام الطاقة نسبياً، يعتبر من الممكن توفير الوقود بقيم معتبرة. من خلال ادراج و تنفيذ أنظمة طاقة التوليد المشترك كحل بديل.

تعمل هذه الدراسة على تطوير منهجية اتخاذ القرار، والتي تقوم باختيار وتحديد معايير مساهمة بالاعتماد على تعليقات الخبراء لتقييم إمكانية دمج هذا النظام في محطات ضخ وضغط الغاز والبتترول المتوفرة في الشبكة الوطنية لنقل المحروقات. ستتم دراسة كل محطة على أساس الاهتمامات الاجتماعية والبيئية والاقتصادية، حيث سيتم استخدام التحليل المكاني لنظم المعلومات الجغرافية. سوف نسلط الضوء على أهمية كل معيار وكيفية نمذجته من أجل المساهمة في عملية اتخاذ القرار.

الكلمات المفتاحية : نظام التوليد المشترك، التبريد، التدفئة، الكهرباء، معايير متعددة التحليل المكاني، الجزائر، نظم المعلومات الجغرافية

Sommaire

Résumé	IV
Liste des figures.....	VII
Liste des tableaux	X
Liste des abréviations	X
Nomenclatures.....	XI
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Généralités sur la cogénération

1. Introduction	4
2. Définition de la cogénération	4
3. Avantages de la cogénération.....	4
4. Classification de la cogénération	5
4.1 Selon le source.....	5
4.2 Selon le secteur	5
4.3 Selon l'échelle de puissance	6
4.4 Selon la technologie de cogénération	6
4.4.1. Les turbines à combustion (TAC) ou turbines à gaz (TG)	6
4.4.2. Turbines à vapeur	7
4.4.3. Cycles combinés gaz (CCG) ou turbines gaz vapeur (TGV)	8
4.4.4. Moteur à combustion externe stirling	9
5. Impacts énergétiques, économiques et écologiques de la cogénération	10
6. Situation de la cogénération	11
6.1 Monde	11
6.2 Algérie.....	12
7. Potentiel de cogénération en algérie	13
8. Conclusion	13

Chapitre II: Transport par canalisation

1. Introduction	15
2. Présentation de l'activité transport par canalisation TRC	15
2.1 Le transport par canalisation	15
2.2 Composants de réseaux de transport par canalisation	16
3. Description du réseau de transport des hydrocarbures	17
3.1 Le gazoduc	18
3.2 Les oléoducs	20
3.2.1 Pétrole brut :	20
3.2.2 Condensat :	22
3.2.3 Gaz pétrole liquéfié (GPL) :	22
4. Conclusion	23

Chapitre III : Description des scenarios et élaboration d'un Système d'Information Géographique (SIG)

1. Introduction	25
2. Récupération d'énergie	25
3. Applications de la cogénération pour une turbine à gaz	26
3.1 Système de production électrique à partir de la chaleur (scénario 1)	26
3.1.1 Description du système.....	27
3.2. Système de production de froid à partir de la chaleur (scénario2)	27
3.2.1 Description du système à simple effet	28
3.2.2 Description du système à double effet	28
3.3. Système de production de chauffage à partir de la chaleur (scénario3)	28
3.3.1. Description du système.....	29
4. Méthodologie	30
4.1. Logiciel utilisé : Arc GIS 10.2.2	30
4.2. Définition du Système d'information Géographique	30
5. Méthodologie de travail.....	31
5.1. Sélection des critères et collecte des données	31
5.2. Configuration de la géodatabase (GDB)	31
6. Description des critères	31
6.1. Critères d'exclusion	32
6.2. Critères de prise de décision.....	32
6.2.1 Réseau électrique (C1)	33
6.2.2 Le zonage climatique de carte zones chaudes et froides(C2)	34
6.2.3 Foyer de consommation (C3)	34
7. Préparation de carte de localisation géographique des stations SC et SP.....	34
8. Conclusion	36

Chapitre IV : Analyse et discussions

1. Introduction	38
2. Analyse et traitement des données	38
2.1. Climat	38
2.2. Proximité au réseau électrique.....	39
3. Classification des couches et des indicateurs	40
4. Le profil de consommation.....	40
5. Description de processus	41
5.1 CAS 1. Utilisation de station (Exploitation local au niveau de la station)	41
5.2 CAS 2: Transmission (électrique /chaleur / froid) de la station vers les foyers de consommations (villes).....	42
5.2.1 Transport d'énergie électrique	42

2.2.5	Transmission de la chaleur et/ou de froid:.....	43
6	Etude de cas : Station de compression (Cina / Hassi messaoud).....	46
6.1	Description de la station.....	46
6.2	Analyse théorique du HRSG	47
6.3	Calculer la quantité de chaleur	48
6.4	Calcule de la puissance.....	50
6.5	Gain en émissions du CO2	50
7	Résultats et discussions.	50
8	Conclusion	50
	Conclusion Générale	53
	Référence.....	54
	Annexe(1).....	58
	Annexe (2).....	59
	Annexe (3).....	61
	Annexes (4)	67

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur la cogénération

Fig. I.1	Principe de la cogénération	5
Fig. I.2	Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Brayton	7
Fig. I.3	Turbine à gaz	7
Fig. I.4	Principe d'un cycle thermodynamique de Rankine	8
Fig. I.5	Turbines à vapeur	8
Fig. I.6	Cycle combiné	9
Fig. I.7	Principe d'un cycle thermodynamique idéal de stirling et du fonctionnement d'un moteur de type	10
Fig. I.8	Comparaison de système (a) de cogénération et (b) de tri-génération avec un système conventionnel. (Les valeurs ne sont données qu'à titre indicatif).	11
Fig. I.9	Mosquée djamaa el djazaïr	12

Chapitre II : Transport par canalisation

Fig. II.1	Processus de la chaine hydrocarbures au sein du groupe sonatrach	17
Fig. II.2	Carte du réseau de transport du GPL	19
Fig. II.3	Carte du réseau de transport du gaz naturel	20
Fig. II.4	Carte du réseau de transport du pétrole brut	22
Fig. II.5	Carte du réseau de transport du condensat	23
Fig. II.6	Réseau de transport par canalisations	24

Chapitre III : Description des scenarios et élaboration d'un système d'information géographique (SIG)

Fig. III.1	Système de référence (turbine à gaz)	26
Fig. III.2	Cycle combine	27
Fig. III.3	Schéma de principe de la machines à absorption (simple effet)	28
Fig. III.4	Schéma de principe de la machines à absorption (double effet)	29
Fig. III.5	Schéma de principe du réseau de chauffage	30
Fig. III.6	Présentation de l'interface arc map	31
Fig. III.7	Les systèmes de pompage et de compression utilisés	32
Fig. III.8	Réseau électrique	33
Fig. III.9	Carte des zones climatiques : a pour le chauffage, b pour le refroidissement	34
Fig. III.10	Foyer consommation	34

Fig. III.11	Localisation géographique des stations SC et SP	36
-------------	---	----

Chapitre IV : Analyse et discussions

Fig. IV.1	Une carte montrant les stations de pompage et de pression, le réseau	40
Fig. IV.2	Le processus de système	41
Fig. IV.3	Les stations proches du réseau électrique	43
Fig. IV.4	Les villes voisines (C2) pour chaque station (30km)	44
Fig. IV.5	Plan de la station de compression	46
Fig. IV.6	Bilan d'énergie dans le HRSG	47
Fig. IV.7	Turbine vapeur	48

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur la cogénération		
Tab.I.1	Les catégories et leur puissance maximale	6
Chapitre II : Transport par canalisation		
Tab.II.1	Chiffres clé de réseau de transport par canalisation	18
Tab.II.2	Tableau récapitulatif du réseau de transport du gaz naturel	19
Tab.II.3	Tableau récapitulatif du réseau de transport du pétrole brut	20
Tab.II.4	Tableau récapitulatif du réseau de transport du condensat	21
Tab.II.5	Tableau récapitulatif du réseau de transport du GPL	22
Chapitre III : Description des scénarios et élaboration d'un système d'information géographique (SIG)		
Tab.III.1	Données géographiques pour les SC et SP stations	35
Tab.III.2	Les données géographiques et énergétiques chaque station	35
Chapitre IV : Analyse et discussions		
Tab.IV.1	Revue de la littérature sur les canalisations de transmission de chaleur	39
Tab.IV.2	Classification des stations selon le critère 2	42
Tab.IV.3	La proximité au réseau électrique (C1) de chaque station	43
Tab.IV.4	Les villes voisines (C2 et C3) pour chaque station (30km)	45
Tab.IV.5	Caractéristiques de la turbine à gaz PGT25	46

Nomenclatures

Nomenclatures	
m^3	Mètres cubes
°C	Degré Celsius
A	Ampère
G	Giga
h	Heure
J	Joule
k	Kilo
K	Kelvin
kg	Kilogramme
m	Mètre
M	Méga

Md	Milliards
mm	Millimètre
t	Tonnes
tep	tonnes équivalent pétrole
V	Volt

Liste des abréviation

C1, C2,C3	Critères
CC	Chambre de Combustion
CCG	Cycles Combines Gaz
CCHP	Combined Cooling Heating and Power
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CHP	Combined Heat and Power
COMP	Compresseur
DLR	Dédoublment GPL Hassi R'mel
ELR	Expansion GPL Hassi R'mel
GDB	Géo Data, Base
GEM	Gaz Enrico Mattei
GG	Gazoducs Alger
GK	Gazoducs Skikda
GNL	Gaz Natural Liquéfié
GO	Gazoducs Oued Saf Saf
GPDF	Gaz Pedro Durant Farrel
GPL	Gaz Pétrole Liquéfié
GR	Gazoducs Hassi R'mel
GZ	Gazoducs Arzew
HRM	Hassi R'mel
HSRG	Heat Recovery Steam Generator
LNZ	GPL Condensat Arzew
LR	GPL Hassi R'mel
LZ	GPL Arzew
MCDM	Méthodologie de Prise de Décision Multicritères
NH	Condensat Haoud El Hamra
NK	Condensat Skikda

NZ	Condensat Arzew
OB	Oléoduc Béjaïa
OD	Oléoduc Mesdar
OG	Oléoduc Alger
OH	Oléoduc Haoud El Hamra
OK	Oléoduc Skikda
OSM	Open Street Map
OT	Oléoduc Tunisies
OZ	Oléoduc Arzew
RTC	Réseau de transport Béjaïa
RTE	Réseau de transport Elkala
RTH	Réseau de transport Haoud el Hamra
RTI	Réseau de transport In Aminos
RTO	Réseau de transport Orant
SC	Station de Compression
SIG	Système d'information Géographique
SP	Station de Pompage
STC	Systèmes de Transport Par Canalisation
TAC	Turbines A Combustion
TAV	Turbine A Vapeur
TG	Turbines Gaz
TGV	Turbines Gaz Vapeur
TRC	Transport Par la Canalisation

Introduction Générale

Introduction générale

L'énergie est utilisée sous de nombreuses formes dans toutes nos activités quotidiennes et nos processus de production. Cependant, au cours des dernières décennies, la population mondiale augmente, avec une nécessité d'améliorer les conditions de vie et une croissance économique considérable. Mais la réponse à cette demande d'énergie n'a pas des tout étés suffisants. La réponse à cette demande croissante doit être abordée avec beaucoup de prudence, avec la présence des risques des émissions prévenant des différents secteurs énergétique et des nombreuses industries qui utilisent des combustibles et des sources fossiles. Ces émissions ont des effets aux différents niveaux, dont le plus importants sont: le climat, l'environnement et la santé humaine.

En conséquence, de nombreuses nouvelles technologies énergétiques ont le potentiel de développement de nouveaux types d'énergie pour gérer nos ressources ,parmi ces technologies proposées un système de cogénération.

De nos jours la technologie de cogénération joue un rôle efficace. ce système de cogénération, avec production simultanée de chaleur et d'électricité, présente des performances supérieures par rapport au système de référence, qui est basé sur la production séparée de chaleur et d'électricité. Il peut apporter des avantages sur l'économie d'énergie en réduisant la consommation de carburant et donne également un impact positif sur l'environnement. En Algérie, en raison de la part relativement élevée de l'utilisation de l'énergie, un potentiel intéressant d'économie de carburant est possible. Ainsi, la mise en place de systèmes énergétiques de cogénération apparaît comme une solution alternative.

Cette étude développe la méthodologie de prise de décision, qui sélectionne, définit différents critères sur les commentaires des experts pour évaluer la possibilité d'intégrer ce système aux stations de pompage et de compression. Chaque station sera étudiée sur la base de préoccupations sociales, environnementales, économiques, où l'analyse technique de (SIG) sera utilisée. Nous mettrons en évidence l'importance de chaque critère dans le processus de la décision

Les mesures suivantes ont été prises à atteindre l'objectif de l'étude :

Dans le premier chapitre, on présente des généralités sur le système de la cogénération et sa définition. On présente par la suite les principales classifications du système à titre de la source utilisé, de secteur d'intégration et de la marge de puissance. Ensuite on focalise sur les différentes technologies présentant la possibilité d'intégration des systèmes de cogénération. Et avantages et leurs utilisations.

Le deuxième chapitre présente de l'activité de transport par canalisation et on donne des chiffres clés générales sur le réseau de transport par canalisation (TRC). On présente par la suite une description détaillée avec des chiffres clés pour le réseau gazoduc destinée au transport des matières gazeuses et le réseau oléoducs destinée au transport des matières liquides (pétrole brut, gaz de pétrole liquéfié et condensat).

Le troisième chapitre décrit description les trois systèmes proposés pour la récupération de chaleur fatale dans les turbines à gaz. Chaque système sera décrit séparément, en présentant les principaux composants et le principe de fonctionnement. La deuxième partie de ce chapitre présente la méthodologie du travail. En commençant par la collection des données, et la préparation de Géo Data Base(GDB) en utilisant le système d'information géographique (SIG). Ensuite, la présentation et la sélection des critères nécessaire de notre étude.

Le dernier chapitre est introduit par une étape d'analyse et traitement des données et des critères de sélections. La classification des couches afin de connaître les caractéristiques de chaque station, et description de processus de la méthodologie prise de décision. La dernière partie de ce chapitre présente, une étude de cas, nous donnerons une brève description de la station et on effectue un calcul détaillé sur le système de cogénération.

Finalement, on termine ce travail par une conclusion générale

Chapitre I

Généralités sur la cogénération

1. Introduction

L'électricité est souvent produite à partir de centrales thermiques. En effet, le charbon, le gaz et le mazout, utilisés comme carburant, sont des ressources naturelles abondantes.

Les centrales thermiques, sont l'un des moyens les plus efficaces pour faire face aux évolutions de la demande d'électricité.

Les centrales thermiques émettent des gaz toxiques . Constituent une des causes principales du phénomène du réchauffement climatique.

Dans le contexte actuel de lutte contre ce problème et d'utilisation rationnelle de l'énergie, la cogénération apparaît comme une technologie privilégiée qu'il convient de promouvoir.

La cogénération est un système qui produit de l'énergie électrique et de la chaleur en même temps. La chaleur dégagée dans les procédés industriels est récupérée pour produire de l'électricité pour chauffer ou refroidir les habitats ou d'être utilisée dans les usines. Cette production combinée permet d'économiser 12 à 30 % d'énergie primaire par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité [1].

Dans ce chapitre, on présente des généralités sur le système de la cogénération et sa définition. On présente par la suite les principales classifications du système , nous parlerons de la situation de la cogénération dans le monde et plus particulièrement en Algérie en nous penchant sur le potentiel d'intégration du SC et SP.

2. Définition de la cogénération

La cogénération est un système qui produit de l'énergie électrique et de la chaleur en même temps. Un système de cogénération permet la récupérer la chaleur récupérer la chaleur contenue dans les gaz rejetés dans l'atmosphère par un moteur thermique ou une turbine à gaz (cycles ouvert) [2].

Même si la cogénération est généralement considérée comme la production de chaleur et d'électricité, la définition peut être étendue car la source primaire n'est pas forcément un combustible et la production n'est pas nécessairement de la chaleur et de l'électricité. Lorsque le nombre de produits augmente, on parle alors de tri-génération pour trois produits puis de polygénération. Dans la tri-génération, on ajoute souvent la production de froid ou d'eau potable [1].

3. Avantages de la cogénération

les avantages de cogénération sont nombreux et différents on peut citer les points suivant [1] :

- Cette production combinée permet d'économiser 12 à 30 % d'énergie primaire par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité.
- La cogénération amène alors à faire des économies d'énergie fossile grâce à sa meilleure utilisation de l'énergie primaire du combustible.
- La cogénération, limite les émissions dans l'environnement, en particulier le CO₂, comme un gaz principal qui provoque l'effet de serre [1].
- Augmenter l'efficacité de la conversion et de l'utilisation d'énergie [3].

4. Classification de la cogénération :

4.1 Selon le source :

Dans le mix des ressources énergétiques actuelles, la cogénération s'intègre parmi les moyens de production énergétique qui contribuent à assurer le développement durable, est compatible avec une diversité de sources comme l'énergie fossile (gaz, charbon, pétrole...), l'énergie renouvelable (géothermique, solaire, biomasse...) ou encore les déchets [4].

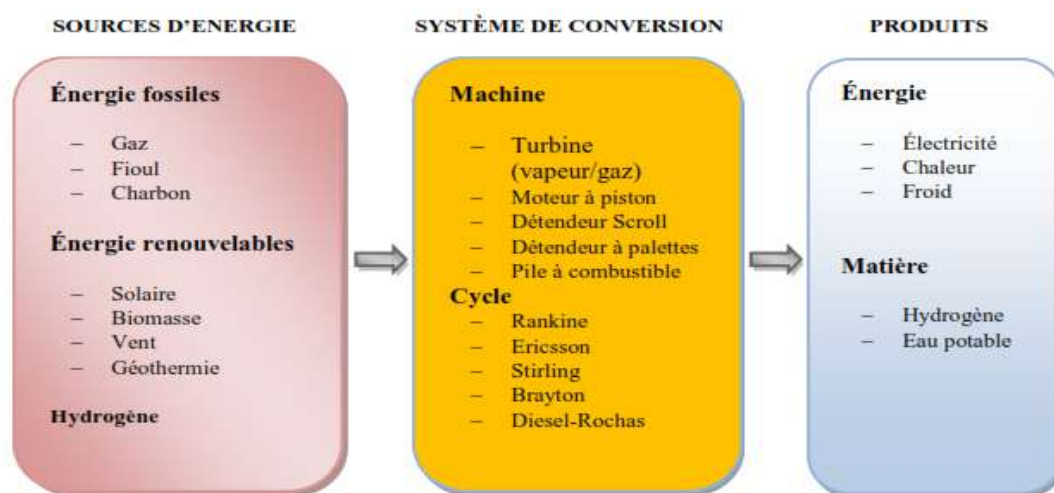


Figure I.1 : principe de la cogénération

4.2 Selon le secteur :

Les applications CHP peuvent être classées par secteur économique. Les principaux secteurs dans ce contexte sont : les services publics, l'industrie et les ménages privés.

Le secteur des services publics couvre un large éventail d'applications : les grandes centrales électriques pour le chauffage urbain sont incluses ici, tout comme les petites applications pour l'approvisionnement local en chaleur. Les actifs de ce secteur sont généralement détenus et exploités par des services publics ou des municipalités.

Le secteur industriel comprend des installations de grande et moyenne taille qui fournissent de la chaleur exclusivement pour les processus de production industrielle. Les principaux domaines d'application sont respectivement la chimie, la sidérurgie, l'agroalimentaire, la fibre ou la papeterie [5].

4.3 Selon l'échelle de puissance :

Les systèmes de cogénération peuvent être classés en trois catégories, selon la gamme de puissance produite par les unités de cogénération, en vue de la fonction de leurs capacités électriques maximales et le tableau ci-dessous représente les catégories et leur puissance maximale.

Tableau I-1 : Les catégories et leur puissance maximale.

Les catégories	Puissance maximale
micro-cogénération	< 50 kWh
Cogénération à petite échelle	[50 kWh à 1000kWh]
Cogénération à grande échelle	> 1000 kWh

Parfois, ils peuvent également être classés en fonction de la priorité d'utilisation de l'énergie disponible, c'est-à-dire de l'électricité ou de la chaleur, avec un cycle de haut (où la priorité est de produire de l'électricité) et un cycle de base (où la chaleur prime sur l'électricité) [6].

4.4 Selon la technologie de cogénération :

Les technologies de cogénération qui permettent d'obtenir sont l'une des solutions pour atteindre l'objectif d'économies d'énergie des rendements énergétiques globaux plus élevés que les technologies de production séparée de chaleur et d'électricité:

4.4.1. Les turbines à combustion (TAC) ou turbines à gaz (TG) :

La turbine à gaz est une machine thermodynamique et thermochimique faisant partie des moteurs à combustion interne. Son fonctionnement repose sur un cycle de brayton qui peut être ouvert ou fermé (Figure I.2). Une chambre de combustion mélange un combustible avec de l'air sous pression. Ce mélange de gaz de combustion est ensuite détendu dans une turbine actionnant un arbre d'accouplement, celui-ci permet à la fois d'actionner le compresseur et d'alimenter le générateur pour la production d'électricité [7].

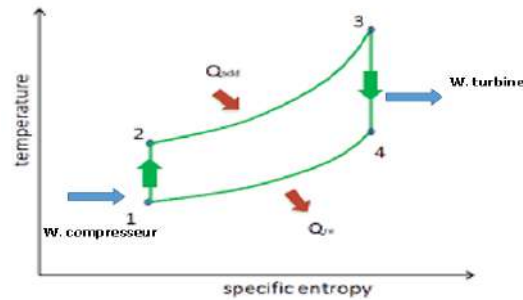


Figure I.2 : Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Brayton.

Le rendement électrique de les turbines à combustion varie entre 25 et 40 % en fonction de la puissance. le terme de turbine à gaz (Traditionnellement) n'indique pas uniquement la turbine d'expansion mais l'ensemble compresseur , chambre de combustion et turbine [1].

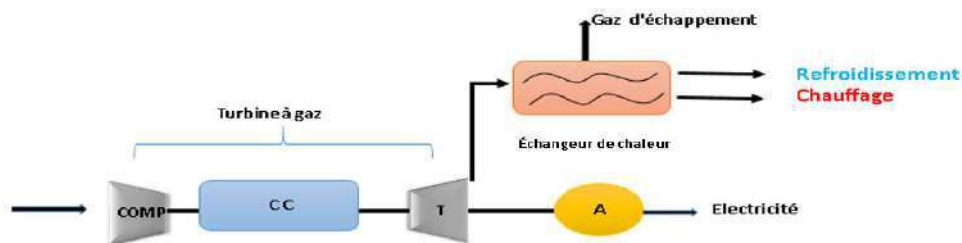


Figure I.3 : Turbine à gaz.

4.4.2. Turbines à vapeur :

Les cycles de turbines à vapeur utilisent l'eau comme fluide de travail à travers le cycle de Rankine qui est décrit sur la figure (I.4). Un générateur thermique (ou évaporateur) produit de la vapeur à haute pression qui est ensuite détendue dans une turbine. La vapeur est ensuite condensée entièrement de manière à être pompée de la basse pression vers la haute pression[7], La gamme de puissance électrique est entre 500 kW et 80 MW [8].

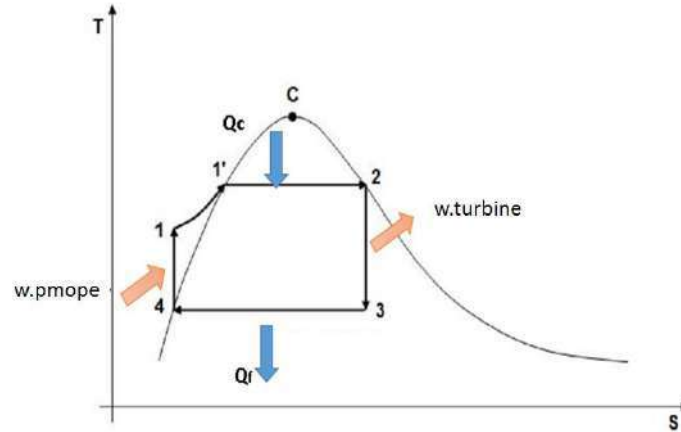


Figure I.4 : Principe d'un cycle thermodynamique de Rankine [7].

Vu que les turbines à vapeur ne sont généralement intéressantes que pour de grosses puissances. 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 excès, permettant de régulariser sa consommation, par conversion énergétique. Le rendement électrique d'une turbine à vapeur est de l'ordre de 20 à 25% [8].

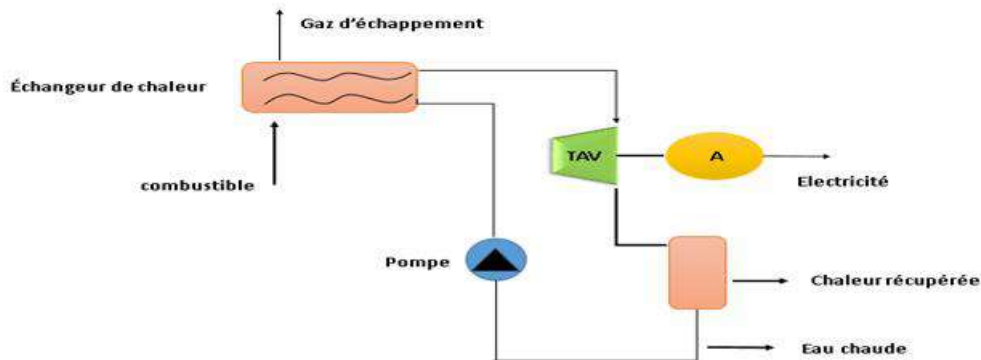


Figure I.5 : Turbines à vapeur.

4.4.3. Cycles combinés gaz (CCG) ou turbines gaz vapeur (TGV) :

Les CCG ou les TGV reprennent le principe d'une TAC en combinant les cycles de Brayton et de Rankine. Une turbine à vapeur est montée en cascade avec une turbine à combustion où la chaleur fatale est récupérée. La chaleur des gaz d'échappement permet de produire de la vapeur pour la turbine en aval du système. Cette technologie permet d'atteindre des rendements électriques de l'ordre de 55 à 60 % pour des niveaux de puissance importants. Le fonctionnement de ce cycle est représenté sur la Figure (I.6). La technologie constitue un excellent moyen de production de l'électricité et amenée à jouer un

rôle important dans les années futures [7].

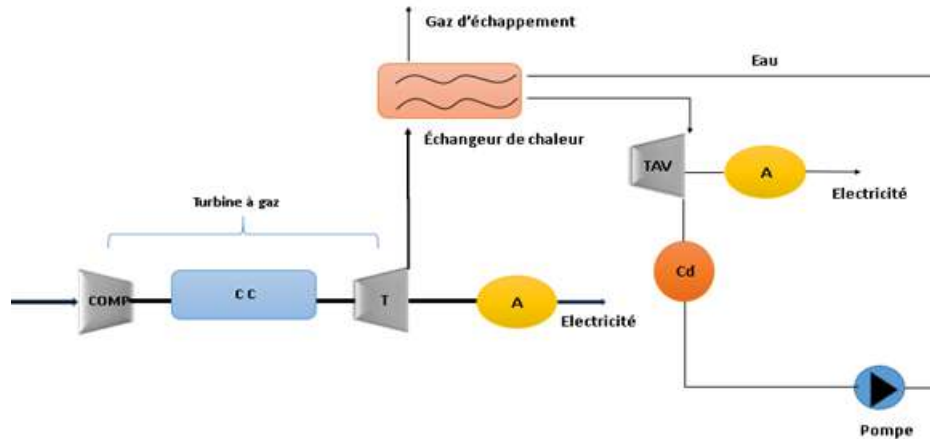


Figure I.6 : Cycle combiné.

4.4.4. Moteur à combustion externe Stirling :

Le moteur Stirling est un moteur qui produit de l'énergie mécanique par le mouvement de pistons. Ce mouvement provient de cycles de réchauffement / refroidissement d'un fluide de travail monophasique gazeux confiné dans une enceinte sous pression provoquant sa détente et sa compression. La version la plus simple de ces moteurs repose sur un cylindre renfermant un fluide de travail, un piston, un dé-placeur et un régénérateur (Figure. I.7). Le dé-placeur sert à mouvoir le fluide de travail vers chaque échangeur, alternativement chaud et froid. Le régénérateur est la grande innovation apportée par Robert Stirling car celui-ci permet d'absorber et de restituer la chaleur afin de ne pas réchauffer le piston devant resté froid et de ne pas refroidir le piston devant resté chaud. Il joue un rôle tampon et permet d'obtenir de meilleurs rendements mécaniques [7].

Il existe une multitude de variantes de moteurs Stirling (type α , type β , type γ , Martini, ringbom, moteur à piston et dé-placeur libre, etc...). Quelques sociétés proposent des moteurs Stirling à l'état commercial conçus pour des applications de micro cogénération.

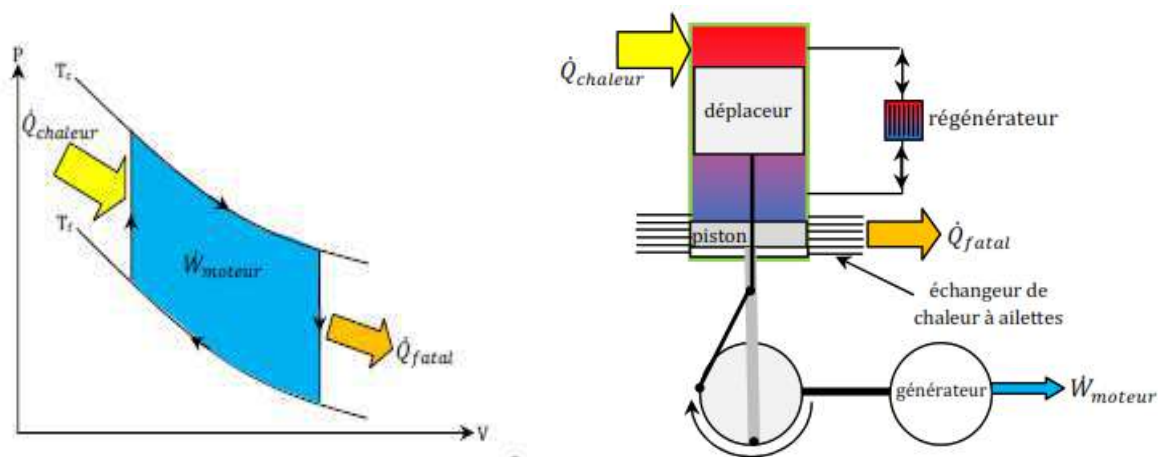
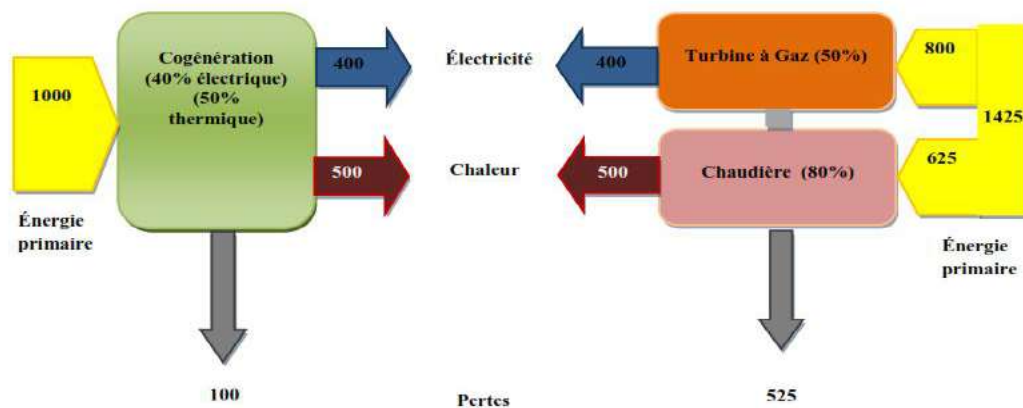


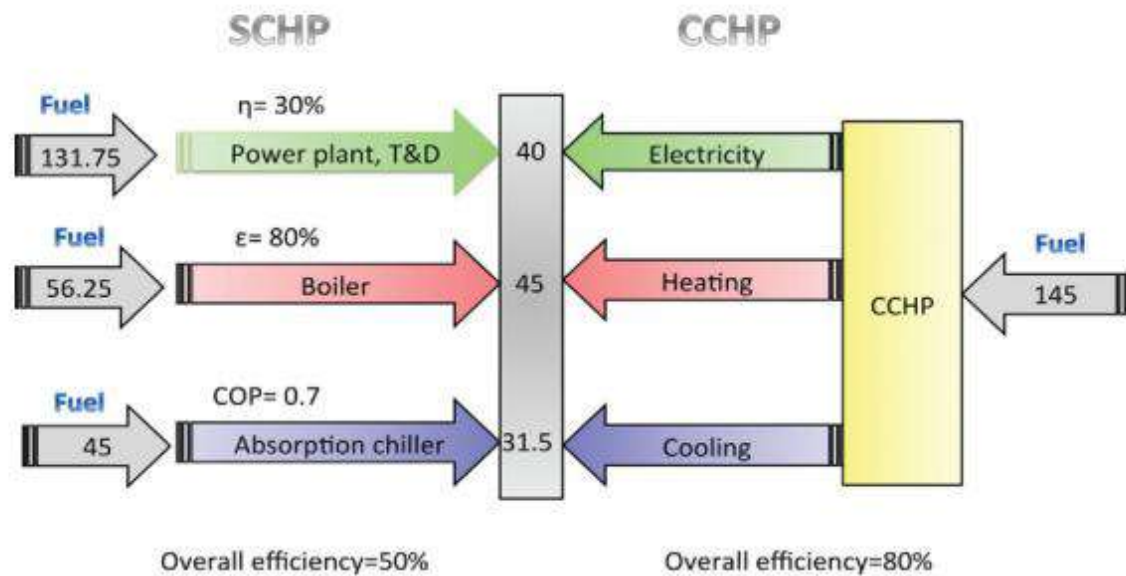
Figure I.7 : Principe d'un cycle thermodynamique idéal de Stirling et du fonctionnement d'un moteur de type β .

5. Impacts énergétiques, économiques et écologiques de la cogénération:

La cogénération tient en trois mots : énergie, écologie, économie. Un exemple vaut mieux qu'un long discours. Comparons la cogénération avec la production séparée [9] :



(a)



(b)

Figure I.8 : Comparaison de système (a) de cogénération et (b) de tri-génération avec un système conventionnel. (Les valeurs ne sont données qu'à titre indicatif).[10]

Il est clairement apparu qu'un système de cogénération ou de tri-génération présente des rendements plus importants si l'on compare à un système conventionnel basé sur la production séparée (chaleur, électricité et / ou froid). D'après la figure (I.8), pour répondre à un besoin de 900 kWh (électricité et chaleur) on a besoin d'une énergie primaire de 1425 kWh, par contre cette énergie peut être réduite à 1000 kWh si on utilise un système de cogénération. Pour un système de tri-génération, on utilise 145 kWh d'énergie primaire pour répondre à un besoin de 116.5 kWh devant 233 kWh d'énergie primaire dans système conventionnel [10].

6. Situation de la cogénération :

6.1 Monde :

Les systèmes de cogénération sont utilisés dans le monde entier et la technologie de base est éprouvée. De nombreux exemples existent de grands systèmes de cogénération:

- Une centrale à vapeur en Suisse produit 465 MW d'énergie thermique et 135MW de puissance électrique, avec un rendement global de 75%.
- Une centrale nucléaire dans le Michigan laissée inachevée en raison d'un manque de financement a finalement été achevée en tant que centrale de cogénération à cycle combiné au gaz comprenant 12 générateurs de vapeur à récupération de chaleur et turbines à gaz et deux turbines à vapeur, produisant 1 400 MW d'électricité et 285 000 kg /h de vapeur.

- Une dizaine de centrales sont utilisées pour générer 240 MW d'électricité et pour fournir 90 % de la demande thermique de 1500 MW de la ville de Malmo, en Suède (250 000 habitants). Le combustible alimente deux des centrales (une centrale à turbine à vapeur d'extraction générant 110 MW de puissance électrique et 240 MW de puissance thermique, et une centrale à turbine à vapeur à contre-pression générant 130 MW de puissance électrique et 300 MW de puissance thermique), tandis que les usines restantes fonctionnent avec la chaleur résiduelle des industries voisines (par exemple, fonderie, production de noir de carbone, traitement des eaux usées et incinération des déchets) [11].

6.2 Algérie :

Dans une approche de construction durable et pour satisfaire une partie de ses besoins énergétiques, la Grande Mosquée d'Alger est dotée d'une centrale photovoltaïque pour alimenter l'éclairage intérieur de l'auditorium, d'un chauffe-eau solaire collectif pour la production d'eau chaude sanitaire, de candélabres solaires pour l'éclairage extérieur, d'un système de tri génération permettant une production combinée d'électricité, de chaleur, et de froid simultanément et d'un système de récupération des eaux pluviales et usées". [12]

“L’installation de trigénération alimentée au gaz naturel fournira 4,25 mégawatts (MW) d’électricité, 4,3 MW de chaleur en hiver et 3,5 MW pour produire 6 MW d’eau réfrigérée en été”, détaillé un communiqué publié par Clarke Energy [13] .

“Pendant les chauds mois d’été en Algérie, la chaleur des moteurs à gaz sera transformée en eau réfrigérée par trois refroidisseurs à absorption. L’eau froide sera alors utilisée dans les systèmes de climatisation du bâtiment. En hiver, le système utilisera la chaleur du moteur pour chauffer le complexe [13] .



Figure I.9 : Mosquée djamaa el djazaïr

7. Potentiel de cogénération en Algérie :

L'énergie électrique représente la partie noble de l'énergie produite car elle peut encore être convertie en d'autres formes d'énergies. En conséquence, l'énergie électrique doit être maximisée dans la cogénération.

Les cogénérations conduisent à réduire les émissions de CO₂ par rapport à la production séparée. Et par conséquent réduire leurs effets sur l'environnement.

Une solution qui réduit les émissions de CO₂ est développée et Pour améliorer l'impact sur l'environnement, les principaux gisements cogénérateurs en algérie se trouvent au niveau des centrales électriques, stations de compression (SC) et des stations de pompage (SP) du réseau national de transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation géré par Sonatrach/TRC.

8. Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté des généralité et les avantages d'un système de cogénération. Parmi les technologies possibles pour un système de récupération d'énergie on trouve les turbine à gaz, dont la chaleur perdue contenue dans les gaz d'échappement peut être récupéré et exploité pour différente usage. La cogénération est largement utilisée à l'échelle mondiale. En Algérie, la possibilité d'appliquer ce système est principalement liée au la présence des systèmes à combustion thermique comme les turbines à gaz installés au niveau des stations de compression (SC) et des stations de pompage (SP) ainsi que celles du parc électrique Algérien.

Chapitre II

Transport par canalisation

1. Introduction :

Les centrales thermiques ou à combustion présentent un domaine important pour l'intégration des systèmes de récupération d'énergie. Parmi les principaux gisements permettant la possibilité d'intégrer des systèmes de cogénération en Algérie, on trouve au 1^{er} lieu le parc des centrales électrique de Sonelgaz avec une capacité totale de 24 561 MW [14]. et les stations de compression (SC) et de pompage (SP) intégrées dans le réseau national de transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation géré par Sonatrach.

Dans ce chapitre on va présenter l'activité de transport par canalisation et on donne des chiffres clés générales sur le Réseau de Transport par Canalisation (TRC). On présente par la suite une description détaillée avec des chiffres clés pour le réseau gazoduc destinée au transport des matières gazeuses et le réseau oléoducs destinée au transport des matières liquides (pétrole brut, gaz de pétrole liquéfié et condensat).

2. Présentation de l'activité transport par canalisation TRC :

L'activité transport par canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs, elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du groupe Sonatrach [15].

Sonatrach exploite un réseau de transport par canalisation des hydrocarbures composé de 22 systèmes de transport par canalisation (STC) d'une longueur totale de 21185 km.

La gestion desdits STC s'opère à travers six (06) directions régionales (RTO, RTH, RTE, RTI, RTC, HRM) et deux (02) directions opérationnelles (GEM et GPDF) [16].

Il existe plusieurs types de canalisation d'acheminement du produit déplacé :

- Gazoduc : pour le transport de gaz naturel
- Oléoduc : pour le transport du pétrole brut et condensat et GPL.

2.1 Le transport par canalisation :

Le transport par canalisation constitue le maillon intermédiaire entre l'amont de l'activité pétrolière et gazière et les activités en aval en matière de transformation, de traitement des hydrocarbures et leur commercialisation. Le transport par canalisations est une étape charnière dans la chaîne des hydrocarbures.

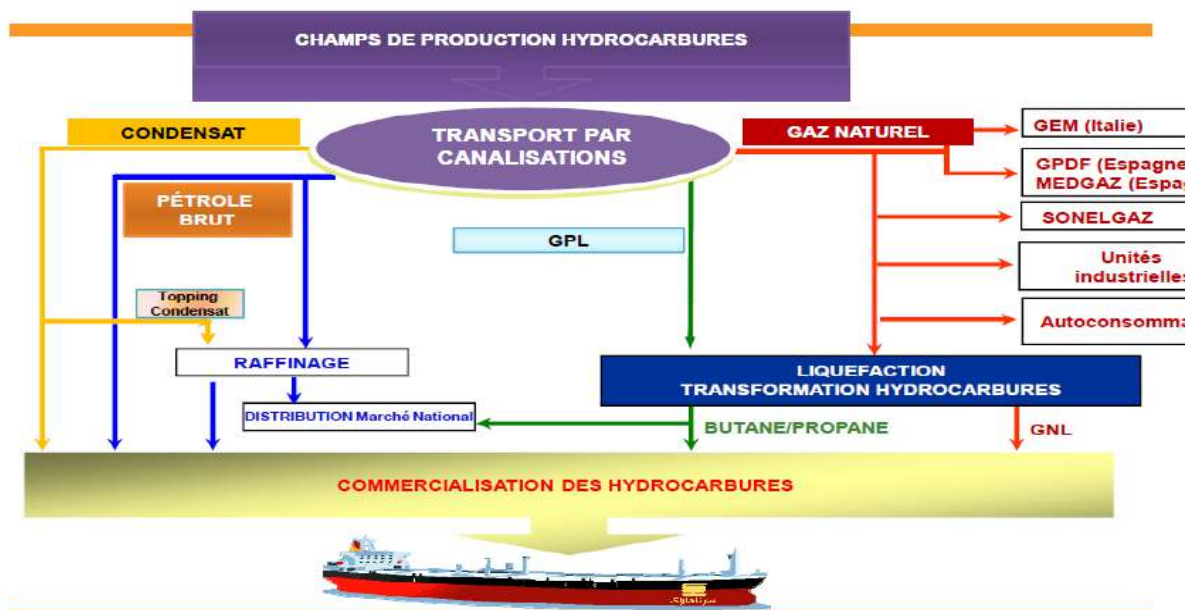


Figure II.1 : Processus de la chaîne hydrocarbures au sein du groupe Sonatrach [18].

2.2 Composants de réseaux de transport par canalisation :

Les différents composants de réseau de transport par canalisation [19]:

a) Les stations d'injection:

Constituent les points d'entrée du réseau de transport.

b) Les stations de pompage ou compression:

Les stations de pompage (pour les liquides) ou stations de compression (pour les gaz) sont réparties régulièrement le long des réseaux de transport pour maintenir la pression et la vitesse du fluide dans les canalisations.

c) Les postes de livraison:

Les postes de livraison permettent de mettre la matière transportée à disposition des destinataires intermédiaires ou finaux.

d) Les postes de sectionnement:

Les postes de sectionnement permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuite.

e) Les postes de détente ou régulation:

Les postes de détente ou poste de régulation permettent de diminuer la pression de. Ces postes sont souvent associés à des postes de livraison. Ils peuvent aussi séparer des portions de réseau exploités à des pressions différentes.

f) Les stations d'arrivée :

Les stations d'arrivée marquent l'extrémité d'un réseau de transport. Ce peut être un réservoir de stockage ou le début d'un réseau de distribution.

3. Description du réseau de transport des hydrocarbures :

L'activité transport par canalisations prend en charge l'acheminement des hydrocarbures à partir des champs d'exploitation.

Composé de près de 21185 km de canalisations pour une capacité de transport 405,874 Mtep, le réseau de l'activité transport par canalisations se compose de deux types (gazoduc) pour le transport de gaz naturel, et du (oléoduc) assure la transmission de trois produits : pétrole brut, condensat et GPL, ces quatre produits sont destinés aux besoins du marché national et international. Une règle de dénomination des canalisations est présentée pour faciliter la lecture des données, cette dénomination résumée comme suit :

- Lettre désignant la nature de l'effluent :

G – Gaz / Gazoduc

L – GPL / Oléoduc

O – Pétrole brut / Oléoduc

N – Condensat / Oléoduc

- Lettre précédant la nature de l'effluent :

D – Dédoubllement **E** – Expansion

- Lettre après la nature de l'effluent désigne le point d'arrivée :

B – Béjaïa **D** – Mesdar **EM** – Enrico Mattei **G** – Alger **H** – Haoud El Hamra

K – Skikda **O** – Oued Saf Saf **PDF** – Pedro Duran Farel **R** – Hassi R'mel **T** – Tunisie

Z – Arzew

Le tableau ci-dessous présente des chiffres clés sur le réseau de transport par canalisation.

Tableau II.1 : Chiffres clés de réseau de transport par canalisation.

	Pétrole brut	Condensant	GPL	Gaz naturel	Total
Nombre des (STC)	7	3	2	10	22
Nombre des canalisations	12	3	5	19	39
Longueur (km)	4973	1718	2760	11734	21185
Nombre de stations	/	/	/	/	88
Nombre de bacs	100	28	/	/	128

Capacité disponible (METP)	176.299	33.886	31.433	276.537	518.155
Capacité réserve (METP)	216.082	39.855	38.750	346.906	641.593
Capacité réelle (Mtep)	255.865	45.825	46.066	417.275	765.031

La figure II-2 présente la carte actuelle du réseau du transport des hydrocarbures pour l'année 2022:

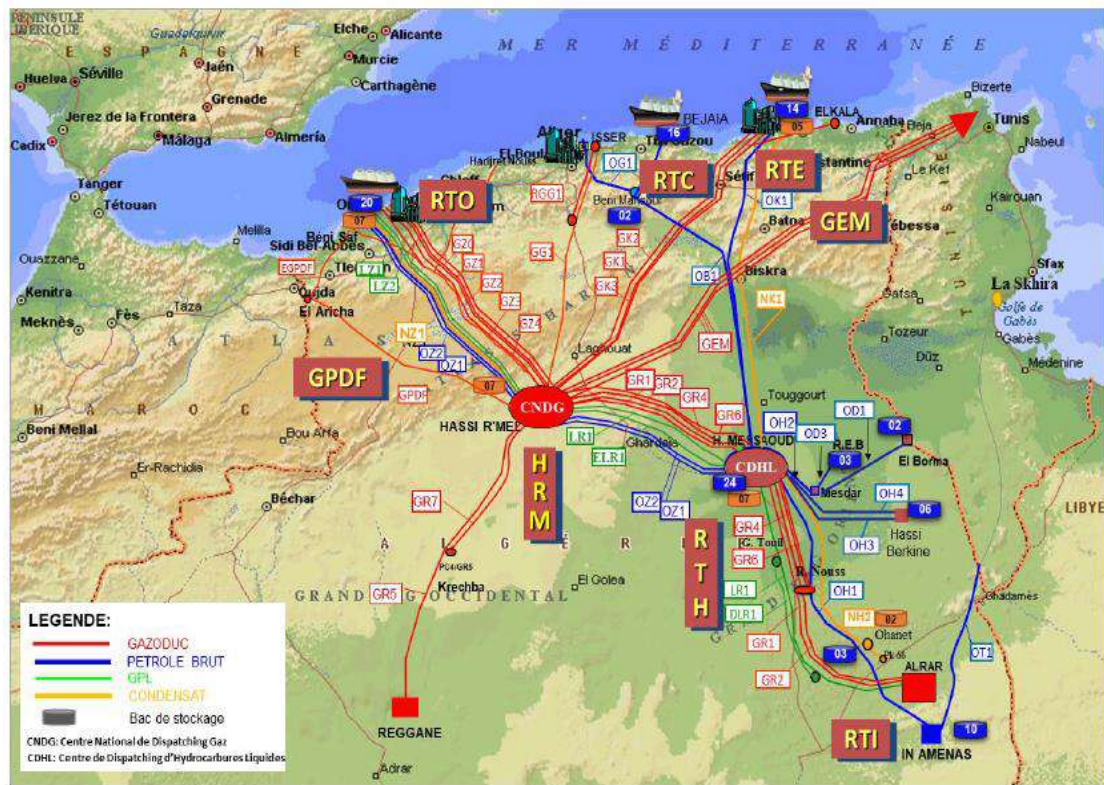


Figure II.2 :Réseau de transport par canalisations [16].

3.1 Le gazoduc :

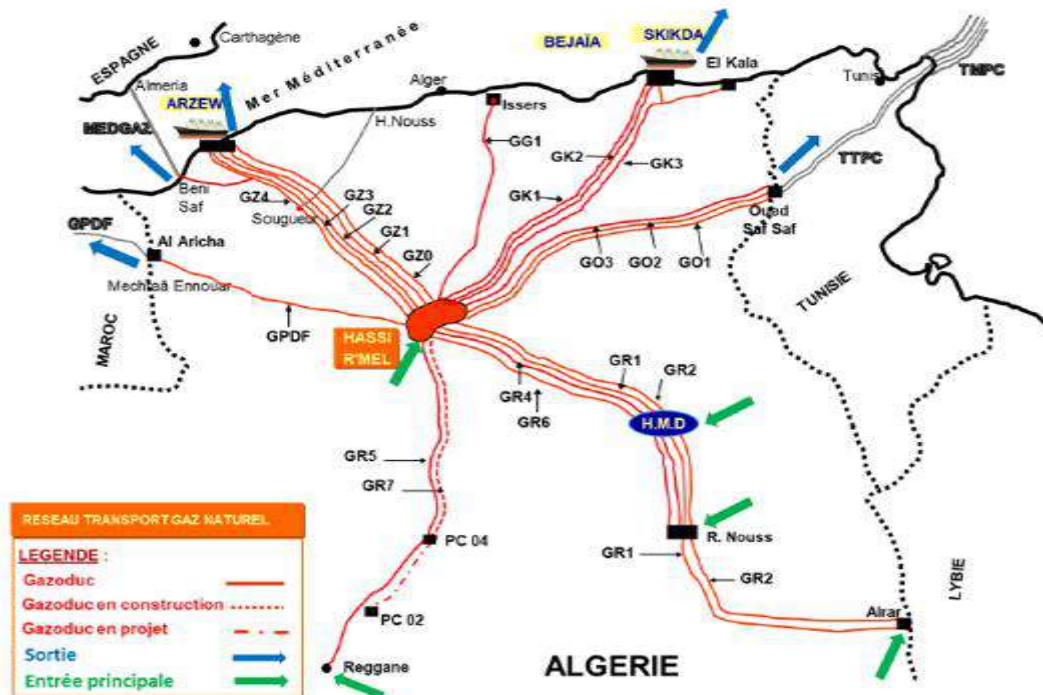
C'est une canalisation destinée au transport des matières gazeuses sous pression, pour longues distances.

En Algérie, la longueur totale de réseau de transport pour gazoducs est 11 734 km avec un diamètre de 20 à 84 pouces, composés de 10 systèmes et 19 canalisations, et 33 stations de compression dont le but est fournir l'énergie de pression nécessaire à l'écoulement du gaz. Le tableau ci-dessous présent récapitulatif du réseau de transport du gaz naturel :

Tableau II.2 : Tableau récapitulatif du réseau de transport du gaz naturel

Systèmes de transport par canalisation(TRC)	Départ	Arrivée
STC GR1/GR2	Alrar	Hassi R'mel
STC GR4 / GR6	Rhourde Nouss	Hassi R'mel
STC GR5	Reggane	Hassi R'mel
STC GR7	PC 04-GR5	Hassi R'mel
STC GZ0. (1.2.3)	Hassi R'mel	Arzew
STC GK (1.2)	Hassi R'mel	Skikda
STC GG1	Hassi R'mel	Bordj Menail
STC GPDF	Hassi R'mel	El Aricha
STC(EGPDF)	El Aricha	Beni Saf
STC GO (1.2.3)	Hassi R'mel	Oued Saf Saf
STC GK3	Hassi R'mel Mechtatine Tamlouka	Mechtatine El Kala Skikda

La figure II-3 présente la carte actuelle du réseau de transport de gaz :

**Figure II.3 :** Carte du réseau de transport du gaz naturel [15].

3.2 Les oléoducs :

C'est une canalisation destinée au transport des matières liquides (pétrole brut, gaz de pétrole liquéfié et condensat) sous pression, sur de longues distances, entre les zones d'exploitation et les zones de consommation ou d'exportation.

3.2.1 Pétrole brut :

En Algérie, la longueur totale de réseau de transport pour le pétrole brute est 4973 km avec un diamètre de 20 à 34 pouce, composé de 7 systèmes et 12 canalisations, et 34 stations de pompage dont le but est fournir l'énergie de pression nécessaire. Le tableau ci-dessous présente un résumé du réseau de transport du pétrole brut :

Tableau II.3 : Tableau récapitulatif du réseau de transport du pétrole brut

Systèmes de transport par canalisation (TRC)	Depart	Arrivée
STC OH1	In Amenas	Haoud El Hamra
STC OT1	In Amenas	Frontière Algéro-Tunisienne
STC OH3/OH4	Hassi Berkine	Haoud El Hamra
STC OD1/OD3 et OH2	OH2 : Mesdar	Haoud El Hamra
	OD1 : El Borma	Mesdar
	OD3 : Rhourde El Baguel	Mesdar
STC OZ1/OZ2	Haoud El Hamra	Arzew / Bethioua
STC OK1	Haoud El Hamra	Skikda
STC OB1/OG1	OB1 : Haoud El Hamra	Bejaia
	OG1 : Beni Mansour	Alger

La figure II-4 montre la carte actuelle du réseau de transport du pétrole brut :



Figure II.4 : Carte du réseau de transport du pétrole brut [15].

3.2.2 Condensat :

En Algérie, la longueur totale de condensat est 1718 km et leurs diamètres varient entre 24 et 30 pouces, composés de 3 systèmes de transport par canalisations et 3 canalisations, et 5 stations de pompage dont le but est fournir l'énergie de pression nécessaire.

Le tableau ci-dessous présente un résumé du réseau de transport de condensat:

Tableau II.4 : Tableau récapitulatif du réseau de transport du condensat

Systèmes de transport par canalisation(TRC)	Départ	Arrivée
STC NH2	Pk66-Ohanet	Haoud El Hamra
STC NZ1	Hassi R'mel	Arzew / Bethioua
STC NK1	Haoud El Hamra	Skikda

La figure II-5 montre la carte actuelle du réseau de transport de condensat :



Figure II.5: Carte du réseau de transport du condensat [15].

3.2.3 Gaz pétrole liquéfié (GPL) :

En Algérie, la longueur totale des gaz pétrole liquéfié (GPL) est 2760 km et leurs diamètres varient entre 10 et 24 pouce, composé de 2 systèmes de transport par canalisation et 2 canalisations, et 11 stations de pompage dont le but est fournir l'énergie de pression nécessaire.

Le tableau ci-dessous présente un résumé du réseau de transport du GPL :

Tableau II.5: Tableau récapitulatif du réseau de transport du GPL

Systèmes de transport par canalisation (TRC)	Départ	Arrivée
STC LR1/DLR1 / LNZ1-12" et son expansion ELR1	LR1Alrar /DIR1Ohanet ELR1Hassi Messaoud	Hassi R'mel Gassi Touil Hassi R'mel
STC LZ1/LZ2	Hassi R'mel	Arzew

La figure II-6 montre la carte actuelle du réseau de transport de gaz pétrole liquéfié (GPL) :

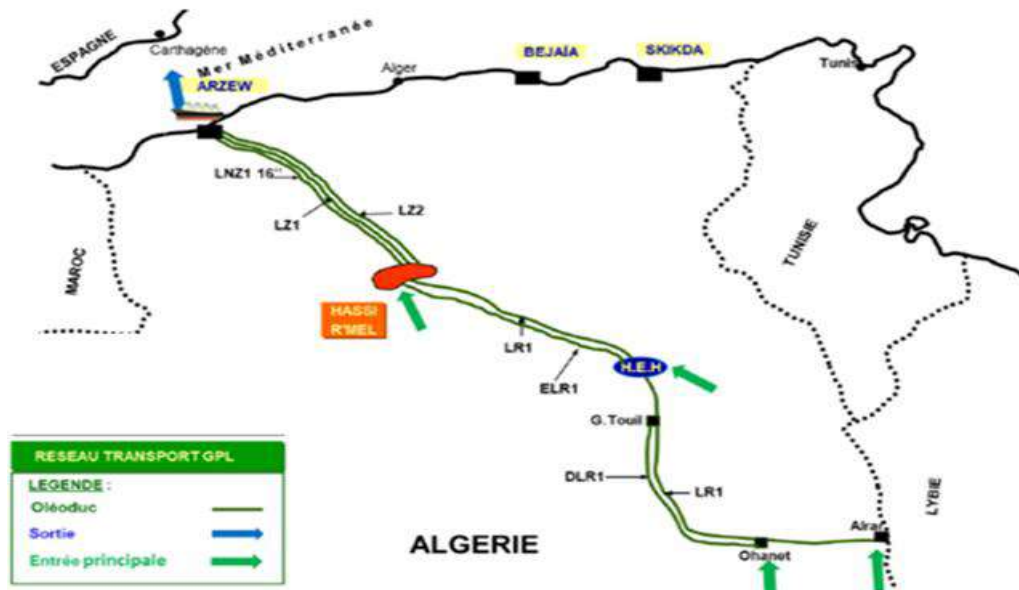


Figure II.6: Carte du réseau de transport du GPL [15].

4. Conclusion :

Ce chapitre a été présenté une description générale de l'activité de transport par canalisation des hydrocarbures géré par la société Sonatrach, avec une longueur totale de 21185 km et 22 systèmes de transport par canalisation (STC). Deux types de canalisation d'acheminement ont été distingués (des gazoducs et des oléoducs) destiné pour le transport de (gaz naturel) et (pétrole brut, condensat et GPL) respectivement. On outre, ce chapitre donne des chiffres clés détaillés de l'activité transport par canalisation (TRC) avec 83 stations où 50 stations de pompage de pétrole brut et 33 stations de compressions. Ces stations sont de type électro ou turbo selon la machine (Turbine à gaz ou Moteur électrique) qui entraînent le compresseur/pompe dans le procès industriel de pompage et de compression.

Chapitre III

Description des scénarios et élaboration d'un Système d'Information Géographique (SIG)

1. Introduction:

Dans ce chapitre, nous présenterons les trois systèmes proposés pour la récupération de chaleur perdue dans les gaz d'échappement dans les turbines à gaz. Chaque système sera décrit séparément, en présentant les principaux composants et le principe de fonctionnement. Les turbines à gaz visés sont celles situées dans les stations de pompage et de compression pour le réseau de transport par canalisation en Algérie. La deuxième partie de ce chapitre, se base sur la sélection, l'identification et l'élaboration des différents critères techniques et d'analyse spatiale. Chaque critère (de décision ou d'exclusion) sera élaboré comme une couche d'information géo-numérisé dans Arcgis 10.2.2. Sous l'avis des experts dans la littérature, les critères seront utilisés pour évaluer la possibilité d'intégrer chaque système de cogénération proposé dans les stations de pompage et de compression à l'échelle territoriale dont l'objectif est de développer toute une méthodologie de prise de décision multicritères (MCDM). Chaque station sera étudiée sur la base de préoccupations sociales, environnementales, économiques, où l'analyse technique SIG sera utilisée.

2. Récupération d'énergie :

L'énergie du carburant non transformée en travail est dissipée soit en pertes par transfert thermique aux parois, soit en pertes à l'échappement. Plusieurs méthodes sont utilisées par les auteurs pour évaluer cette dernière forme de dissipation. Les pertes d'échappement représentent en effet un potentiel élevé comparées aux autres pertes d'énergie, parce que la température des gaz d'échappement est relativement élevée [20].

Une des technologies prometteuses pour satisfaire les critères de meilleure efficacité énergétique et de moindres émissions de gaz à effet de serre est la cogénération. Le principe de base de la cogénération est la production simultanée de chaleur et d'électricité à partir d'un seul combustible. Elle utilise ainsi l'énergie thermique perdue dans les systèmes classiques de production d'énergie mécanique. Cette récupération de chaleur permet d'obtenir un rendement global plus élevé, se situant en moyenne autour de 75 à 85 % contre 40 à 55% dans les filières classiques [21] . Le principe et les technologies de la cogénération sont abordés plus en détail dans le chapitre 1.

3. Applications de la cogénération pour une turbine à gaz :

L'objectif principal du système CCHP (en anglais : Combined Cooling Heating and Power) est d'améliorer l'efficacité thermique et réduire les impacts négatifs sur l'environnement .La chaleur excédentaire des gaz de combustion disponible dans les gaz d'échappements (évacué à haute température peuvent être récupérées et exploitées soit pour la production d'électricité, ou pour satisfaire la demande en chauffage de l'utilisateur avec un échangeur de chaleur ou pour la production du froid en utilisant des machines à absorption . Les systèmes CCHP ont été largement adoptés dans divers types de bâtiments, tels que les bâtiments résidentiels, les hôpitaux et les grands magasins[22].

La figure(III.1) donne une représentation schématique d'un générateur à turbine à gaz avec récupération de la chaleur d'échappement transférant de l'énergie à un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG) (en anglais:Heat Recovery Steam Generator) [23], avec la possibilité de produire 03 type d'énergie selon les trois scénarios suivant: électricité (scénario 1), froid (scénario 2), et chauffage (scénario 3).

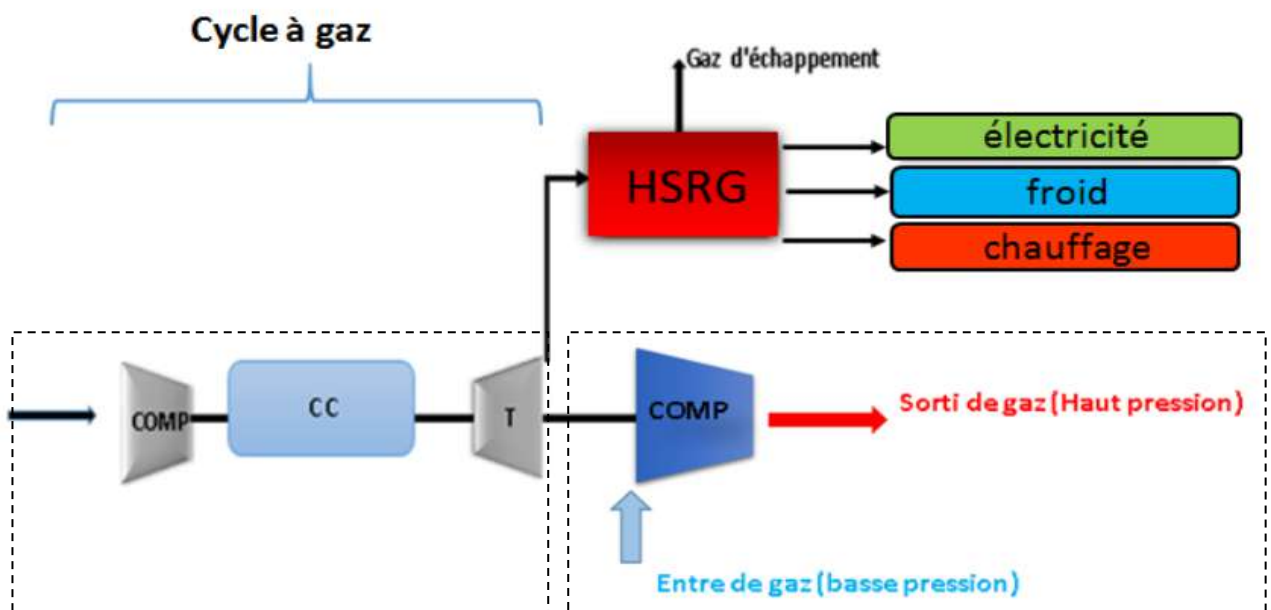


Figure III.1 : Système de référence (turbine à gaz).

3.1 Système de production électrique à partir de la chaleur (scénario 1) :

Les installations de cogénération en cycle combiné associent l'utilisation d'une turbine à combustion et d'une turbine à vapeur. La turbine à combustion est mise en route par des gaz provenant d'une combustion à haute température. Les fumées générées lors de la combustion présentent une température encore élevée (400 à 500 °C). Grâce à des échangeurs de chaleur, elles vont permettre la production de vapeur dans une chaudière. La turbine à vapeur sera

alors actionnée par la vapeur produite. Ces centrales à cycle combiné peuvent atteindre des rendements de 45 à 55 % [11].

3.1.1 Description du système :

Comme présenté sur la figure(III.2), un système électrique CCPP (en anglais: combined cycle power plant) comprend généralement les équipements suivants : turbine à gaz, unités de récupération de chaleur perdue pour la génération de vapeur (HSRG), turbine à vapeur, condenseurs, et autres équipements auxiliaires.

En principe, les CCPP utilisent les gaz d'échappement extrêmement chauds d'une turbine à gaz pour alimenter une chaudière, et la vapeur produite est ensuite introduite dans une turbine à vapeur pour produire de l'électricité. En autres terme, l'idée principale des cycles à vapeur est qu'une fois que le premier moteur a terminé son cycle, la chaleur des gaz d'échappement produit l'énergie pour le moteur thermique suivant. De plus, l'échangeur de chaleur transfère la chaleur [24].

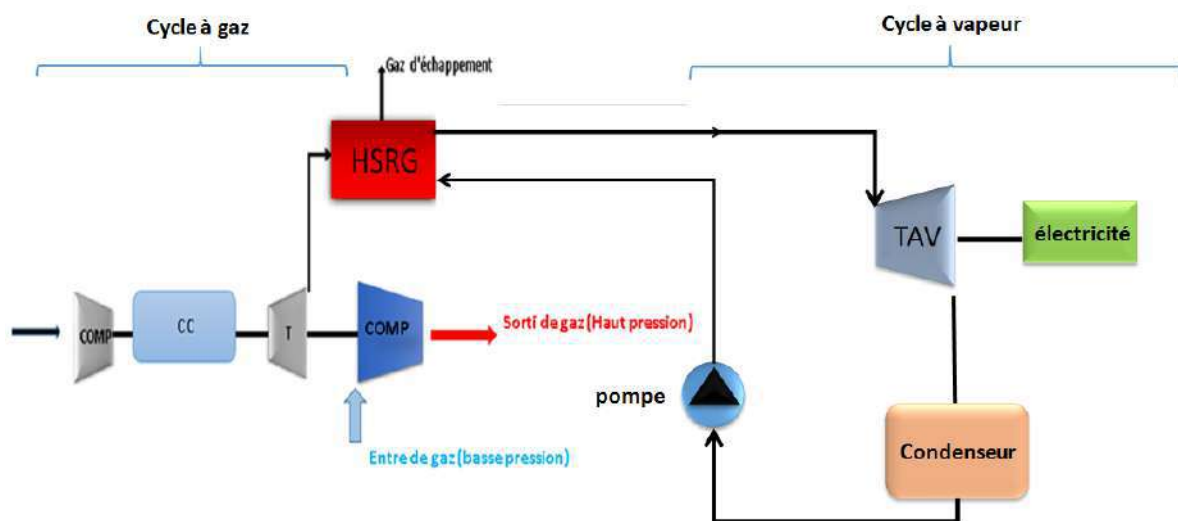


Figure III.2 : Cycle combine.

3.2.Système de production de froid à partir de la chaleur (scénario2) :

Le système de cogénération est un moyen essentiel d'améliorer les performances du système et de satisfaire des demandes diversifiées. Et le cycle de machine à absorption, en tant que système général de conversion d'énergie, a été largement utilisé pour convertir la chaleur perdue en sortie de refroidissement. Un système de refroidissement par absorption à simple effet et double effet est utilisé.

3.2.1 Description du système à simple effet :

Le système de refroidissement à simple effet est basé sur le cycle d'absorption de base, qui contient un seul absorbeur et générateur (Figure.III.3).

Dans le générateur 1, une source de chaleur (les gaz d'échappement) produit de la vapeur d'ammoniac à partir d'une solution forte d'ammoniac. La vapeur (réfrigérant) entre dans le condenseur 2 où elle est condensée. Après refroidissement, il passe par une vanne 3 et la pression et la température sont réduites, puis évaporées dans l'évaporateur 4 à basse température et pression. Le réfrigérant est absorbé dans l'absorbeur 5 par une solution faible, qui revient du générateur 1 par la vanne 7. Un mélange riche créé dans l'absorbeur est pompé par la pompe 6 et renvoyé dans le générateur 1 [25].

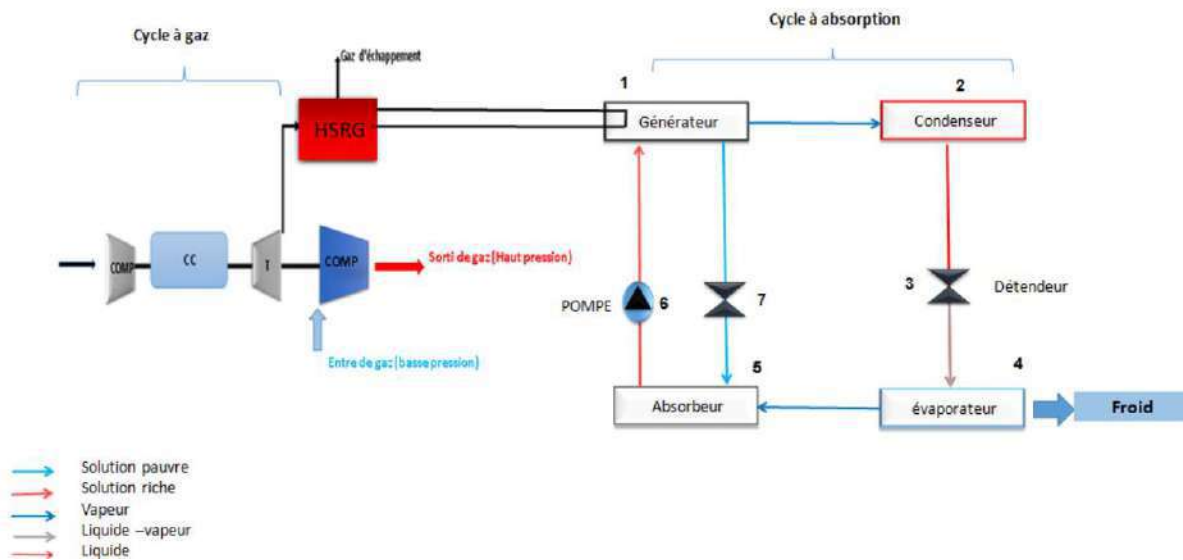


Figure III.3 : Schéma de principe de la machines à absorption (Simple effet)

3.2.2 Description du système à double effet :

Le schéma de principe d'un refroidisseur à absorption à double effet activé par un gaz d'échappement est illustré à la Figure (III.4)

Les principaux composants du système d'absorption comprennent un condenseur, un évaporateur, un absorbeur, une pompe à solution, un échangeur de chaleur à haute température (ex1), un échangeur de chaleur à basse température (ex2), un générateur haute pression 1, un générateur basse pression 2, deux détendeurs de solution et deux détendeurs de réfrigérant.

La solution diluée régénérée est préchauffée par un échangeur de chaleur à basse température (ex2) et un échangeur de chaleur à haute température (ex1) en séquence, et après cela, elle entre dans le générateur1 haute pression. La vapeur de réfrigérant à haute pression et une solution absorbante sont séparées de la solution diluée. La solution absorbante passe par ex1 et s'écoule dans le générateur 2 basse pression. La vapeur de réfrigérant à basse pression est générée dans le générateur 2. Ensuite, les vapeurs de réfrigérant sont introduites dans le condenseur. A la sortie du condenseur, l'eau réfrigérante est étranglée par la vanne de détente puis envoyée dans l'évaporateur pour générer de l'énergie de refroidissement. Enfin, la solution concentrée est régénérée par la vapeur de fluide frigorigène dans l'absorbeur, puis la solution diluée entre dans un nouveau cycle [26].

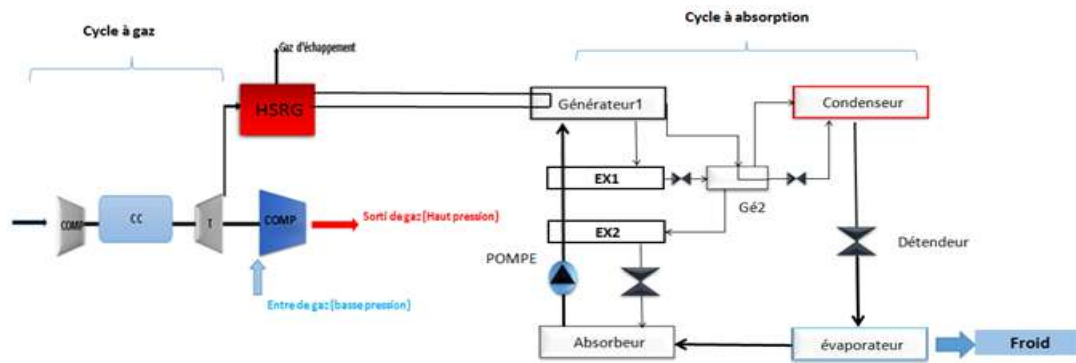


Figure III.4 : Schéma de principe de la machines à absorption (à double effet)

3.3. Système de production de chauffage à partir de la chaleur (scénario3):

Le système de cogénération est un moyen essentiel d'améliorer les performances du système et de satisfaire des demandes diversifiées. Grâce à des échangeurs de chaleur, en tant que système général de conversion d'énergie. Ce système a été largement utilisée pour convertir la chaleur perdue en sortie de chauffage.

3.3.1. Description du système:

L'échangeur de chaleur permet à la chaleur des gaz d'échappement d'être transférée à l'eau. Elle est ensuite acheminée par un réseau de conduites vers les clients pour le chauffage des locaux ou d'utilisation à la maison l'eau chaude [27].

Le réseau de chauffage nécessite une station de refoulement pour que l'eau chaude puisse circuler dans les tuyaux d'alimentation et de retour, les canalisations sont enfouies au sous-sol avec une enveloppe protectrice et isolante afin de minimiser les déperditions et les pertes de chaleur. Le réseau de chauffage comprend trois composants essentiels tels que la centrale de cogénération, le système de distribution et le système récepteur de chaleur [28].

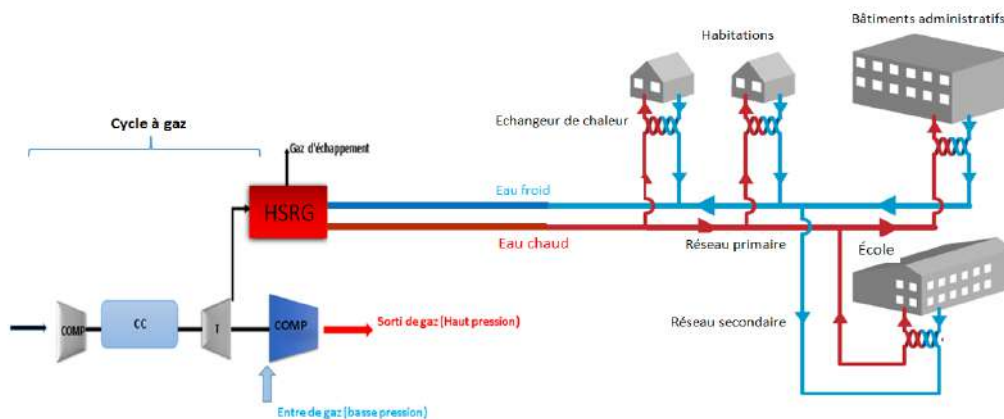


Figure III.5: Schéma de principe du réseau de chauffage.

4. Méthodologie :

4.1. Logiciel utilisé : Arc GIS 10.2.2

Arcgis desktop comprend une suite d'applications intégrées : Arcmap, Arccatalog et Arctoolbox. A l'aide de ces trois applications, on peut effectuer toutes les tâches Système d'information Géographique (SIG), de la plus simple à la plus avancée, compris la cartographie, la gestion des données, l'analyse géographique, la mise à jour des données et le géo-traitement. De plus, Arcgis 10.2.2 nous donne l'accès à une abondance de données et ressources spatiales par le biais des services online. Ce système SIG est conçu pour répondre aux besoins d'une grande variété d'utilisateurs SIG dans le domaine d'analyse spatial et d'aide à la décision[29].

4.2. Définition du Système d'information Géographique:

Un système d'informatique qui stocke géographiquement des données référencées, le relie avec des attributs non graphiques (données dans les tableaux) permettant un large éventail d'informations traitement comprenant manipulation, analyse et la modélisation. Un SIG aussi fournit l'affichage de la carte et production.

SIG est un outil puissant utilisé pour la cartographie informatisée et l'analyse spatiale. Un SIG fournit des fonctionnalités pour capturer, stocker, analyser, afficher et produire des informations géographiques.

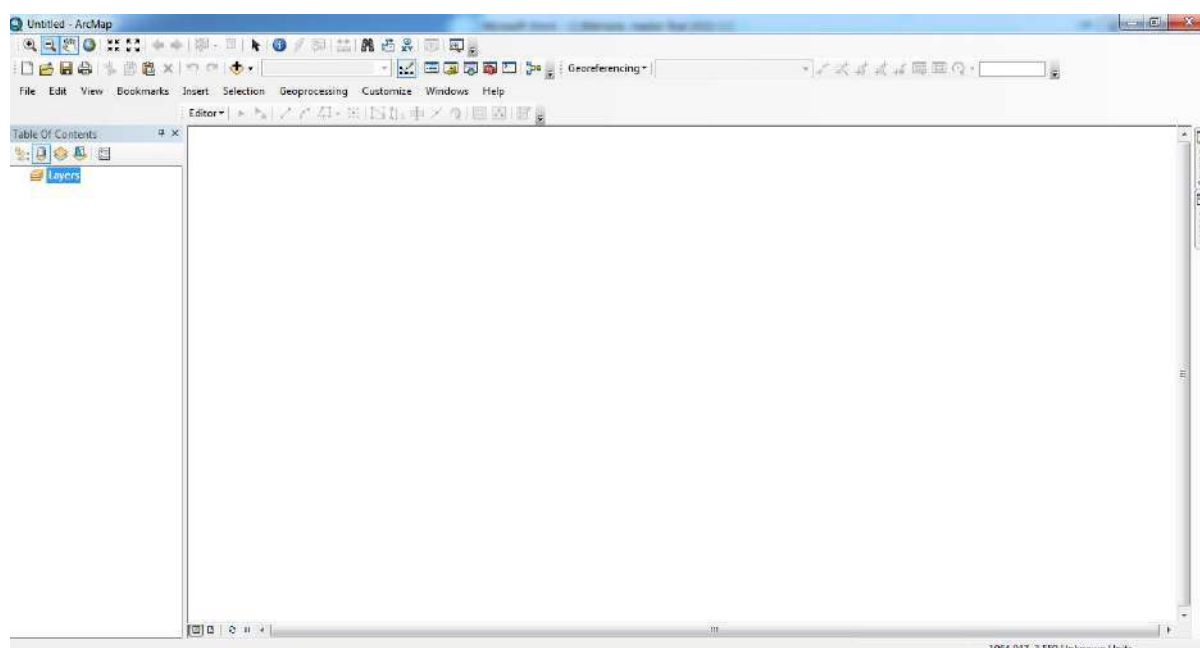


Figure III.6 : Présentation de l'interface arc map.

5. Méthodologie de travail:

5.1.Sélection des critères et collecte des données :

Cette étape est principalement basée sur la collection d'informations nécessaires pour chaque critère (carte) sélectionné pour cette étude. Les critères sont sélectionnés après une analyse importante des plusieurs articles disponible dans la littérature [30] [31] , tels que (proximité au réseau électrique, proximité au foyers de consommation, le zonage climatique (chauffage ou climatisation) ..., etc.). Pour la carte des réseaux électriques, on a la téléchargé du site (Solar-Med-Atlas) [32]. Ensuite la carte des foyers de consommation présenté par les villes en Algérie est télécharger à partir du site (OSM) [33]. Ainsi une carte de zonage climatique développée par (Ghedamsi R et al, 2016) [34] a été géo numérisée et introduite comme couche d'information.

5.2.Configuration de la géodatabase (GDB) :

Le processus d'analyse spatial dans un SIG nécessite la création de Géodatabase en utilisant l'Arc gis 10.2.2 précisément dans arc catalogue. À ce stade, nous entrons les données recueillies à l'étape précédente dans le programme SIG, et en utilisant les outils disponibles dans arctoolbox.

6. Description des critères:

Deux types de critères on été identifier; un critère d'exclusion, et d'autres pour la prise de décision.

6.1. Critères d'exclusion :

Dans ce critère, les stations qui n'ont pas la possibilité de la mise en place du système de cogénération ont été exclues. Dans les stations de pompage et de compression en Algérie on distingue deux types : le premier utilise des électropompes, ou électro-compresseur, et le deuxième utilise des turbocompresseurs ou des turbopompes.

Dans ce cadre les stations de type électropompes ou électro-compresseur alimenté directement par le réseau (donc pas des turbines à gaz et par conséquent pas des gaz d'échappement) ont été exclues de la carte globale (Figure III.11)

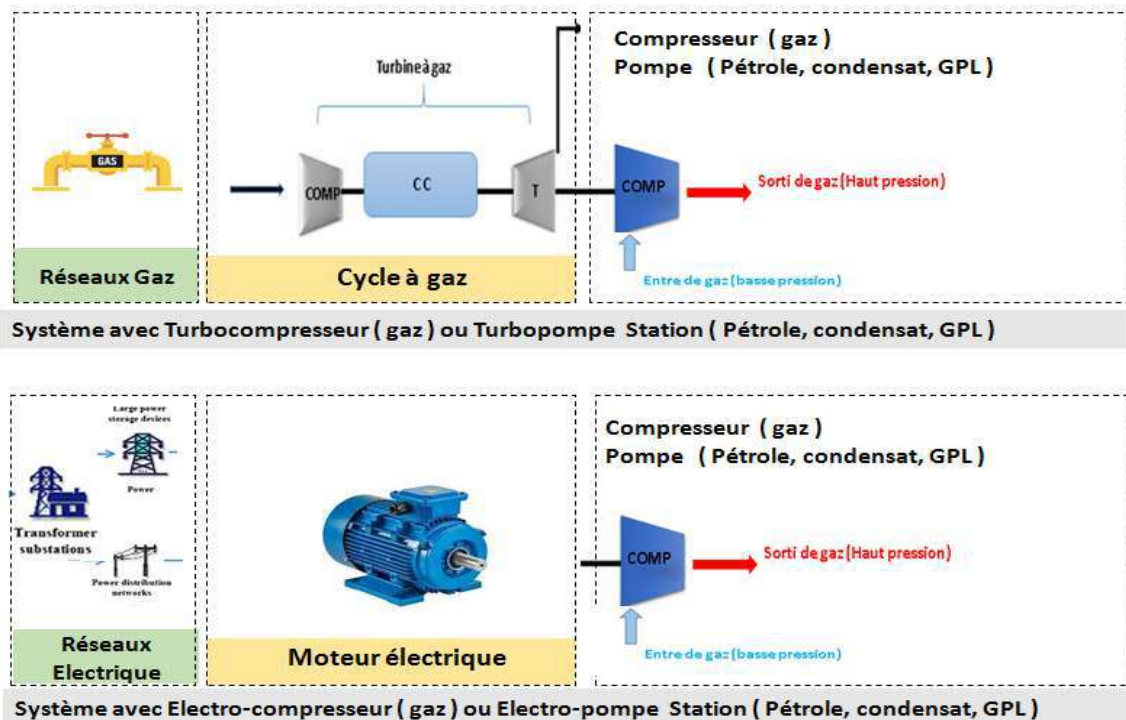


Figure III.7 : Types des SP et SC existants dans le STC Algérien.

6.2. Critères de prise de décision:

Dans cette étude, les critères sont considérés comme un facteur important pour déterminer le type de système de cogénération a utilisé pour chaque station. Dans notre étude, nous avons choisi trois critères (réseaux électriques, zones climatique (zonage pour le chauffage et autre pour le refroidissement) et Foyer de consommation). Ces critères peuvent être classés comme suit :

- Critères économiques tels que la proximité aux foyers de consommation et au réseau électrique pour éviter des coûts élevés.
- Critères climatiques tels que les zones chaudes et les zones froides

Chaque critère sera expliqué ci-dessous :

6.2.1 Réseau électrique (C1) :

Dans notre étude, nous allons prendre la proximité au réseau électrique comme facteur clé dans ce projet car il contribue à la réduction des coûts. Pour une station de récupération localisée très éloignée du réseau électrique, il est nécessaire de transporter l'énergie électrique produite à longue distance pour arriver aux points d'utilisations (foyers de consommation finale comme des zones habitées) et cette solution crée des coûts très élevés. L'autre proposition consiste à stocker l'électricité produite dans les batteries, mais cette dernière peut engendrer aussi des coûts importants. Alors nous avons choisi la proximité au réseau électrique comme solution optimale, cette dernière sera limitée par une distance qui sera définie de la littérature, dont l'objectif est d'éviter les coûts élevés.

On a téléchargé la carte des réseaux électriques du site (Solar-Med-Atlas).

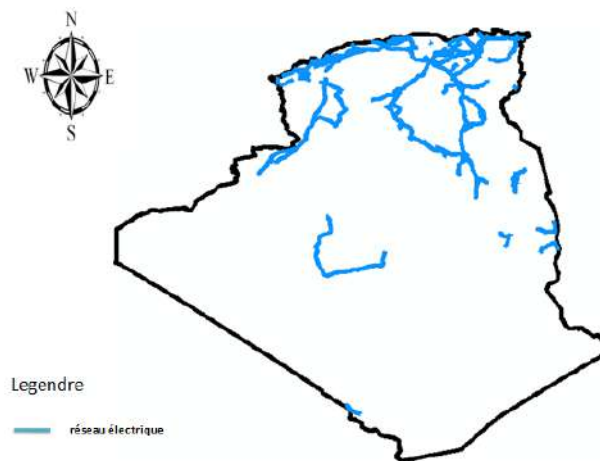


Figure III.8 : Réseau électrique.

6.2.2. Le zonage climatique de carte zones chaudes et froides(C2) :

Les conditions climatiques présentent un paramètre important qui influe sur la consommation d'énergie, notamment du chauffage et de refroidissement, dans notre étude, nous allons prendre soin critère un zonage climatique pour estimer les besoins énergétiques de chauffage et de refroidissement. Deux types de zonages ont été effectués : un zonage pour l'hiver (se chauffer) et un zonage pour l'été (se refroidie).

L'étape de l'interpolation (Ghedamsi R et al, 2016), le territoire Algérien a été subdivisé en sept zones climatiques homogènes pour le refroidissement zone 1 à zone 7, et en trois zones climatiques homogènes de chauffage comme représenté dans la Figure (III.9)

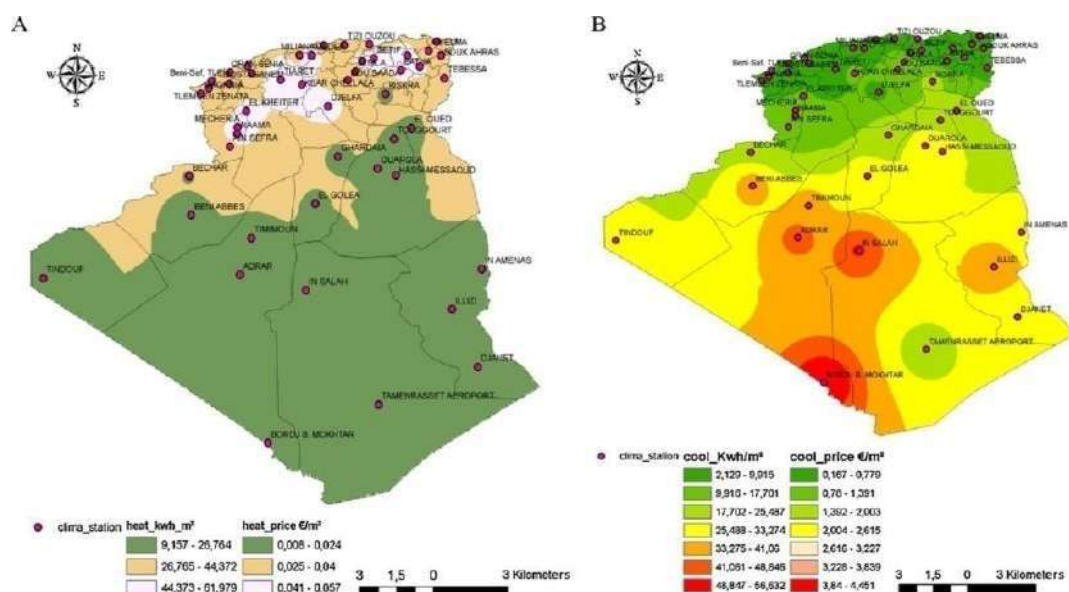
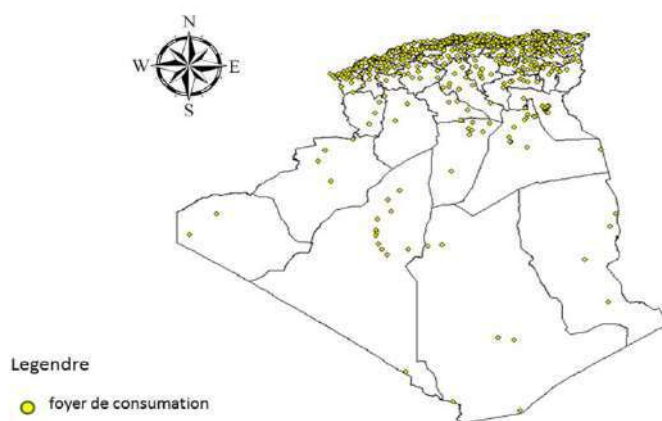


Figure III.9 : Carte des zones climatiques : (A) pour le chauffage, (B) pour le refroidissement.

6.2.3 Foyer de consommation (C3) :

Dans notre étude, nous prendrons les secteurs résidentiels comme foyer de consommation, sur la base que la grande consommation est considérée dans le secteur résidentiel. Téléchargé le plan de la ville sur site " OSM ", cette carte contient toute la ville en Algérie.



7. Préparation de carte de localisation géographique des stations SC et SP :

Un système d'information géographique est utilisé dans ce travail avec leurs outils disponibles dans Arctoolbox et sa capacité d'analyse spatiale, nous a permis de présenter la localisation spatiale des stations SC et SP (voir annexe 04) ainsi que le développement des cartographies géo-numérisées des stations :

Tableau III. 1 : Données géographiques pour les SC et SP stations.

STC	Nom Station	Latitude	Longitude
OB1	Sp-Haud-El-Hamra	31,897008	5,992683
OB1	Sp-Bis Djamaa	33,572308	5,77258
OB1	Sp –Biskra	34,966917	5,626806
/	/	/	/
/	/	/	/
/	/	/	/
GZ3	Sc3-Medareg	34,68147	2,118315
GZ3	Sc4-Nador	35,036676	1,506999

Filtrages des stations : dans cette étape les stations utilisant des électropompes ou électro-compresseur sont exclues, parce qu'il n'est pas possible d'utiliser le système de cogénérations. Les résultats obtenus seront rassemblés dans une feuille de calcul excel contenant les données énergétiques et géographiques (longitude et latitude) comme représenté dans le tableau suivant :

Tableau III. 2 : Les données géographiques (longitude et latitude) et énergétiques chaque station

Station	Longitude	Latitude	N-turbine	Moodle	P_turbine Kw	T_°C	Réf
SP1-H.E H	5,978515	31,845186	6	Alsthom-Tomado	6830	476	[35]
SP1(OK) -H E H	5,978515	31,882102	2et1	MS3002P/Neovoegnnone	11290 et 10660	542 rt 484	[35]
SP3-Biskra	5,626806	34,966917	2et1	MS3002P/Neovoegnnone	11290 et 10660	542 rt 484	[36]
SP4- Boumagueur, Batna	5,516988	35,471963	2et1	MS3002P/Neovoegnnone	11290 et 10660	542 rt 484	[36]
SP5-Bis Djamaa	5,77258	33,572308	1	GE 10-2 GT	10586	/	[36]
SP6- Elborma	9,172166	31,644715	2	/	2400	466	[8]
SC 1-TFT	7,522867	28,437981	3	GE PGT25	23270	525	[37]
SC2-Rhoud Nouss	6,726482	29,672271	4	GE PGT25	23270	525	[37]
SC3-Cina	6,038154	31,848453	4	GE PGT25	23270	525	[37]
SC4-Ouargla	5,054724	31,845186	3	GE PGT25	23270	525	[37]
SC5-Hassi R'mel	3,28636	32,893123	4	GE PGT25	23270	525	[8]
SC6- Ain Naga	6,189579	34,675334	4	GE PGT25	23270	525	[8]
SC7- Moudjbara	3,52774	34,532932	3	/	15500	/	[38]
SC 8- Ouled Djellal	4,468766	34,174593	4	(MS 3002)	11290	542	
SC9- GPDF	0,605885	33,020895	4	/	50700	/	[8]

Ces données sont par la suite introduites dans l’Arc gis 10.2.2 pour développer une cartographie de localisation géographique des stations SC et SP dans la figure III.11

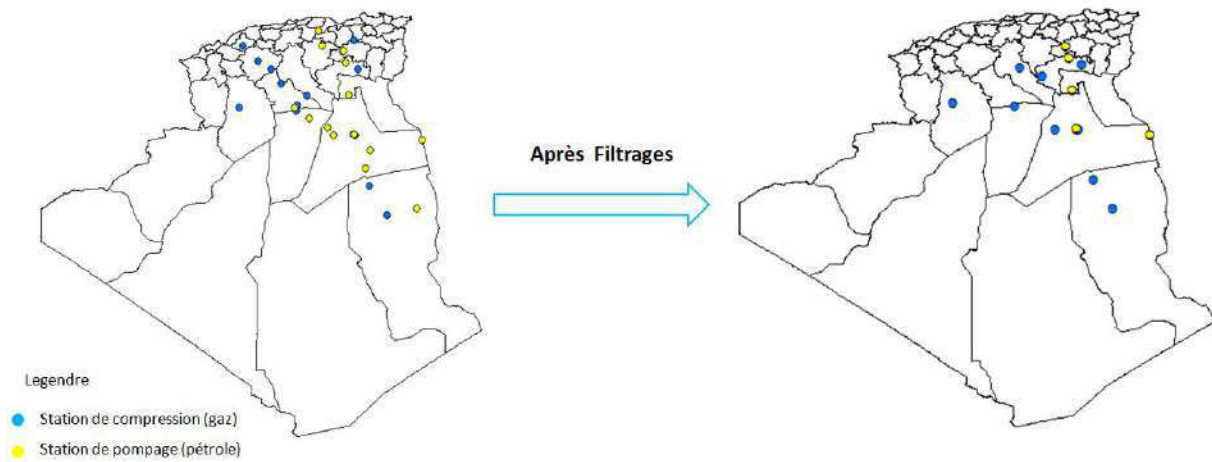


Figure III.11 : Localisation géographique des stations SC et SP

8. Conclusion :

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté une description détaillée des systèmes récupération de chaleur perdue dans les turbines, avec trois possibilités de convection soit en électricité, en chaleur ou en froid (présentés selon trois scénarios). Le principe de fonctionnement de chaque système a été décrit, où chaque système sera sélectionné sur la base des critères différents.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, on a sélectionné 03 critères tels que : la proximité au réseau électrique, la proximité aux foyers de consommation et de la zone climatique (selon le zonage adapté par l’étude de Ghedamsi et al 2016 [34]). Les critères ont été élaborés sous forme des GDB dans Arcgis. Une cartographie géo-numérisé des stations SP et SC a été développée sous l’outil Arcgis (45 stations). Ce chiffre a été réduite (à 15 stations) après un processus d’analyse (stations nos identifiées) et filtrage par l’élimination des stations de type électro-pompe/ou compresseur.

Cette base des données constitue la plateforme de base d’une étude d’aide à la décision multicritères dont les critères sont les couches d’informations et la décision sera obtenue par l’analyse et l’adaptation de chaque critère pour chaque station étudié, dont l’objectif est de déterminer le système possible pour chaque station.

Chapitre IV

Analyse et discussions

1. Introduction:

Le chapitre est introduit par une étape d'analyse et traitement des données et des critères de sélections. La classification des couches afin de connaître les caractéristiques de chaque station, et description de processus de la méthodologie de prise de décision.

Dans la deuxième partie, une étude de cas sera effectuée pour la station de compression (SC) de Cina à Hassi massoud. Nous donnerons une brève description de la station et on effectue un calcul détaillé sur le système de cogénération, basé sur des données énergétiques pour calculer (la quantité d'électricité et de la chaleur).

2. Analyse et traitement des données :

2.1. Climat :

- Le refroidissement urbain est un processus de production et de fourniture de froid pour répondre aux besoins des locaux (les bâtiments résidentiels, et commerciaux...etc), ou parfois pour assurer le refroidissement dans des opérations industriels.
- Le chauffage urbain est une méthode de fourniture de chaleur pour le chauffage des locaux et le chauffage de l'eau chaude domestique, et est utilisé dans les bâtiments résidentiels, institutionnels et commerciaux ainsi que dans les entreprises et l'industrie.

Tableau (IV.1) résume divers exemples de lignes de transmission de chaleur dans le monde pour lesquelles des données ont pu être trouvées dans la littérature [39] dont les références fournies par l'étude de Konstantinos C. et al 2018 [39] se limitent à celles qui sont encore opérationnelles en 2016. Leurs étude, s'intéresse au réseau de transport de chaleur de point à point (Production-consommation), où le tableau ignore les « réseaux de transport de chaleur » qui sont fortement interconnectés et comprennent plusieurs points de consommation le long des lignes. Il semble que les canalisations de chaleur actuelles sont au tours de 30 km cette longueur est rarement dépassé [39].

Tableau IV-1 : Revue de la littérature sur les canalisations de transmission de chaleur [39].

Location	Country	Capacité calorifique Ville (Mw)	Longueur (Km)	Diamètre (Mm)
Linköping – Mjölby	Sweden	25	28	/
Lindesberg	Sweden	26	17	/
Oslo	Sweden	275	13	600
Helsinki	Finland	490	20	1000
Turku	Finland	340	25	800
Tilburg	Netherlands	170	25	500
Diemen – Almere	Netherlands	260	8.5	700
Almere	Netherlands	170	10	500
Viborg	Denmark	58	12	/
Oradea	Romania	546	86.3	/
Akranes	Iceland	60	62	400
Aachen	Germany	85	20	/
Gothenburg – Mölndal	Sweden	10	1.1	/
Gothenburg – Kungälv	Sweden	19	22	/
Sankt Pölten	Austria	50	31	425
Lippendorf – Leipzig	Germany	300	15	800
Mannheim – Speyer	Germany	40	21.2	300
BOXBERG – Weibwasser	Germany	40	16	400
Zolling – Flughafen München	Germany	150	28	500
Nesjavellir – Reykjavik	Iceland	290	27	800
Kozani	Greece	137	16.5	500

2.2. Proximité au réseau électrique:

Dans cette étude, la proximité des réseaux électrique est considérée comme un facteur important, et un rayon maximum de 50 km est considéré comme limite basé sur la référence [40][41], dont la proximité des réseaux électriques est préférable.

La proximité au réseau (distance en km) pour chaque station est calculé en utilisant l'outil « Proximity-Near » disponible dans ArcToolbox -Arc gis. L'outil nous permettrons de calculer la distance entre la station et le point de réseau le plus proche. Cet outil est utilisé pour la déterminer source la plus proche (en termes de distance) au réseau électrique avec une distance maximal de 50 km [40].

3. Classification des couches et des indicateurs :

La combinaison des couches d'information (carte réseau électrique, et le foyer de consommation, carte des stations SC et SP), en utilisant les outils d'analyse spatial disponible sous Arc gis 10.2.2 représenté sur la figure (IV.1).

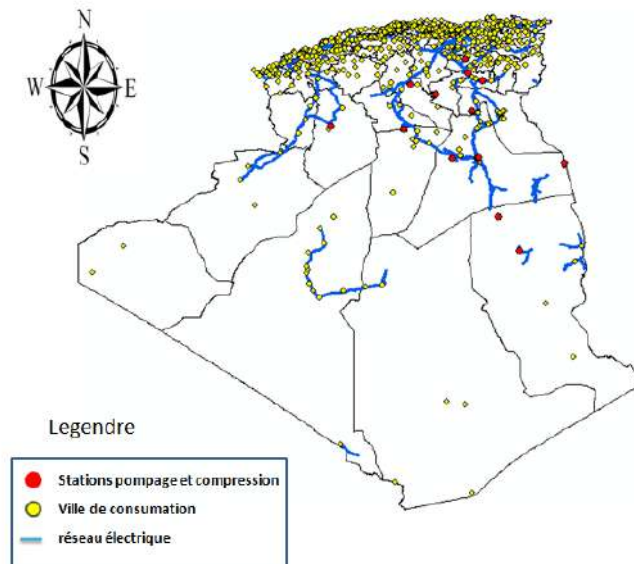


Figure IV.1. : Une carte montrant les stations de pompage et de compression, le réseau électrique et les villes de consommation

4. Le profil de consommation:

La définition du profil de consommation est une étape importante dans le processus de développement d'une méthodologie complète d'aide à la décision multicritères dans la possibilité d'intégrer des systèmes de cogénération (les scénarios), car le profil est basé sur une gamme de besoins de consommation. Ces besoins énergétiques varient d'une période à l'autre. Il combine des profils de consommation d'énergie thermique et électrique .

Notre étude était basée sur des données standard et s'est concentrée uniquement sur les deux aspects techniques et environnementaux qui ont montré des résultats positifs, mais à l'avenir, pour obtenir des résultats plus inclusifs et précis, nous devons utiliser des données réelles et couvrir l'aspect économique (le profil de consommation) , cela dit, nous espérons que notre travail puisse être utilisé dans de futures recherches comme référence et toute personne intéressée par le développement de la génération distribuée en Algérie.

Tableau IV-2 : Classification des stations selon le critère 2.

Station	Zone froid	Zone Chaud
SP1-H.E H	1	4
SP1(OK) -H E H	1	4
SP3-BISKRA	1	3
SP4- BOUMEGUEUR	2	2
SP5-BIS DJAMAA	1	3
SP6- ELBORMA	2	3
SC 1-TFT	1	4
SC2-RHOUD NOUSS	1	4
SC3-ZINA	1	4
SC4-OUARGLA	1	4
SC5-HASSI RMEL	2	3
SC6- AIN NAGA	2	3
SC7- MOUDJBARA	3	1
SC 8- OULED DJELLAL	2	2
SC9- GPDF	2	2

5.2 CAS 2: Transmission (électrique /chaleur / froid) de la station vers les foyers de consommations (villes).

5.2.1 Transport d'énergie électrique :

Le transport d'électricité est le processus de transfert de l'énergie électrique générée par la centrale cogénération directement aux bénéficiaires, de sorte que l'électricité est transférée via un réseau à condition que chaque abonné soit alimenté séparément, c'est-à-dire qu'il n'y ait pas d'autre bénéficiaire entre la station et le bénéficiaire. Le tableau (IV.3) représente la Proximité des réseaux électriques pour chaque station.

Tableau IV-3 : La proximité au réseau électrique (C1) de chaque station.

Station	Distance électrique (Km)
SP1-H.E H	0,987911968
SP1(OK) -H E H	0,726245187
SP3-BISKRA	1,285001874
SP4- BOUMEGUEUR	1,34560732
SP5-BIS DJAMAA	15,57015738
SP6- ELBORMA	72,91319218
SC 1-TFT	0,689057518
SC2-RHOUD NOUSS	40,94366414
SC3-CINA	1,011474831
SC4-OUARGLA	0,667563117
SC5-HASSI RMEL	1,51148021
SC6- AIN NAGA	2,418574044
SC7- MOUDJBARA	14,09332528
SC 8- OULED DJELLAL	65,59959914
SC9- GPDF	5,461008705

- Le tableau (IV.3) présente la distance entre les stations de pompage ou de compression et le réseau électrique. Il y a 13 stations localisé proche aux réseaux électrique avec un distance inferieure à la distance limite de (50 km) (distances d'exclusion selon la littérature[40] [41]). Ces derniers ont la possibilité d'injecté l'énergie électrique dans le réseau (selon le scénario 1). Par contre, il y a deux stations (Ouled Djellal, El Borma) situé très éloigné avec des distances supérieures à 50 km, qui sont 65.59 et 99 km respectivement.

La figure IV.3 présente les stations proches du réseau électrique en vert et les deux stations exclues en rouge.

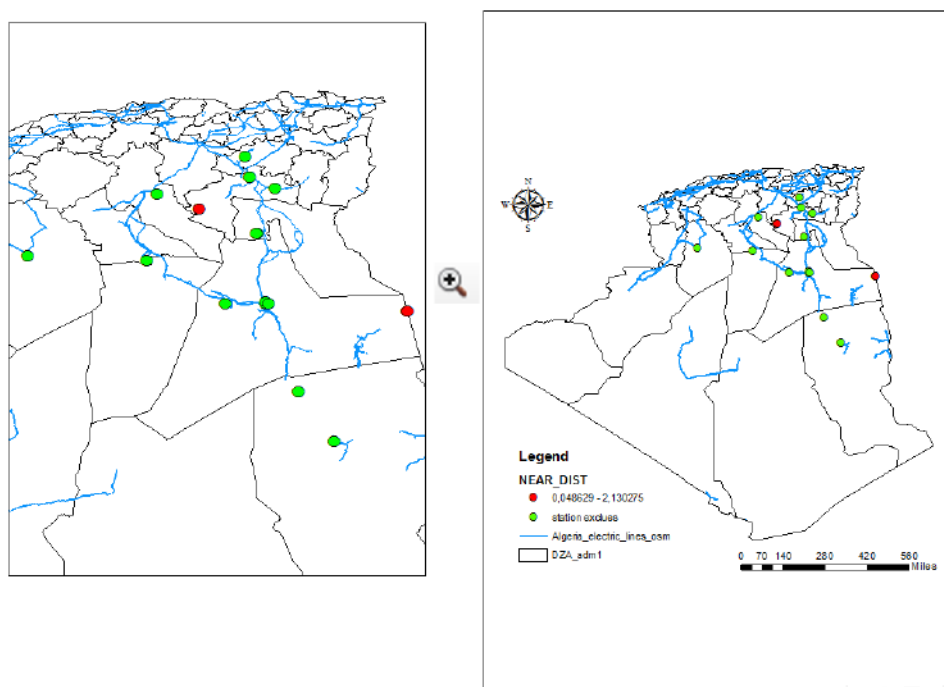


Figure IV.3. : Les stations proches du réseau électrique

5.2.2 Transmission de la chaleur et/ou de froid:

On générale la transmission de la chaleur est effectué par un réseau de conduites isolées souterraines qui distribuent le chauffage et le refroidissement sous forme d'eau chaude ou réfrigérée à partir du centre de cogénération et l'acheminent vers tous les bâtiments dans les zones visés, quelle que soit la taille ou le type de bâtiment, allant des (habitations résidentielles aux bureaux commerciaux, sites industriels et bâtiments publics , hôpitaux, départements, magasins,etc.). Une diversité considérable est remarquée entre le recours au système de chauffage et au système de refroidissement pendant les différents moments de la journée, les mois, de l'année, et cela fournit une diversité de la demande.

La figure IV.4 présente les villes voisines pour chaque station.

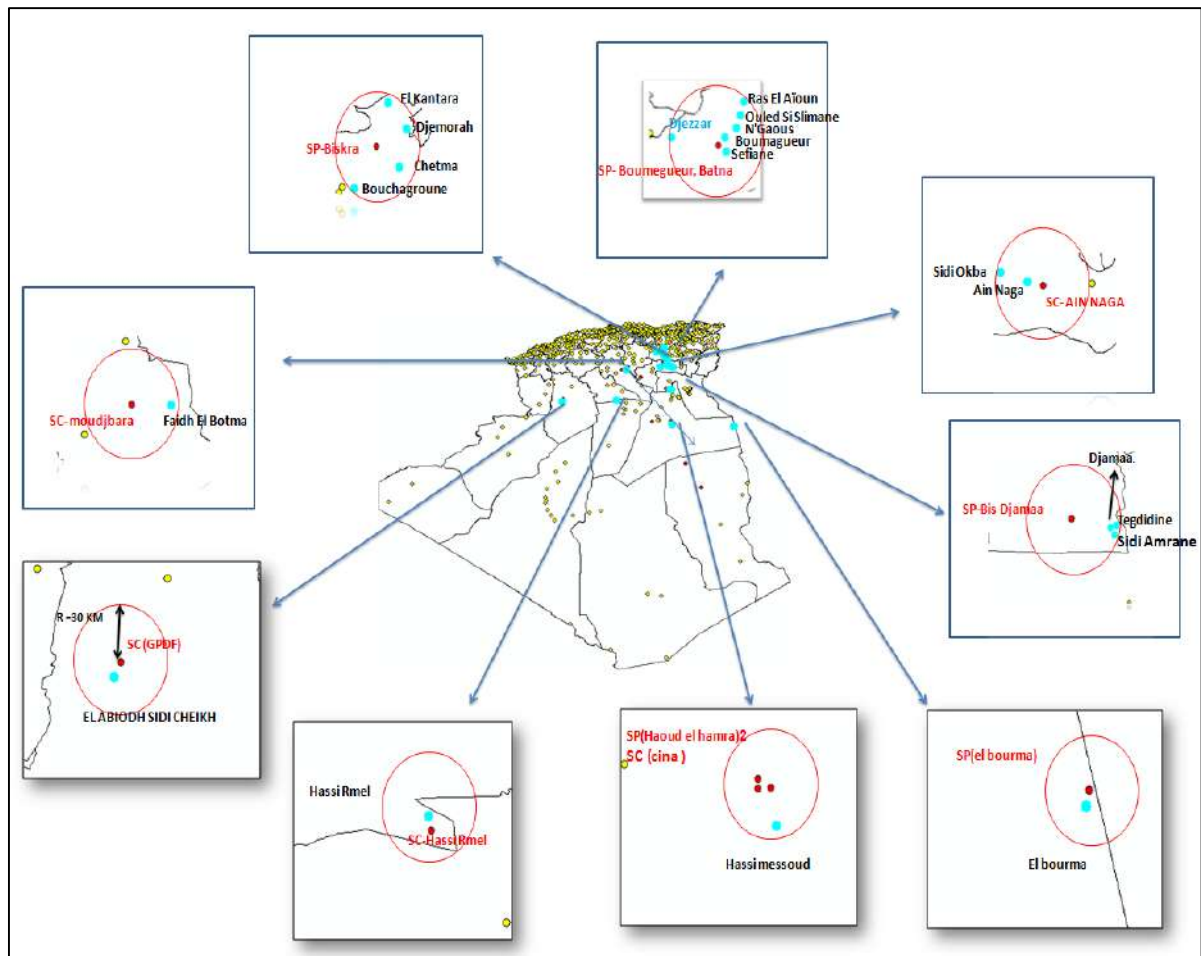


Figure IV.4. : Les villes voisines (C2) pour chaque station (30km).

Il y a 20 villes proches des stations (pompage et compression) qui sont à moins de 30 km, ce qui nous permet de transférer de la chaleur pour le chauffage et le refroidissement. Les zones (la ville) et le tableau (IV.4) résume les caractéristiques de chaque station (les villes Les zones de demande de chauffage les zones de demande de refroidissement selon la division climatique et la densité de population).

Hassi Messaoud est proche de trois stations avec une distance de moins de 30 km, ce qui permet la possibilité de transférer la chaleur de ces stations.

Il y a deux stations situés à une distance de plus de 30 km donc un réseau de transmission de la chaleur ne peut pas être appliqué aux villes. La SC1-TFT est à 209,91 km de la ville d'Ain Amenas et la SC2-Rhoud Nouss est à plus de 213 km des villes (la plus proche est Hassi Massoud à 213km).

Il y a possibilité de transfert de chaleur vers la base de vie à proximité de chaque station, car la distance est inférieure à 30 km, où cette chaleur peut être exploitée en période froide pour chauffer des pièces et des bureaux...etc. (Scénario 1). Où il peut être exploité pour le refroidissement en période chaud (scénario 2).

Il n'y a pas de stations de compression et de pompage dans les régions très chaudes du sud-ouest représenté dans les villes suivantes : Tamanrasset, Adrar, Tindouf, Bachar . ce qui nous tire l'attention à réfléchir de récupérer la chaleur à partir des autre sources comme à titre d'exemple les stations de production électricité de sonelgaz s'ils ont existés dans ces régions

Tableau IV-4 : Les villes voisines (C2 et C3) pour chaque station (30km).

Nome de station	Name de ville	Distance<30km	Population	Zone froid	Zone chaud
SP5-BIS DJAMAA	Tegdidin	24,6044753	11410	1	3
	Djamaa	21,5122646	50916	1	3
	Sidi Amrane	24,3134118	11320	1	3
SP3-BISKRA	El Kantara	26,9147179	11415	2	3
	Chetma	20,7036393	13699	1	3
	Djemorah	24,0761375	12574	1	3
	Bouchagroune	29,313572	13124	1	3
SP4-BOUMEGUEUR, BATNA	Ras El Aïoun	24,4299915	22551	2	2
	Boumagueur	4,86293232	8474	2	2
	N'gaous	12,5141867	29504	2	2
	Sefiane	5,46672848	14327	2	2
	Ouled Si Slimane	18,0132959	12473	2	2
	Djezzar	25,1945197	22124	2	2
SP6- ELBORMA	El Borma	5,0572947	3205	2	3
SC3-ZINA	Hassi Messaoud	15,4324733	45147	1	4
SC5-HASSI RMEL	Hassi R'mel	5,42680297	22133	2	3
SC6- AIN NAGA	Ain Naga	10,4525441	12500	2	3
	Sidi Okba	28,8557747	33509	1	3
SC7- MOUDJBARA	Faidh El Botma	25,7204483	32501	3	2
SC9- GPDF	El Abiodh Sidi Cheikh	13,7903658	24949	2	2

6 Etude de cas :Station de compression (Cina / Hassi messaoud)

6.1 Description de la station :

La station de compression SC2 est située à 588 km du hall de départ (Deb deb / Illizi) de coordonnées géographiques (6.038154 ; 31.848453), a environ 15.43 km de la ville de Hassi Messaoud (voir Tableau IV.4). Elle est située à une distance de 1.011 km du réseau électrique (voir tableau IV.3) et situé en zone 4 très chaude (voir tableau IV.4).

La station dispose de 4 compresseurs alimentés par PGT25 turbines à gaz où les caractéristiques données par le constructeur General Electric sont présentées dans le tableau (IV.5).



Figure IV. 5 : Plan de la station de compression (Cina)

Tableau IV.5 : Caractéristiques de la turbine à gazPGT25 (Annexe 3).

Type	PGT25
Puissance(MW)	23,27
Temperature d'échappement (°C)	525
Débit gaz d'échappement (kg/s)	68.9

Le choix s'est porté sur le même équipement de la station de compression soit (General Electric) [8].

La chaudière choisie a pour caractéristiques :

$$P_{SC}=42.4 \text{ bar} \quad T_{SC}= 399 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Avec :

P_{SC} : Pression de la vapeur surchauffée à la sortie de la chaudière de récupération.

T_{SC} : Température de la vapeur surchauffée à la sortie de la chaudière de récupération.

6.2 Analyse théorique du HRSG :

- On prend une température à l'entrée de l'économiseur égale à 100°C [8].
- A l'entrée de l'évaporateur l'eau est à l'état du liquide saturé, et à sa sortie de la vapeur saturée.
- La chaleur spécifique des gaz d'échappement = 1.22 kJ/kg. K
- La chaleur spécifique de l'eau = 4.18 kJ/kg. K
- On suppose que l'échangeur de chaleur comme échangeur contre-courant.

En utilisant les diagrammes thermodynamiques (Annexe 2) on obtient le tableau suivant :

	A	B	C	D
T (°C)	100	233.84	233.84	399
P (Mpa)	4.24	4.24	4.24	4.24
H(kJ/kg)	411.76	1000	2808.82	3220.56

Calcul du débit de vapeur :

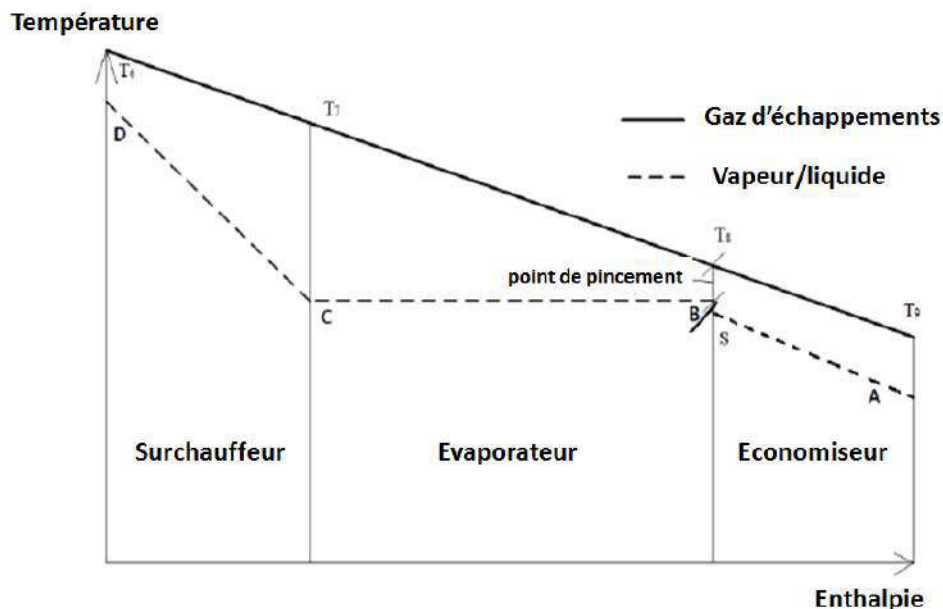


Figure IV. 6 : Bilan d'énergie dans le HRSG

En utilisant la définition du :

$$\Delta T = T_8 - T_B$$

$$T_8 = T_B + \Delta T$$

$$T_8 = 233.84 + 10$$

$$T_8 = 243.84^\circ\text{C}$$

T_B : La température du liquide saturé à l'entrée de l'évaporateur.

ΔT : Le pincement de température.

$$m_g \cdot C_{p_g} (T_6 - T_8) = m_v (h_D - h_B)$$

$$m_v = m_g \cdot C_{p_g} (T_6 - T_8) / (h_D - h_B)$$

$$m_v = 18671.9 / 2103.88$$

$$m_v = 10.64 \text{ kg/s.}$$

T_6 : Température des gaz d'échappements à l'entrée du surchauffeur.

T_8 : Température des gaz d'échappements à la sortie de l'évaporateur.

h_D : Enthalpie de la vapeur vive à la sortie du surchauffeur.

h_B : Enthalpie de la vapeur saturée à l'entrée de l'évaporateur.

m_g : Débit des gaz d'échappements.

C_{p_g} : Chaleur spécifique des gaz d'échappement.

6.3 Calculer la quantité de chaleur :

$$Q = \int_{T_e}^{T_s} \dot{m}_g \cdot C_{p_g} \cdot T(dT) = \dot{m}_v (h_D - h_A)$$

$$Q = 10.64(3220.86 - 411.76) = 29.89 \text{ MW}$$

Partie turbine à vapeur :

sorti de la chaudière de récupération

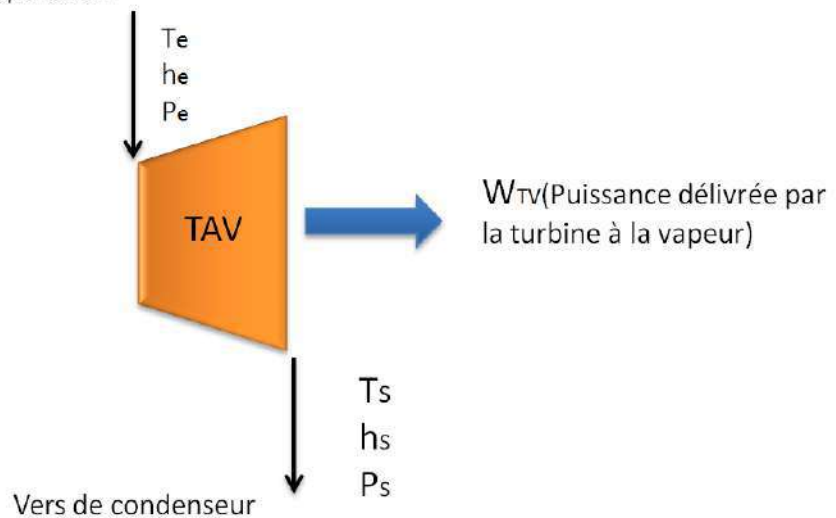


Figure IV. 7 Turbine a vapeur

Pour le calcul de on prend en considération les pertes de charge et les pertes thermiques entre la chaudière et l'entrée de la turbine à vapeur [42].

La température à l'entrée de la turbine à vapeur sera égale à : $T = 395\text{ °C}$ (la température de sortie du HRSG est de 399 °C , il y a une perte de chaleur dans les canalisations entre le HRSG et la turbine à vapeur) [8].

$$P_e = P_d * 0.9 = 4.24 * 0.9 = 3.816 \text{ Mpa}$$

$$T_e = 395\text{ °C}$$

En utilisant les tables thermodynamiques, on trouve que l'enthalpie et l'entropie à l'entrée de la turbine à vapeur :

$$h_e = 2800.61 \text{ kJ/kg}$$

$$S_e = 6.047 \text{ kJ/kg.K}$$

Le rendement isentropique de la turbine à vapeur est 0.8

Pour calculer, h_s il faut déterminer la pression au niveau du condenseur, pour commencer cette pression est comprise entre 5 et 10 kPa [8].

- Calcul de l'enthalpie de sortie de la turbine à vapeur :

Pour une pression donnée et à partir des tables thermodynamiques on tire les données suivantes:

h_f : Enthalpie de l'eau à l'état de liquide saturé.

h_{fg} : Ecart entre l'enthalpie de l'eau à l'état de vapeur saturée et à l'état de liquide saturé.

S_f Entropie de l'eau à l'état de liquide saturé.

S_{fg} : Ecart entre l'Entropie de l'eau à l'état de vapeur saturée et à l'état de liquide.

Le calcul de l'enthalpie isentropique est donné par :

$$X_{is} = \frac{h_{is} - h_f}{h_{fg}}$$

$$h_{is} = (X_{is} * h_{fg}) + h_f$$

En utilisant le rendement isentropique de la turbine à vapeur, on obtient :

$$\eta_{is} = \frac{h_e - h_s}{h_e - h_{is}}$$

$$h_s = h_e + (h_e - h_{is}) * \eta_{is}$$

6.4 Calcul de la puissance W_{TV} :

$$W_{TV} = \dot{m}_v * (h_e - h_s)$$

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau suivant :

P (kPa)	$h_f(kj/kg)$	$\Delta h_{fg}(kj/kg)$	$S_f(kj/kg)$	$\Delta S_{fg}(kj/kg)$	$h_s(kj/kg)$	X	$W_{TV}(KW)$
5	137.82	2423.7	0.4764	7.9187	3418.45	0.78	6573.85
10	191.83	2392.8	0.6493	7.9187	3375.38	0.79	6115.6

6.5 Gain en émissions du CO2 :

La technologie cycle combiné permet d'obtenir des gains en émissions du fait de la substitution des turbines à gaz (cycle ouvert). Le gain en CO2 peut s'écrire selon la relation :

$$Gain_{CO2} = E_{cogénéartion} * F_{emission}$$

Pour le secteur électrique algérien, le facteur d'émission est 548 gCO2 par kWh électrique en 2011 [8]. Dans notre étude, nous considérerons donc cette valeur comme étant une valeur moyenne.

$$E_{cogénéartion} = W_{st}.h$$

$$E_{cogénéartion} = 53.57 \text{ GWh}$$

$$Gain_{CO2} = E_{cogénéartion} * F_{emission}$$

$$Gain_{CO2} = 32.36 \text{ kt}$$

7 Résultats et discussions :

En intégrant la cogénération, nous pouvons économiser annuellement une quantité de 32,36 kt de CO2 .Et un gain énergétique de 53.57 GWh, et quantité de chaleur 29.89 MW. Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau suivant :

Gain en puissance (MW)	6.1156
Gain en énergie (GWh)	53.57
Quantité de chaleur (MW)	29.89
Emissions de CO2 évitées (kt)	32.36

8 Conclusion :

Dans ce chapitre, un calcul détaillé sur la cogénération a été présenté avec les résultats obtenus, nous avons donné un aperçu de la station de compression (Cina), nous avons également fait un calcul sur la quantité d'électricité produite depuis les gaz d'échappement d'une turbine à gaz 6.1156 Mw et la quantité de chaleur de 29.89 MW (en terme puissance pour un débit de 10.64 kg/s). Pour les émissions en CO₂ on peut éviter des émissions d'ordre 32 kt CO₂ durant une année de fonctionnement.

Ce pendant ce projet était basé sur une seule turbine à gaz mais cette centrale en comporte quatre turbine donc l'intégration de la technologie de cogénération ou de polygénération selon le cas aura plus d'importance (en terme de la puissance électrique et ou de la quantité de chaleur à récupérer). Ce qui prouve que les systèmes de cogénération sont fiables et l'idée de les intégrer dans toutes les stations de pompage et de compression pour le réseau de transport par canalisation en Algérie peut améliorer d'une manière considérable les performances du réseau électrique. Ainsi il peut contribuer à la réduction de la pollution de l'air causée par ces turbines et conduire aussi à une utilisation optimale de l'énergie primaire.

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

De nos jours la technologie de cogénération joue un rôle efficace. Il peut apporter des avantages sur l'économie d'énergie en réduisant la consommation de carburant et donne également un impact positif sur l'environnement.

En Algérie, en raison de la part relativement élevée de l'utilisation de l'énergie, Ainsi, la mise en place de systèmes énergétiques la cogénération apparaît comme une solution alternative.

D'après la méthodologie présenté dans notre étude qui a été appliqué aux stations de pompage et de compression en Algérie. L'Algérie dispose de 88 SC et SP où il y a 13 stations localisées proches aux réseaux électriques avec une distance inférieure à la distance d'exclusion (50 km), ces derniers ont la possibilité d'injecter l'énergie électrique dans le réseau , il y a 20 villes à proximité des stations qui sont situées à 30 km ce qui nous permet de transférer de la chaleur vers ces villes .nous avons étudié le cas de station de compression (Cina) à Hassi Messaoud, nous avons également fait un calcul sur la quantité de chaleur 29888.82 kw et quantité d'électricité produite 6.1156 Mw, et économisé 32,36 kt de CO₂.

L'étude élaborée peut être généralisé sur les autres sites de Sonatrach qui utilisent les turbines à gaz et Sonelgaz et usines de raffinage des déchets.

Ainsi il est nécessaire de poursuivre cette étude pour développer des profils détaillés de besoins énergétiques (horaire, journalières et annuel), et des profils de production du système de cogénération pour chaque station sélectionné. L'intérêt des profils est très important pour arriver à apprendre des décisions finales et complète.

Référence

- [1] BENAYED FATIMA ZOHRA Intitulé Contribution à l' Étude de la Cogénération pour l'optimisation d' un dispatching électrique. thèse de doctorat. 2020–2021,
- [2] T. M. Nacer-eddine. Etude de l' intégration de la cogénération dans le secteur du bâtiment en Algérie. mémoire de master.2018.
- [3] J. Al Asmar. Optimisation algorithmique et modèles aléatoires d'un système électrique de cogénération. Application au système électrique au Liban.thèse de doctorat. 2018.
- [4] T. T. Dang, optimisation de l'ensemble convertisseur-générateur-commande intégré à un système de micro-cogénération thermo-mécano-électrique to cite this version. thèse de doctorat 2014.
- [5] G. Westner and R. Madlener, "Development of cogeneration in Germany: A mean-variance portfolio analysis of individual technology's prospects in view of the new regulatory framework," Energy, vol. 36, no. 8, pp. 5301–5313, 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.06.038.
- [6] S. caractérisation multi-physique et multi-échelle d' une installation de conversion d'énergie :application à une unité de cogénération biomasse.thèse de doctorat .2018.
- [7] J.B.Bouvenot,Etudes expérimentales et numériques de systèmes de micro cogénération couplés aux bâtiments d'habitation et au réseau électrique. thèse de doctorat .2015.
- [8] B. Recioui, Etude prospective de la récupération d'énergie en Algérie. thèse de doctorat 2017.
- [9] C. El Hifnawy, Information et communication pour l'ingénieur spécialité Option : Froid et Climatisation El Hifnawy Chanel. May, 2015.
- [10] M. Ebrahimi and A. Keshavarz, "CCHP Literature," Comb. Cool. Heat. Powerpp. 1–34, Jan. 2015
- [11] I. E. T. Power, Cogeneration and District Energy Systems.
- [12] "Une convention cadre pour promouvoir Djamaa El Djazair en tant qu'édifice durable." <https://www.aps.dz/economie/131220-convention-cadre-pour-la-promotion-de-djamaa-el-djazair-en-tant-qu-edifice-durable> .
- [13] La Grande Mosquée d'alger sera alimentée en chaleur,gaz et froid par des moteurs à gaz de GE.<https://energies-media.com/grande-mosquee-dalger-chaleur-gaz-moteurs-ge/>.

- [14] Sonelgaz.<https://www.sonelgaz.dz/fr> (May 25, 2022).
- [15] R. Ethani,le code reseau de transport, 2018.
- [16] D. E. S. Hydrocarbures, description du reseau de transport par canalisation 5. 2022.
- [17] SONATRACH l'energie du Changement. <https://sonatrach.com/> (May 05, 2022).
- [18] H. E. L. Hamra, Présentation de la Région Transport. 2018.
- [19] D. F. Lyliia, and M. A. Abderrahmane.Etude thermo- économique pour la réalisation de stations de compression à Rhourde Nouss et Ouargla sur le gazoduc GR6. mémoire de master. 2017.
- [20] Y. Ismail, Evaluation du Potentiel des Turbines de Recuperation d'energie a l'chappement Sur Moteur Automobile. thèse de doctorat .2014.
- [21] D. E. Co and E. N. Impact de la pénétration de la cogénération décentralisée de faible puissance sur les émissions de CO₂ en france .2004.
- [22] Z. Wang, N. Zhang, W. Han, and J. Sui, “Exergoeconomic analysis of a combined cooling heating and power system under different operating strategies for gas turbine,” Kexue Tongbao/Chinese Sci. Bull., vol. 62, no. 32, pp. 3683–3692, 2017, doi: 10.1360/N972017-00627.
- [23] M. Ebrahimi, “The environ-thermo-economical potentials of operating gas turbines in industry for combined cooling, heating, power and process (CCHPP),” J. Clean. Prod., vol. 142, pp. 4258–4269, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.12.001.
- [24] Cours en ligne et simulateur de thermodynamique appliquée.” <https://dirensmine-paristech.fr/Sites/Thopt/fr/co/cycles-combines.html> . May 31. 2022
- [25] E. Matjanov, “Gas turbine efficiency enhancement using absorption chiller. Case study for Tashkent CHP,” Energy, vol. 192, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116625.
- [26] Q. Chen, W. Han, J. J. Zheng, J. Sui, and H. G. Jin, “The exergy and energy level analysis of a combined cooling, heating and power system driven by a small scale gas turbine at off design condition,” Appl. Therm. Eng., vol. 66, no. 1–2, pp. 590–602, 2014, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2014.02.066.
- [27] Fernwärme News.<https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-franz/News/> (May 05, 2022).
- [28] T. A.É tude de faisabilité d'une centrale de production d ' électricité et de chaleur à partir de la biomasse avec un réseau de chauffage urbain à l ' ile Anticosti. thèse de doctorat.2019.
- [29] A. Gouareh, Maîtrise et optimisation de la gestion énergétique en Algérie .thèse de

doctorat. 2017.

- [30] S. Khanmohammadi, S. Khanmohammadi, H. Khorasanizadeh, and M. Afrand, “Exergy and exergoeconomic analysis and multi-criteria optimisation of 1 MW installed CCHP system (a case study in Kashan University),” *Int. J. Exergy*, vol. 32, no. 1, pp. 45–61, 2020, doi: 10.1504/IJEX.2020.107743.
- [31] Cogeneration and District Energy. 2009.
- [32] Solar-Med-Atlas.<http://www.solar-med-atlas.org/solarmedatlas/map.htm#t=ghi>
- [33] open street map. <https://www.openstreetmap.org/#map=14/31.9278/5.3588>
- [34] R. Ghedamsi et al., “Modeling and forecasting energy consumption for residential buildings in Algeria using bottom-up approach,” *Energy Build.*, vol. 121, pp. 309–317, Jun. 2016, doi: 10.1016/J.ENBUILD.2015.12.030.
- [35] C. Aymen houssam eddine and F. Fateh, *Etude de Maintenance d’une turbopompe : Application à la station SH / Haoud El Hamra. mémoire de master.*2020.
- [36] W.Legougui .M. Benzaoui . *Etude et Implémentation des Boucles de température et de pression sur un SKID GAZ pour l’alimentation en carburant des Turbines à Gaz.*05/2017
- [37] T. Sonatrach, *Système de Transport par Canalisation Gaz Naturel GO1 / GO2 / GO3 HASSI R’MEL - OUED SAF SAF.* 2015.
- [38] TSK. <https://www.grupotsk.com/en/proyecto/gg1-pc3-compressor-station/>
- [39] K. C. Kavvadias and S. Quoilin, “Exploiting waste heat potential by long distance heat transmission: Design considerations and techno-economic assessment,” *Appl. Energy*, vol. 216, no. February, pp. 452–465, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.080.
- [40] A. Gouareh, B. Settou, and N. Settou, “A new geographical information system approach based on best worst method and analytic hierarchy process for site suitability and technical potential evaluation for large-scale CSP on-grid plant: An application for Algeria territory,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 235, no. October 2020, p. 113963, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113963.
- [41] B. Settou, N. Settou, A. Gouareh, B. Negrou, C. Mokhtara, and D. Messaoudi, “A high-resolution geographic information system-analytical hierarchy process-based method for solar PV power plant site selection: a case study Algeria,” *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 23, no. 1, pp. 219–234, Jan. 2021, doi: 10.1007/S10098-020-01971-3.
- [42] V. E. Cenuša, M. Feidt, R. Benelmir, and A. Badea, “Optimisation des cycles combinés

gaz/vapeur avec un ou deux niveaux de pression et chaudière à surface d'échange imposée," Oil Gas Sci. Technol., vol. 61, no. 2, pp. 225–235, 2006, doi: 10.2516/ogst:2006016x

Annexe(1)

Etude de faisabilité et profile de consommation

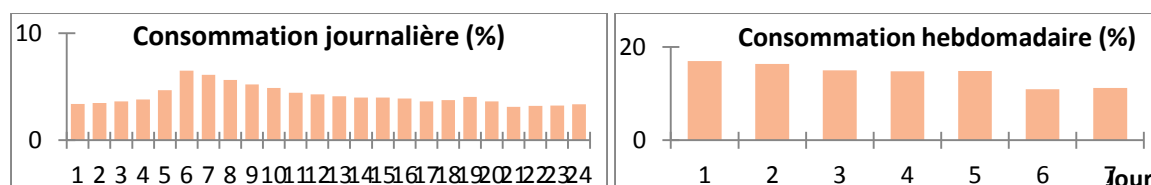
Pour réaliser une étude d'un fonctionnement optimal et de gestion des énergies produites (thermique (et ou de froid) et électrique) durant toute l'année, il nécessaire de développer des profils détaillés de consommation aux points finaux et de production aux points de départs) et cela nécessite toute une méthodologie un travail car nos besoins en énergie varient d'une période à une autre. les profils présenté ci-dessous se sont qu'a titre indicatif et non pas utilisé pour cette étude

Les profils de demande de chaleur présentés ici (Besoin net en chaleur, BNeC), montrent la répartition de la demande de chaleur d'un bâtiment type sur une année, sur une semaine et sur un jour.

Tableau Profils de demande de chaleur (besoin net en chaleur, Qnet)

Profil A	Profil B	Profil C	Profil D	Profil F	Profil E
Activités diurnes 5 jours sur 7	Activités diurnes 6 jours sur 7	Activités diurnes 7 jours sur 7	Activités diurnes 7 jours sur 7	Activités diurnes 5 jours sur 7	Activités diurnes 7 jours sur 7
Bureaux Écoles Services aux Personnes	Commerces Culture ...	Centres sportifs Hôpitaux ...	Soins aux personnes HORECA ...	PME à consommation très régulière Blanchisseries Teintureries ...	Logement Collectif bâtiments publiques ...

Le type de consommation pour lequel la cogénération est envisagée doit être indiqué avec un choix multiple de calendrier de fonctionnement (par exemple, consommation de chaleur 5 jours par semaine, de 07:00 à 18:00). Le choix du profil A fourni un profil de consommation présenté comme suit:



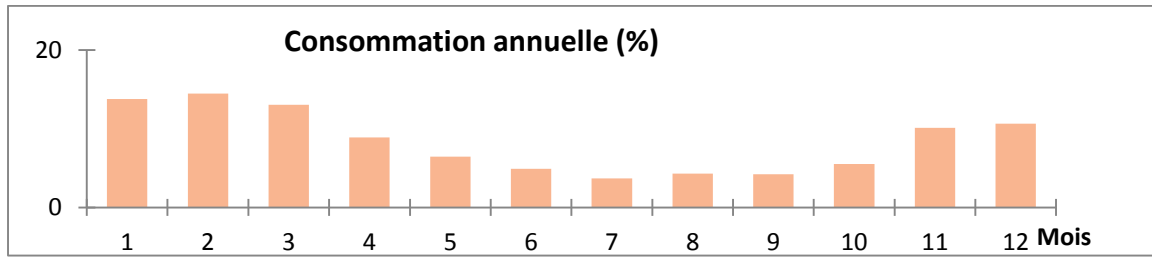
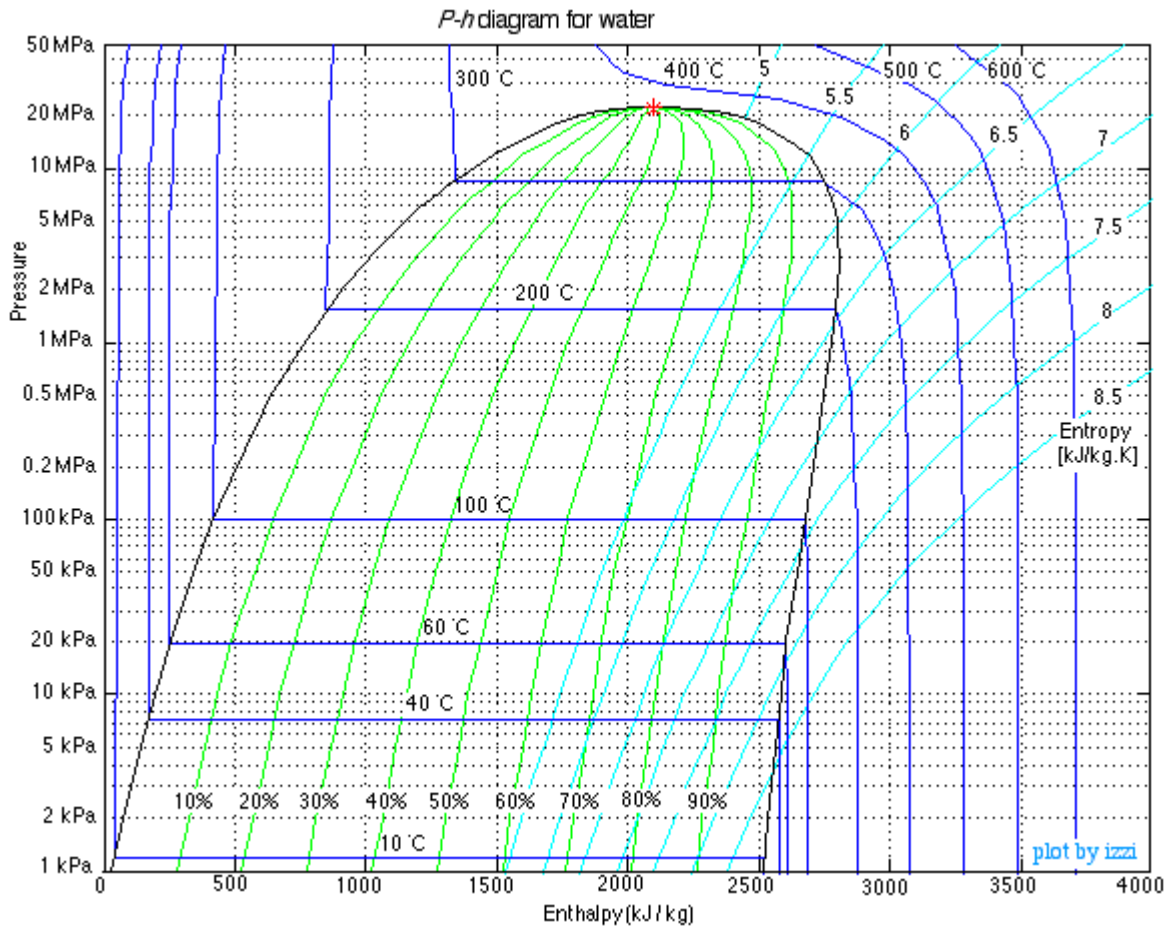


Figure .1. Exemple des Profils de consommation (journalière, hebdomadaire et annuelle).

Annexe (2)



Vapeur saturée: table de la pression

Pres. kPa P	Temp. °C T	Volume massique m ³ /kg		Énergie interne kJ/kg			Enthalpie kJ/kg			Entropie kJ/kg·K		
		Liquide sat. v_f	Vapeur sat. v_g	Liquide sat. u_f	Évap. u_{fg}	Vapeur sat. u_g	Liquide sat. h_f	Évap. h_{fg}	Vapeur sat. h_g	Liquide sat. s_f	Évap. s_{fg}	Vapeur sat. s_g
0.6113	0.01	0.001 000	206.14	.00	2375.3	2375.3	.01	2501.3	2501.4	.0000	9.1562	9.1562
1.0	6.98	0.001 000	129.21	29.30	2355.7	2385.0	29.30	2484.9	2514.2	.1059	8.8697	8.9756
1.5	13.03	0.001 001	87.98	54.71	2338.6	2393.3	54.71	2470.6	2525.3	.1957	8.6322	8.8279
2.0	17.50	0.001 001	67.00	73.48	2326.0	2399.5	73.48	2460.0	2533.5	.2607	8.4629	8.7237
2.5	21.08	0.001 002	54.25	88.48	2315.9	2404.4	88.49	2451.6	2540.0	.3120	8.3311	8.6432
3.0	24.08	0.001 003	45.67	101.04	2307.5	2408.5	101.05	2444.5	2545.5	.3545	8.2231	8.5776
4.0	28.96	0.001 004	34.80	121.45	2293.7	2415.2	121.46	2432.9	2554.4	.4226	8.0520	8.4746
5.0	32.88	0.001 005	28.19	137.81	2282.7	2420.5	137.82	2423.7	2561.5	.4764	7.9187	8.3951
7.5	40.29	0.001 008	19.24	168.78	2261.7	2430.5	168.79	2406.0	2574.8	.5764	7.6750	8.2515
10	45.81	0.001 010	14.67	191.82	2246.1	2437.9	191.83	2392.8	2584.7	.6493	7.5009	8.1502
15	53.97	0.001 014	10.02	225.92	2222.8	2448.7	225.94	2373.1	2599.1	.7549	7.2536	8.0085
20	60.06	0.001 017	7.649	251.38	2205.4	2456.7	251.40	2358.3	2609.7	.8320	7.0766	7.9085
25	64.97	0.001 020	6.204	271.90	2191.2	2463.1	271.93	2346.3	2618.2	.8931	6.9383	7.8314
30	69.10	0.001 022	5.229	289.20	2179.2	2468.4	289.23	2336.1	2625.3	.9439	6.8247	7.7686
40	75.87	0.001 027	3.993	317.53	2159.5	2477.0	317.58	2319.2	2636.8	1.0259	6.6441	7.6700
50	81.33	0.001 030	3.240	340.44	2143.4	2483.9	340.49	2305.4	2645.9	1.0910	6.5029	7.5939
75	91.78	0.001 037	2.217	384.31	2112.4	2496.7	384.39	2278.6	2663.0	1.2130	6.2434	7.4564

Annexe (3)

N°	Manufacturier	Modele	P _b ITG	Q ₅₀	δ _K	m _{K.C.}	t _{K.C.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _e	-	kg/s	°C	-	rot/min
44	GE Power	M5352(B)	26110	12490	8,6	123	491	G	4670
45	GE Power	M5352R(C)*	26550	9890	8,7	121	367	G	4670
46	GE Power	M5382(C)	28340	12310	8,9	126	515	G	4670
47	GE Power	M6511(B)	37810	11120	10,9	130	547	G	4860
48	GE Power	M7111(EA)	81590	11020	11,8	278	546	G	3460
49	GE Power	PG5371(PA)	26300	12647	10,5	122	487	G	5094
50	GE Power	PG6101(FA)	70140	10526	15	198	597	G	5254
51	GE Power	PG6561(B)	39620	11297	11,95	140	532	G	5133
52	GE Power	PG7121(EA)	85400	10991	12,6	292	536	G	3600
53	GE Power	PG7241(FA)	171700	9936	15,5	432	602	G	3600
54	GE Power	PG9171(E)	123400	10653	12,3	403	538	G	3000
55	GE Power	PG9231(EC)	169200	10305	14,2	508	558	G	3000
56	GE Power	PG9351(FA)	255600	9757	15,4	624	609	G	3000
57	GE S&S	LM1600	13440	10070	21,5	45	487	G	7000
58	GE S&S	LM1600	14317	9751	21,5	45	487		7000
59	GE S&S	LM1600	13440	10070	21,5	45	487	G	7000
60	GE S&S	LM2500	22800	9791	18,8	69	524	G	3600
61	GE S&S	LM2500	21960	10076	18,8	67	542	G	3600
62	GE S&S	LM2500	23265	9564	18,8	69	525		6500
63	GE S&S	LM2500+	28600	9348	22,8	83	510	G	3600
64	GE S&S	LM2500+	29977	8936	22,8	83	502		6100
65	GE S&S	LM2500+	28540	9654	23,1	85	521	G	3600
66	GE S&S	LM2500STIG	28278	8783	20	76	497	G	3600
67	GE S&S	LM2500STIG	27020	9095	20	76	505	G	3600
68	GE S&S	LM6000 Sprint	44742	8455	28,5	127	456		3600
69	GE S&S	LM6000 Sprint	47300	9645	30	131	455	G	3600
70	GE S&S	LM6000 Sprint	43076	8701	29,6	127	450	G	3600
71	GE S&S	LM6000 Sprint	46892	8707	30	131	449	G	3600
72	GE S&S	LM6000 Sprint	43400	9645	29,6	126	452	G	3600
73	GE S&S	PGT10B-1	11700	11250	16,1	48	482	G	11000
74	GE S&S	PGT10B-1	11700	11250	16,1	48	482	G	11000
75	GE S&S	PGT10B-1	12080	10873	15,7	48	482		7900
76	GE S&S	PGT2-1	2000	14397	12,5	10,9	525	G	22500
77	GE S&S	PGT2-1	2000	14400	12,5	11	525	G	22500
78	GE S&S	PGT5B-1	6189	10776	14,8	20,2	568		12500
79	GE S&S	PGT5B-1	5500	11727	14,6	20	571	G	16630
80	GE S&S	PGT5B-1	5500	11727	14,6	20	571	G	16630
81	Kawasaki H.I.	M1A-13	1550	14120	9,4	8,1	518	G	1500/1800
82	Kawasaki H.I.	M1A-13D	1550	14260	9,5	8	529	G	1500/1800
83	Kawasaki H.I.	M1T-13	3050	14350	9,4	16,2	518	G	1500/1800
84	Kawasaki H.I.	M1T-13D	3050	14490	9,5	16	529	G	1500/1800
85	Kawasaki H.I.	M7A-01	5960	11610	12,7	22	560	G	1500/1800
86	Kawasaki H.I.	M7A-01D	5860	11770	13	21,8	560	G	1500/1800

N°	Manufacturier	Modele	P _{brut}	q _{sp}	δ _K	$\dot{m}_{g.e.}$	t _{g.e.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh.	-	kg/s	°C	-	rot/min
87	Kawasaki H.I.	M7A-01ST	6690	10710	12,7	22,2	533	G	1500/1800
88	Kawasaki H.I.	M7A-02	7100	11430	15,9	27,1	525	G	1500/1800
89	Kawasaki H.I.	M7A-02D	6960	11500	15,9	27	517	G	1500/1800
90	Kawasaki H.I.	S2A-01	680	17260	8,5	5,1	474	G	1500/1800
91	Mitsui	MSC100	10690	11085	17,1	41,6	488	L/G	1500-1800
92	Mitsui	MSC40	3520	12915	9,7	18,6	437	L/G	1500-1800
93	Mitsui	MSC50	4350	12315	10,3	19	501	L/G	1500-1800
94	Mitsui	MSC60	5000	11870	11,7	21,4	481	L/G	1500-1800
95	Mitsui	MSC70	6840	11155	15	25,5	479	L/G	1500-1800
96	Mitsui	MSC90	9290	11360	16,2	39,2	464	L/G	1500-1800
97	Mitsui	SB120	23000	11810	11,7	102	475	L/G	1500-1800
98	Mitsui	SB15	2720	14060	10	15	491	L/G	1500-1800
99	Mitsui	SB30C	5410	13860	6,9	27	508	L/G	1500-1800
100	Mitsui	SB30E	7330	12870	12,5	33	502	L/G	1500-1800
101	Mitsui	SB5	1080	14130	10	5	492	L/G	1500-1800
102	Mitsui	SB60 *1	12490	12160	12,1	55	456	L/G	1500-1800
103	Mitsui	SB60 *2	13570	12120	13,2	59	492	L/G	1500-1800
104	MTU Motoren	ASE120	9730	11500	20,5	39	517	G/L	7910
105	MTU Motoren	ASE40	3270	12810	8,8	12,7	603	G/L	15400
106	MTU Motoren	ASE50	3810	11650	10,7	14,4	559	G/L	15400
107	MTU Motoren	LM1600-PA	14300	9752	19,9	46,7	487	G/L	7000
108	MTU Motoren	LM2500	25060	9700	19,3	70,3	566	L	3600
109	MTU Motoren	LM2500+	27600	9350	21,5	81,2	516	L	3600
110	MTU Motoren	LM2500+ (PV)	29970	8940	21,2	83	502	G/L	6100
111	MTU Motoren	LM2500-PE	23290	9600	17,9	69	524	G/L	3600
112	MTU Motoren	LM2500-PH	28790	8470	19,3	75,9	500	G/L	3600
113	MTU Motoren	LM6000	42750	8570	28,5	123,8	456	L	3600
114	MTU Motoren	LM6000-PC	43960	8490	27,5	125,6	451	G/L	3600
115	Niigata	CNT-10000E	9295	11428	16,22	39,1	475	L	1500/1800
116	Niigata	CNT-1000ER	800	18500	9,93	6,4	500	L	1500/1800
117	Niigata	CNT-100C	11300	11510	18,21	43,5	485	L/G	1500/1800
118	Niigata	CNT-10C	1204	14890	6,62	6,5	493	L/G	1500/1800
119	Niigata	CNT-1250E	1000	19772	8,19	8,65	434	L	1500/1800
120	Niigata	CNT-1500E	1200	17971	8,19	8,86	466	L	1500/1800
121	Niigata	CNT-2000E	1600	17696	9,75	9,7	560	L	1500/1800
122	Niigata	CNT-2500E	2000	18000	8,19	15,64	517	L	1500/1800
123	Niigata	CNT-250ER	200	28398	4,47	2,61	486	L	1500/1800
124	Niigata	CNT-3000E	2400	17971	8,19	17,72	466	L	1500/1800
125	Niigata	CNT-300ER	240	26334	4,47	2,61	531	L	1500/1800
126	Niigata	CNT-30C	3716	13100	9,81	18,8	435	L/G	1500/1800
127	Niigata	CNT-3500E	2800	18637	9,75	19,39	529	L	1500/1800
128	Niigata	CNT-375ER	300	25196	4,47	2,61	620	L	1500/1800
129	Niigata	CNT-4000E	3200	17696	9,75	19,39	560	L	1500/1800

N°	Manufacturier	Modelle	P _{h RTG}	Q _{sp}	δ _K	$\dot{m}_{g.e.}$	t _{g.e.}	cb.	rotation
			kW	kW/kWh _e	-	kg/s	°C	-	rot/min
130	Niigata	CNT-40C	4937	12663	10,87	19,6	506	L/G	1500/1800
131	Niigata	CNT-4500E	3736	12847	9,87	18,6	467	L	1500/1800
132	Niigata	CNT-5000E	4523	12376	10,45	19	512	L	1500/1800
133	Niigata	CNT-500ER	400	26156	4,47	4,33	535	L	1500/1800
134	Niigata	CNT-50C	5531	12148	12,22	22,2	484	L/G	1500/1800
135	Niigata	CNT-6000E	5089	12018	12,03	22	488	L	1500/1800
136	Niigata	CNT-60C	6836	11183	16	26,5	482	L/G	1500/1800
137	Niigata	CNT-625ER	500	24512	4,47	4,33	609	L	1500/1800
138	Niigata	CNT-750ER	600	21600	7,6	5,2	490	L	1500/1800
139	Niigata	CNT-9000E	6551	11322	16,04	26,1	479	L	1500/1800
140	Niigata	CNT-90C	9964	11741	16,85	40,4	462	L/G	1500/1800
141	Nuovo Pignone	LM6000	43450	8710	27,6	127	450		3600
142	Nuovo Pignone	LM6000	44850	8435	27,8	127	450		3600
143	Nuovo Pignone	MS3002	11290	13440	7,1	53,1	542		6500
144	Nuovo Pignone	MS3002R	10830	10450	7,3	53,1	370		6500
145	Nuovo Pignone	MS5001	26300	12650	10,5	124,1	487		5094
146	Nuovo Pignone	MS5002C	28340	12310	8,9	126,1	516		4670
147	Nuovo Pignone	MS5002D	32590	11900	10,8	141,3	510		4670
148	Nuovo Pignone	MS5002R	26550	9890	8,7	121,1	367		4670
149	Nuovo Pignone	MS6001B	37810	11120	10,9	130	547		4860
150	Nuovo Pignone	MS6001B	39620	11300	11,9	142	532		5133
151	Nuovo Pignone	MS6001FA	70140	10530	14,5	202	591		5254
152	Nuovo Pignone	MS7001EA	81590	11020	11,8	278	546		3460
153	Nuovo Pignone	MS9001E	123400	10650	12,6	412	543		3000
154	Nuovo Pignone	MS9001EC	169200	10310	14,4	508,1	557		3000
155	Nuovo Pignone	MS9001FA	255600	9760	15,4	638	609		3000
156	Nuovo Pignone	PGT10	10660	11060	14,1	42,1	484		7900
157	Nuovo Pignone	PGT10	10220	11540	14,1	42,1	484		7900
158	Nuovo Pignone	PGT10B(single shaft)	11700	11251	16,1	47,8	483		11000
159	Nuovo Pignone	PGT10B(two shafts)	12000	10843	15,8	47	480		7900
160	Nuovo Pignone	PGT16	14260	9935	20,1	47,4	493		7900
161	Nuovo Pignone	PGT16	13760	10295	20,1	47,4	493		7900
162	Nuovo Pignone	PGT2	2100	13720	12,5	10,7	525		22500
163	Nuovo Pignone	PGT2	2000	14400	12,5	10,7	525		1500/1800
164	Nuovo Pignone	PGT25	22450	9910	17,9	68,9	525		6500
165	Nuovo Pignone	PGT25	23270	9565	17,9	68,9	525		6500
166	Nuovo Pignone	PGT25+	28930	9260	20,7	83	502		6100
167	Nuovo Pignone	PGT25+	29980	8935	20,7	83	502		6100
168	Nuovo Pignone	PGT5 (single shaft)	5220	13420	9,1	24,6	523		1500/1800
169	Nuovo Pignone	PGT5 (two shafts)	5450	13450	8,6	25,8	533		10290
170	Nuovo Pignone	PGT5B(single shaft)	5900	10876	15,1	20,2	568		16630
171	Opra Optimal	OP16R2A	1630	9730	6,7	8	340	L/G	1500/1800
172	Opra Optimal	OP16S2A	1750	13846	6,7	8	590	L/G	1500/1800

N°	Manufacturier	Modele	P _b HC	q _{sp}	δ _K	ṁ _{g.c.}	t _{g.c.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _c	-	kg/s	°C	-	rot/min
173	Pratt & Whitney	ST18A Dry	1961	11900	14	7,97	532	L/G	20000
174	Pratt & Whitney	ST30	3340	11249	15	13,02	513	L/G	14875
175	Pratt & Whitney	ST40	4039	10878	16,7	13,97	544	L/G	14875
176	Pratt & Whitney	ST6L-721	508	15400	6,8	3	514	L/G	33000
177	Pratt & Whitney	ST6L-794	604	14900	7	3,12	561	L	33000
178	Pratt & Whitney	ST6L-795	678	14600	7,4	3,24	589	L/G	33000
179	Pratt & Whitney	ST6L-812	734	14400	8,2	3,74	542	L	30000
180	Pratt & Whitney	ST6L-813	848	13900	8,5	3,92	566	L/G	30000
181	Pratt & Whitney	ST6L-90	1175	12884	10	5,26	536	L/G	30000
182	Pratt & Whitney	ST6T-76	1075	16900	7,7	5,89	575	L	6600
183	Rolls-Royce	501-KB5S	3949	12411	10,2	15,7	555	L/G	14589
184	Rolls-Royce	501-KB7	5273	11819	13,5	20,8	528	L/G	14589
185	Rolls-Royce	501-KF5	3896	13054	10,1	15,6	564	L	13820
186	Rolls-Royce	501-KF7	5229	11872	13,4	20,6	503	L	13820
187	Rolls-Royce	501-KH5	6420	8481	10,2	18,4	530	L/G	14600
188	Rolls-Royce	601-K11	7918	10921	19,4	30,4	488	L/G	11571
189	Rolls-Royce	601-K9	6449	11201	14,6	23,5	530	L/G	11571
190	Rolls-Royce	601-KF11	7835	10795	19,8	29,4	469	L	11500
191	Rolls-Royce	601-KF9	6466	10846	15	23,3	494	L	11500
192	Rolls-Royce	AVON	14580	12762	8,8	78,5	442	L/G	5500
193	Rolls-Royce	FT8 MarinePac	25050	9336	20	83,8	459	L	3600/5500
194	Rolls-Royce	FT8 MechPac	25980	9329	20	85,9	457	G	5500(2500)
195	Rolls-Royce	FT8 PowerPac	25690	9390	20	85,3	455	G	3000/3600
196	Rolls-Royce	FT8 TwinPac	51380	9390	20	170,6	455	G	3000/3600
197	Rolls-Royce	RB211-6562	28775	9737	20,8	94,4	491	L/G	4800
198	Rolls-Royce	RB211-6562 DLE	27516	9934	20,8	91,6	500	L/G	4800
199	Rolls-Royce	RB211-6761 DLE	30949	9215	21	92,1	508	L/G	4850
200	Rolls-Royce	RB211-6762 DLE	29430	9534	21	94,8	500	L/G	4850
201	Rolls-Royce	SPEY	19500	9607	21,9	66,7	458	L	5500
202	Rolls-Royce	THM 1203	5600	15584	7,6	34,6	500	L/G	7800
203	Rolls-Royce	THM 1203	5320	15538	7,6	34,6	500	L/G	7556/7541
204	Rolls-Royce	THM 1304	9250	12857	10	45,3	508	L/G	8000
205	Rolls-Royce	THM 1304	8790	13525	10	45,3	508	L/G	7556/7541
206	Rolls-Royce	THM 1304 D	9440	12605	10	45,3	508	L/G	8000
207	Rolls-Royce	THM 1304 D	8970	13260	10	45,3	508	L/G	7556/7541
208	Rolls-Royce	THM 1304 D+	10000	12000	10,5	45,3	506	L/G	8000
209	Rolls-Royce	THM 1304 D+	9510	12624	10,5	45,3	506	L/G	7556/7541
210	Rolls-Royce	TRENT	51190	8661	35	159,2	427	L/G	3600
211	Rolls-Royce	TRENT	50037	8660	35	159	425	L	3600
212	Rolls-Royce	WR 21	25242	8518	16,2	73	356	L	3600
213	Siemens (KWU)	V64.3A 1	67000	10375	15,8	191	589	G	5400
214	Siemens (KWU)	V84.2	108000	10682	11	357	540	G	3600
215	Siemens (KWU)	V84.3A	182000	9424	17,1	457	582	G	3600

N°	Manufacturier	Modele	P _b ITG	q _{sp}	δ _K	$\dot{m}_{sc}$	t _{re}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh _e	-	kg/s	°C	-	rot/min
216	Siemens (KWU)	V94.2	157000	10465	11,3	509	537	G	3000
217	Siemens (KWU)	V94.2A	190000	10227	13,9	520	589	G	3000
218	Siemens (KWU)	V94.3A	265000	9351	17	656	584	G	3000
219	Siemens (KWU)	W251B 1	49500	11025	15,3	175	514	G	5425
220	Siemens (KWU)	W501D5A	120500	10382	14,2	385	525	G	3600
221	Siemens (KWU)	W501F	186500	9633	15	460	590	G	3600
222	Siemens (KWU)	W501G 2	253000	9242	19,2	563	594	G	3600
223	Solar Turbines	Centaur 40	3515	12912	9,8	18,6	437	G	1500/1800
224	Solar Turbines	Centaur 40	3505	12909	10,2	19	446	G	15500
225	Solar Turbines	Centaur 50	4600	12269	10,6	19,1	509	G	1500/1800
226	Solar Turbines	Centaur 50	4570	11958	10,6	18,9	516	G	16500
227	Solar Turbines	Centaur 50L	4675	11613	10,5	18,6	508	G	14300
228	Solar Turbines	Mars 100	10695	11092	17,6	41,8	487	G	1500/1800
229	Solar Turbines	Mars 100	11185	10598	17,6	41,8	486	G	9500
230	Solar Turbines	Mars 90	9450	11360	16,5	40,2	464	G	1500/1800
231	Solar Turbines	Mars 90	9860	10881	16,5	40,2	464	G	9500
232	Solar Turbines	Mercury 50	4180	8752	9,1	16,3	368	G	1500/1800
233	Solar Turbines	Saturn 20	1210	14741	6,8	6,5	506	G	1500/1800
234	Solar Turbines	Saturn 20	1186	14670	6,6	6,5	520	G	22300
235	Solar Turbines	Taurus 60	5200	11882	12,2	22	485	G	1500/1800
236	Solar Turbines	Taurus 60	5330	11246	12	21,4	490	G	14300
237	Solar Turbines	Taurus 70	7688	10596	16,8	26,6	493	G	12000
238	Solar Turbines	Taurus 70	7250	10969	16,9	26,9	471	G	1500/1800
239	Solar Turbines	Titan 130	13505	10810	17,1	49,9	489	G	1500/1800
240	Solar Turbines	Titan 130	14540	10029	16,4	49,1	492	G	8855
241	Yanmar Diesel	ATS 20	1210	14676	6,5	6,5	508	L/G	1500-1800
242	Yanmar Diesel	ATS 40	2950	12912	9,7	18,6	437	L/G	1500-1800
243	Yanmar Diesel	ATS 50	3600	12312	10,3	19	492	L/G	1500-1800
244	Yanmar Diesel	ATS 60	4100	11881	11,7	22	482	L/G	1500-1800

N°	Manufacturier	Modele	P ₀ ITG	q _{sp}	δ _K	m _{g.c.}	t _{g.c.}	cb.	rotation
			kW	kJ/kWh	-	kg/s	°C	-	rot/min
1	ALSTOM	CYCLONE	13435	10209	16,19	39,67	571	G	9500
2	ALSTOM	CYCLONE	12901	10631	16,19	39,67	571	G	1500
3	ALSTOM	GT10B	25235	10464	13,6	79,3	546	L	7700
4	ALSTOM	GT10B	25430	10257	14	80,4	543	G/L	7700
5	ALSTOM	GT10B	24770	10535	14	80,4	543	G/L	7700
6	ALSTOM	GT10C	29060	10000	17,6	91	518	G/L	6500
7	ALSTOM	GT10C	30120	9649	17,6	91	518	G/L	6500
8	ALSTOM	GT10C	29235	9650	17,5	91	520	L	6500
9	ALSTOM	GT11N2	113700	10470	15,1	382	524	L/G	3000
10	ALSTOM	GT11N2	115400	10315	15,1	382	524	L/G	3600
11	ALSTOM	GT13E2	165100	10075	14,6	532	524	L/G	3000
12	ALSTOM	GT24	183000	9400	30	391	640	L/G	3600
13	ALSTOM	GT26	265000	9350	30	562	640	L/G	3000
14	ALSTOM	GT35C	17065	11212	12,3	92,9	377	G/L	6300
15	ALSTOM	GT35C	17000	11180	12	92	375	G/L	3000/3600
16	ALSTOM	GT35C	17365	10978	12	92	376	G/L	3450
17	ALSTOM	GT35C	17000	11180	12,1	92	378	L	3300
18	ALSTOM	GT8C	52800	10465	15,7	179	517	L/G	6210
19	ALSTOM	GT8C	52600	10526	15,7	179	517	L/G	6210
20	ALSTOM	GT8C2	57200	10375	17,6	195	511	L/G	6210
21	ALSTOM	GT8C2	57000	10435	17,6	195	511	L/G	6210
22	ALSTOM	GTX100	43000	9720	20	121	546	G/L	6600
23	ALSTOM	TB5000	3942	13566	7,82	21,18	488	G	1500
24	ALSTOM	TB5000	4130	13664	7,82	22,01	485	G	7950
25	ALSTOM	TEMPEST	7710	11886	13,97	29,8	545	G	1500
26	ALSTOM	TORNADO	7679	10748	12,6	29,46	490	G	10450
27	ALSTOM	TORNADO	6830	11142	11,82	27,95	476	G	9600
28	ALSTOM	TORNADO	6750	11418	12,34	29,28	466	G	1500
29	ALSTOM	TORNADO	6441	11579	11,85	28,15	471	G	1500
30	ALSTOM	TYPHOON	4348	11998	12,91	17,65	528	G	1500
31	ALSTOM	TYPHOON	4697	11932	14,14	19,04	525	G	1500
32	ALSTOM	TYPHOON	5252	11925	15,35	20,34	537	G	1500
33	ALSTOM	TYPHOON	4946	11253	14,5	17,95	545	G	13000
34	ALSTOM	TYPHOON	5046	11915	14,32	19,55	546	G	1500
35	GE Aero.	LM1600	14920	9800	21,4	47,2	504	L	7000
36	GE Aero.	LM2500+(PK)	30200	9230	22,2	85,7	518	L	3600
37	GE Aero.	LM2500PF	25060	9705	19,3	70,3	557	L	3600
38	GE Aero.	LM500	4474	11520	14,4	16,3	565	L	7000
39	GE Aero.	LM6000PC	42750	8570	28,5	124	456	L	3600
40	GE Power	M3142(J)	11290	13440	7,1	53	542	G	6500
41	GE Power	M3142R(J)*	10830	10450	7,3	53	370	G	6500
42	GE Power	M5261(RA)	19690	13270	7,5	92	531	G	4860
43	GE Power	M5322R(B)*	23870	10000	8,2	114	352	G	4670

Annexes (4)

TRC	Station de pompage	Latitude	Longitude
OB1	SP Haud-El-Hamra	31,897008	5,992683
OB1	SP Bis Djamaa	33,572308	5,77258
OB1	SP	N'est pas identifié	
OB1	SP	N'est pas identifié	
OB1	SP biskra	34,966917	5,626806
OB1	SP – msila	35,67352	4,506389
OB1	SP 3 Beni Monseur	36,311571	4,346317
OD1	SP- ELBORMA	31,644715	9,172166
OG1	SP1- borj menail	N'est pas identifié	
OH1	SP1 a Ohanet	28,712743	8,948111
OH1	SP2 Mederba	N'est pas identifié	
OH1	SP4 Gassi Touil	30,406022	6,553581
OH2	MASDAR	31,219194	6,751803
OH3	SP1	N'est pas identifié	
OH3	SP2	N'est pas identifié	
OK1	SP1 -H E H	31,882102	5,978515
OK1	SP2-Commune de Merara, El Oued	33,55956	5,776097
OK1	SP3	N'est pas identifié	
OK1	SP3-Biskra	34,966917	5,626806
OK1	SP4- Commune de Boumegueur, Batna	35,471963	5,516988
OZ1	SP1-H.Berkaoui	31,845186	5,054724
OZ1	SP2- Guellala Ouargla	32,17209	4,748868
OZ1	SP3- O.Noumer Ghardaia	32,577686	3,889356
OZ1	SP4-H Rmel	33,022832	3,220156
OZ1	SP5- Laghouat	N'est pas identifié	
OZ1	SP6-Djebil Tiaret	N'est pas identifié	
OZ2	SP1-H.Berkaoui	31,845186	5,054724
OZ2	SP2- Guellala Ouargla	32,17209	4,748868
OZ2	SP3- O.Noumer Ghardaia	32,577686	3,889356
OZ2	SP4-H Rmel	33,022832	3,220156
OZ2	SP5-Milok Laghouat	N'est pas identifié	
OZ2	SP6-Djebil Tiaret		
OT1	SP		
OT1	SP	N'est pas identifié	
OD1	SP	N'est pas identifié	
LZ1	SP1	N'est pas identifié	
LZ1	SP2	N'est pas identifié	
LZ2	SP	33,022832	3,220156
LNZ0	SP1	N'est pas identifié	
LNZ1	SP2	N'est pas identifié	
LR1/DLR1- ELR1-	SP3	31,882102	5,978515
LR1/DLR1- ELR1-	SP1 H E H	N'est pas identifié	

LR1/DLR1- ELR1-	SP2	N'est pas identifié	
LNZ1(*)	SP3	N'est pas identifié	
LNZ1(*)	SP1		
LNZ1(*)	SP2		
NZ1	SP1	N'est pas identifié	
NZ1	SP2	N'est pas identifié	
NZ1	SP3	N'est pas identifié	
NK1	SP1 HASSI-MESSAOUD	31,881044	5,986821
NK1	SP2	34,845064	5.512626

TRC	Station de compression	Latitude	longitude
GK1	SC A- Hassi Delaa	33,5183	3,8018
GK1	SC B- Ouled Djellal	34.675041	6.189691
GK1	SC C- Chaiba	34.675395	6.189624
GK1	SC D- Commune de Sefiane, Batna	35.434890	5.490317
GK1	SC E- Ain Djasser	35.919980	6.028287
GG1	SC3- Laghouat	33.130337	3.346432
GO1	SC-O,SAFSAF	N'est pas identifié	
GPDF	SC3	33.020895	0.605885
GR1	TFT	28.414724	7.548035
GR2	TFT	28.414724	7.548035
GR2	SC1- Rhoud Nouss	29.672271	6.726482
GR2	SC2-Cina	31.848453	6.038154
GR2	SC3-Ouargla	31,845639	5,0621
GR2	SC4-Hassi Rmel	32.893123	3.286360
GZ0	SC1-Milok	N'est pas identifié	
GZ0	SC2-Mseka	34.072119	2.573058
GZ0	SC3-Tiaret	N'est pas identifié	
GZ0	SC4-Relizane	35.719905	0.578884
GZ1	SC1-Milok. (Laghouat	N'est pas identifié	
GZ1	SC2-Mseka	34.072119	2.573058
GZ1	SC3-Medareg	34,68147	2.118315
GZ1	SC4-Nador	35.036676	1.506999
GZ1	SC5-Kenanda	35.661010	0.800250
GZ2	SC1-Milok	N'est pas identifié	
GZ2	SC2-Mseka	34.072113	2.573051
GZ2	SC3-Medareg	34,68147	2.118315
GZ2	SC4-Nador	35.036676	1.506999
GZ2	SC5-Kenanda	35.661010	0.800250
GZ3	SC1-Milok	N'est pas identifié	
GZ3	SC2-Mseka	34.072113	2.573051
GZ3	SC3-Medareg	34.681470	2.118315
GZ3	SC4-Nador	35.036676	1.506999
GZ3	SC5-Kenanda	35.661010	0.800250
GR5		32.897027	3.246661