

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG)

**Étude préparatoire du projet de
construction de la centrale électrique à
cycle combiné à Radès en Tunisie**

Rapport Final

Mars, 2014

Japan International Cooperation Agency (JICA)

Tokyo Electric Power Services Co., LTD

7R
CR(5)
14-008

Table des Matières

Résumé

Chapitre 1 Préface

1.1	Arrière-plan de l'Étude	I-1
1.2	Objectif de l'Étude et Étendue de l'Étude	I-3
1.2.1	Objectif de l'Étude	I-3
1.2.2	Étendue de l'Étude	I-3
1.2.3	Durée de l'Étude.....	I-4
1.3	Composition de l'Équipe d'Étude	I-6

Chapitre 2 Situation socio-économique

2.1	Vue d'ensemble	II-1
2.1.1	Géographie et Climat.....	II-1
2.1.2	Organisation administrative.....	II-1
2.1.3	Situation politique	II-2
2.2	Situation socio-économique.....	II-3
2.2.1	Population.....	II-3
2.2.2	Main d'œuvre	II-3
2.3	Conditions macro-économiques	II-4
2.3.1	Produit Intérieur Brut	II-4
2.3.2	Indice de production industrielle	II-6
2.3.3	Inflation et masse monétaire.....	II-7
2.3.4	Balance des paiements.....	II-7
2.3.5	Taux de change	II-8
2.4	Finances gouvernementales et Dette extérieure.....	II-8

2.4.1	Finances publiques	II-8
2.4.2	Dettes extérieures	II-9

Chapitre 3 Vue d'ensemble du secteur de l'énergie en Tunisie

3.1	Vue d'ensemble du secteur de l'énergie en Tunisie	III-1
3.1.1	Organisation	III-1
3.1.2	Vue d'ensemble des centrales électriques existantes	III-2
3.1.3	Vue d'ensemble des installations de transmission de l'électricité	III-5
3.1.4	Plan de développement des centrales électriques et prévision de la demande en électricité	III-9
3.2	Tarifs de l'électricité	III-13
3.3	Situation financière de la STEG	III-14
3.3.1	Bilan	III-14
3.3.2	État de résultat	III-15

Chapter 4 Survey of Rades Power Plant Facilities

4.1	Situation du site	IV-1
4.1.1	Généralités	IV-1
4.1.2	Sélection du site	IV-1
4.1.3	Conditions du site	IV-2
4.2	Installations existantes	IV-8
4.2.1	Vue d'ensemble des équipements existants aux centrales thermiques Radès A et B	IV-8
4.2.2	Structure organisationnelle et autres données sur les centrales thermiques Radès A et B	IV-9

Chapitre 5 Plan d'alimentation en combustible

5.1	Vue d'ensemble du gaz naturel en Tunisie	V-1
-----	--	-----

5.2	Volumes de production, d'importation et de consommation du gaz naturel (relevé de performance).....	V-4
5.3	Prévisions sur la consommation de gaz naturel et plan d'alimentation.....	V-5
5.4	Possibilité d'alimentation en gaz vers la centrale CCPP Radès C.....	V-6
5.4.1	Vérification de l'accord d'alimentation en gaz naturel.....	V-6
5.4.2	Vérification du volume d'alimentation requis estimé en prenant en considération la durée de vie du projet.....	V-6
5.4.3	Vérification de la pertinence et de la faisabilité du Projet du point de vue de l'alimentation en gaz.....	V-7

Chapter 6 Basic Design

6.1	Étude de conception.....	VI-1
6.1.1	Conditions de conception.....	VI-1
6.1.2	Description du système de la centrale.....	VI-8
6.1.3	Étude portant sur la configuration d'arbre(s).....	VI-9
6.1.4	Turbine à gaz candidate et performance.....	VI-20
6.1.5	Performance de la centrale avec une turbine à gaz candidate.....	VI-23
6.1.6	Système de refroidissement du condenseur.....	VI-30
6.1.7	Système de refroidissement de l'air d'entrée de compresseur.....	VI-32
6.2	Plan du terrain.....	VI-40
6.3	Systèmes de base pour la conception de la centrale.....	VI-42
6.3.1	Système de la turbine à gaz.....	VI-42
6.3.2	Système de turbine à vapeur.....	VI-50
6.3.3	Système du générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC).....	VI-54
6.3.4	Usine de traitement de l'eau.....	VI-66
6.3.5	Système d'alimentation en gaz combustible.....	VI-73
6.3.6	Équipement électrique.....	VI-76
6.3.7	Équipement C&I.....	VI-83

6.3.8	Installations de génie civil et d'architecture.....	VI-87
6.4	Programme des travaux de construction.....	VI-89
6.4.1	Programme de fourniture des équipements et matériels.....	VI-89
6.4.2	Programme de transport de matériel / d'équipement	VI-91
6.4.3	État actuel du site.....	VI-93
6.4.4	Calendrier des travaux de construction	VI-95

Chapter 7 System Analysis and Grid Connection Plan

7.1	Analyse du système	VII-1
7.1.1	Objectif.....	VII-1
7.1.2	Prémisse.....	VII-1
7.1.3	Analyse du flux de puissance	VII-7
7.1.4	Analyse du courant de défaut	VII-13
7.1.5	Analyse de la stabilité dynamique	VII-14
7.1.6	Conclusion.....	VII-14
7.2	Plan de raccordement au réseau.....	VII-15
7.2.1	Lignes de transmission et sous-stations à raccorder au réseau électrique national	VII-15
7.2.2	Lignes de transmission et sous-stations essentielles pour le raccordement au réseau électrique national	VII-19
7.2.3	LT et SS autour de la centrale Radès C renforcées par le Plan de renforcement du réseau électrique.....	VII-23
7.2.4	Conclusion.....	VII-30

Chapter 8 Environmental and Social Considerations

8.1	Situation environnementale	VIII-1
8.1.1	Emplacement du site.....	VIII-1
8.1.2	Environnement naturel	VIII-2
8.1.3	Environnement social	VIII-14

8.2	Évaluation d'impact environnemental et autres systèmes légaux	VIII-17
8.2.1	Présentation de l'administration environnementale	VIII-17
8.2.2	Cadre juridique lié à l'environnement.....	VIII-18
8.2.3	Vue d'ensemble des évaluations d'impact environnemental	VIII-26
8.3	Comparaison des alternatives comprenant l'option Zéro.....	VIII-41
8.3.1	Option Zéro (cas où le projet n'est pas mis en œuvre).....	VIII-41
8.3.2	Comparaison avec les énergies renouvelables.....	VIII-41
8.3.3	Considération d'un site alternatif	VIII-43
8.3.4	Considération du combustible	VIII-43
8.3.5	Considération de la méthode de production d'électricité.....	VIII-44
8.4	Considération des installations associées	VIII-45
8.4.1	Gazoduc pour le gaz	VIII-45
8.4.2	Installations de transmission d'électricité	VIII-46
8.5	Cadrage et termes de référence (TDR) pour l'Enquête sur l'environnement naturel et social	VIII-48
8.5.1	Impacts environnementaux prévus	VIII-48
8.5.2	TDR de l'étude d'EIE.....	VIII-53
8.6	Résultats de l'étude sur l'environnement naturel et social	VIII-57
8.6.1	Contrôle de la pollution.....	VIII-57
8.6.2	Environnement naturel	VIII-60
8.6.3	Environnement social	VIII-66
8.7	Évaluation de l'impact environnemental et social	VIII-70
8.7.1	Phase de Construction	VIII-70
8.7.2	Phase d'exploitation.....	VIII-74
8.7.3	Résumé de l'évaluation de l'impact environnemental et social.....	VIII-94
8.8	Plan de gestion environnementale	VIII-103
8.8.1	Système de mise en œuvre	VIII-103
8.8.2	Plan de gestion environnementale	VIII-105
8.9	Plan de monitoring environnemental.....	VIII-120

8.10 Réunions des acteurs concernés.....	VIII-127
8.10.1 1ère réunion d’acteurs concernés	VIII-129
8.10.2 2nde réunion d’acteurs concernés.....	VIII-131
8.10.3 3e réunion d’acteurs concernés.....	VIII-129
8.11 Autres	VIII-135
8.11.1 Liste de contrôle environnemental	VIII-135
8.11.2 Formulaire de monitoring.....	VIII-147
8.12 Estimation des réductions de gaz à effet de serre	VIII-154
8.12.1 Méthodologie.....	VIII-154
8.12.2 Estimation de l’effet des réductions d’émissions de gaz à effet de serre	VIII-156

ANNEXE

1. 1ère réunion des parties prenantes
2. 2e réunion des parties prenantes
3. 3e réunion des parties prenantes

Chapter 9 Project Implementation Program

9.1 Objectif du Projet.....	IX-1
9.2 Emplacement du projet et information sur la zone environnante	IX-1
9.3 Description du Projet	IX-2
9.3.1 Description du Plan du projet	IX-2
9.3.2 Étendue du Projet	IX-3
9.3.3 Étendue des services de consultation.....	IX-6
9.3.4 Calendrier d’affectation du personnel pour les services de consultation	IX-18
9.4 Coût du projet et plan financier	IX-20
9.4.1 Hypothèses utilisées à des fins de calcul de l’investissement initial	IX-20
9.4.2 Coût du Projet.....	IX-21

9.5	Calendrier d'exécution du projet	IX-21
9.6	Méthode de passation de marchés	IX-24
9.6.1	Situation de la passation de marchés des projets similaires en Tunisie	IX-24
9.6.2	Sélection du Consultant	IX-24
9.6.3	Sélection des Contractants	IX-25
9.7	Organisme d'exécution du Projet	IX-28
9.7.1	Organisme d'exécution	IX-28
9.7.2	Unité de gestion du Projet (UGP)	IX-28
9.7.3	Capacités technologiques	IX-32
9.8	Système d'exploitation, de gestion et maintenance et Stratégie du présent projet	IX-32
9.9	Indicateurs de performances clé	IX-38
9.9.1	Indicateurs opérationnels et d'effet	IX-38
9.9.2	Effets qualitatifs	IX-39

Chapter 10 Economic and Financial Analysis

10.1	Bases de l'analyse économique et financière	X-1
10.2	Évaluation financière	X-1
10.2.1	Méthode d'évaluation et paramètres de base	X-1
10.2.2	Coût financier	X-1
10.2.3	Bénéfices financiers	X-2
10.2.4	Coût moyen pondéré du capital	X-2
10.2.5	Analyse financière : TIRF	X-3
10.2.6	Analyse de sensibilité	X-4
10.3	Évaluation économique	X-6
10.3.1	Méthodologie de l'évaluation et paramètres de base	X-6
10.3.2	Coût économique	X-6
10.3.3	Bénéfices économiques	X-6

10.3.4	Évaluation économique	X-7
10.3.5	Analyse de sensibilité.....	X-7

Tableau des abréviations

Abréviations	Mots
ACL	Appel à la concurrence locale
AP	Accord de prêt
C/B	Coûts/Bénéfices
CB	Disjoncteur
CCPP	Centrale électrique à cycle combiné
CEI	Commission Électrotechnique Internationale
C & I	Contrôle et instrumentation
C/P	Homologue
CSLT	Contrat de service à long terme
CT	Centrale thermique
EF	Étude de faisabilité
EIE	Étude d'impact environnemental
EIES	Étude d'impact environnemental et social
E&M	Exploitation et maintenance
ETAP	Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières
FMI	Fonds monétaire international
Ghannouch	Centrale thermique Ghannouch existante
GVRC	Générateur de vapeur à récupération de chaleur
IS	Interrupteur sectionneur
ISO	Organisation internationale de normalisation
JICA	Agence japonaise pour la coopération internationale (JICA)
LT	Lignes de transmission
MDCI	Ministère du Développement et de la Coopération Internationale
MI	Ministère de l'industrie
PAP	Prêt à payer
PEI	Producteur d'électricité indépendant
PGE	Plan de gestion environnemental
PI	Poste d'interconnexion
PI Radès III	Poste d'interconnexion Radès III
PQ	Pré-qualification

Abréviations	Mots
Radès A	Centrale thermique Radès A existante
Radès A et B	Centrales thermiques Radès A et B existantes
Radès B	Centrales thermique Radès B existante
Radès C	Centrale thermique Radès C (le projet)
Radès II	Centrale thermique Radès II existante (PEI par Carthage Power)
SIA	Sous-station isolée à l'air
SIG	Système (ou sous-station) isolé au gaz
SNDP	Société Nationale de Distribution des Pétroles
Sousse A	Centrale Thermique de Sousse A existante
Sousse B	Centrale Thermique à Cycle Combiné Sousse B existante
Sousse C	Centrale Thermique à Cycle Combiné Sousse C (en construction)
Sousse D	Centrale Thermique à Cycle Combiné Sousse D (en construction)
SPE	Stations de production électrique
SRP	Station de réduction de la pression
SS	Sous-station
SS Radès I	Sous-station Radès I
SS Radès II	Sous-station Radès II
STEG	Société tunisienne de l'électricité et du gaz
STIR	Société Tunisienne des Industries de Raffinage
TC	Transformateur de courant
TDR	Termes de référence
TG	Centrale thermique avec turbines à gaz
TIRE	Taux interne de rendement économique
TIRF	Taux de rentabilité interne financière
TP	Transformateur de Potentiel
TV	Turbine à vapeur
VAN	Valeur actualisée nette

Unités

Préfixes

μ	:	micro- = 10^{-6}
m	:	milli- = 10^{-3}
c	:	centi- = 10^{-2}
d	:	déci- = 10^{-1}
da	:	déca- = 10
h	:	hecto- = 10^2
k	:	kilo- = 10^3
M	:	méga- = 10^6
G	:	giga- = 10^9

Unités de Longueur

m	:	mètres
mm	:	millimètres
cm	:	centimètres
km	:	kilomètres
In	:	pouce
Ft	:	pied
Yd	:	yard

Unités de Superficie

cm^2	:	centimètre carré
m^2	:	mètre carré
km^2	:	kilomètre carré
ft^2	:	pied carré
yd^2	:	yard carré
ha	:	hectare

Unités de Volume

m^3	:	mètre cube
l	:	litre
kl	:	kilolitre

Unités de Poids

g	:	gramme
kg	:	kilogramme
t	:	tonne (métrique)
lb	:	livre

Unités de Densité

kg/m ³	:	kilogramme par mètre cube
t/m ³	:	tonne par mètre cube
mg/m ³ N	:	milligramme par mètre cube normal
g/m ³ N	:	gramme par mètre cube normal
ppm	:	parts par million
µg/scm	:	microgramme par mètre cube standard

Unités de Pression

kg/cm ²	:	kilogramme par centimètre (calibre)
lb/in ²	:	livre par pouce carré
mmHg	:	millimètre de mercure
mmHg abs	:	millimètre de mercure absolu
mAq	:	mètre solution aqueuse
lb/in ² , psi	:	livre par pouce carré
Atm	:	atmosphère
Pa	:	Pascal
Bara	:	bar absolu

Unités d'énergie

Kcal	:	kilocalorie
Mcal	:	mégacalorie
MJ	:	méga joule
TJ	:	tera joule
kWh	:	kilowatt-heure
MWh	:	mégawatt-heure
GWh	:	gigawatt-heure
Btu	:	British thermal unit

Unités de valeur de chauffage

kcal/kg	:	kilocalorie par kilogramme
kJ/kg	:	kilojoule par kilogramme
Btu/lb	:	British thermal unit par livre

Unités de flux de chaleur

kcal/m ² h	:	kilocalorie par mètre carré heure
Btu/ft ² H	:	British thermal unit par pied carré heure

Unités de Température

Deg	:	degré
°	:	degré

C	:	Celsius ou Centigrade
°C	:	degré Celsius ou Centigrade
F	:	Fahrenheit
°F	:	degré Fahrenheit

Unités d'Électricité

W	:	watt
kW	:	kilowatt
A	:	ampère
kA	:	kiloampère
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampère
MVA	:	mégavolt ampère
Mvar	:	méga var (méga volt-ampère-réactive)
kHz	:	kilohertz

Unités de Temps

S	:	seconde
Min	:	minute
H	:	heure
D	:	jour
Y	:	an

Unités de Débit

t/h	:	tonne par heure
t/d	:	tonne par jour
t/y	:	tonne par an
m ³ /s	:	mètre cube par seconde
m ³ /min	:	mètre cube par minute
m ³ /h	:	mètre cube par heure
m ³ /d	:	mètre cube par jour
lb/h	:	livre par heure
m ³ N/s	:	mètre cube par seconde condition normale
m ³ N/h	:	mètre cube par heure condition normale

Unité de Conductivité

μS/cm	:	microSiemens par centimètre
-------	---	-----------------------------

Unité de Niveau sonore

dB	:	décibel
----	---	---------

Unités monétaires

US\$: Dollar US
¥ : Yen Japonais



La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG)



Étude préparatoire du projet de construction de la centrale électrique à cycle combiné à Radès en Tunisie

Rapport Final Résumé

Mars, 2014

Agence Japonaise pour la Coopération Internationale (JICA)
Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. (TEPSCO)

1



Contenu



1. Contexte et objectifs de l'étude préparatoire
2. Aperçu du projet et de la zone
3. Rubriques de l'étude et calendrier
4. Situation socio-économique
5. Vue d'ensemble du Secteur de l'énergie en Tunisie
6. Plan d'alimentation en combustible
7. Conception de base
8. Plan d'analyse du système et du raccordement au réseau
9. Considérations environnementales et sociales
10. Programme d'exécution du projet
11. Analyse financière et économique

2



1. Contexte et objectifs de l'étude préparatoire

3



Contexte et objectifs de l'étude préparatoire

Nécessité d'une nouvelle centrale à cycle combiné de 450 à 500 MW pour faire face à l'augmentation de la demande d'électricité en Tunisie



- **Mener une étude préparatoire du projet de construction de la centrale électrique à cycle combiné (CCPP) à Radès**
- **Formuler le projet convenable au prêt d'APD de la JICA**



Construction de la centrale CCPP Radès C

4



2. Aperçu du projet

5



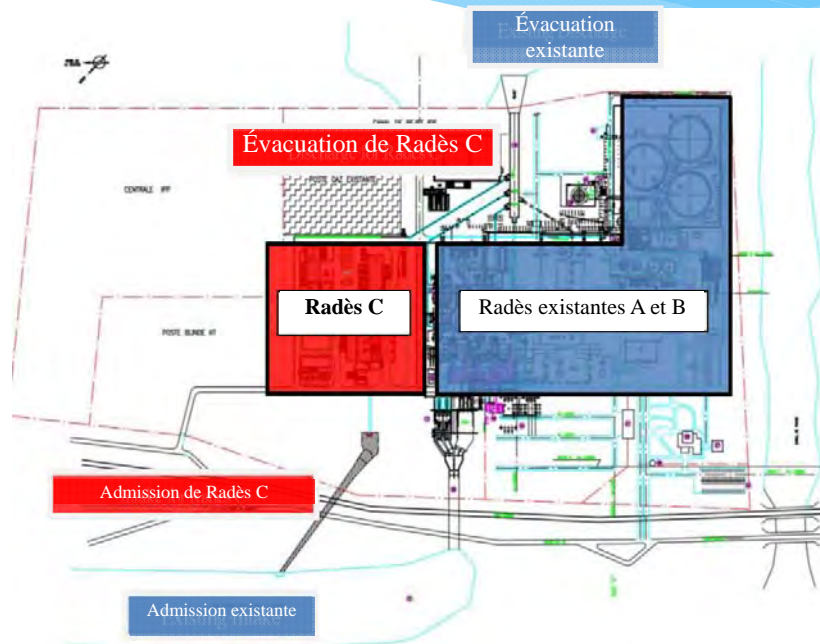
Aperçu du projet

Élément	Contenu
Type	CCPP (Centrale électrique à cycle combiné)
Capacité	430 - 500 MW
DOC (date d'opération commerciale) pour TG	2017
DOC pour CCPP	2018
Site	Ville de Radès en Tunisie
Propriétaire	STEG

6



Plan de mise en page du site



7

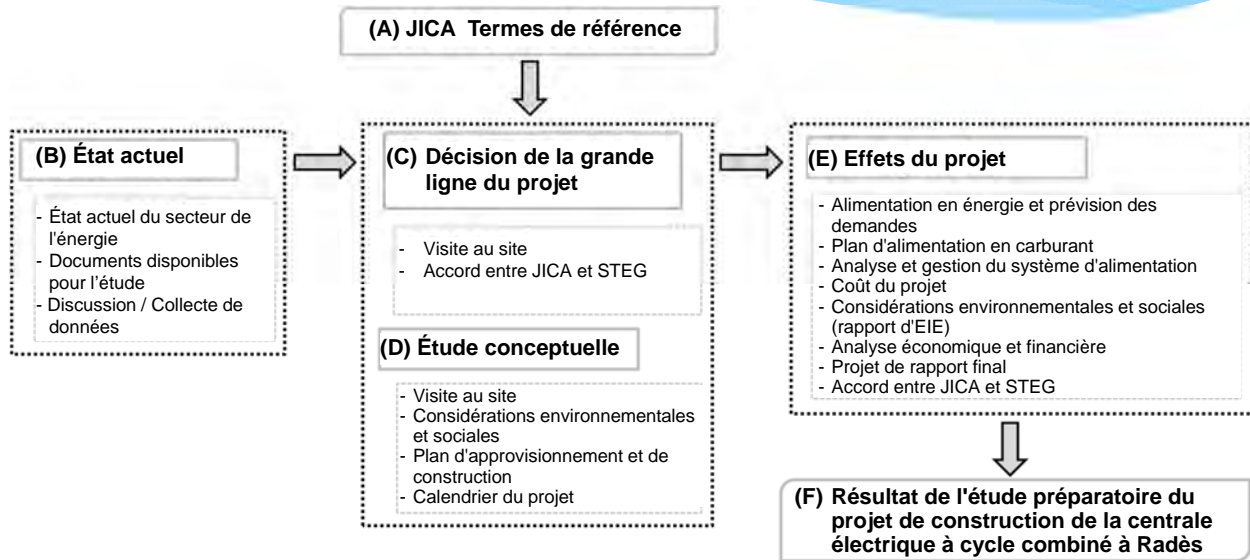


3. Éléments de l'étude et calendrier

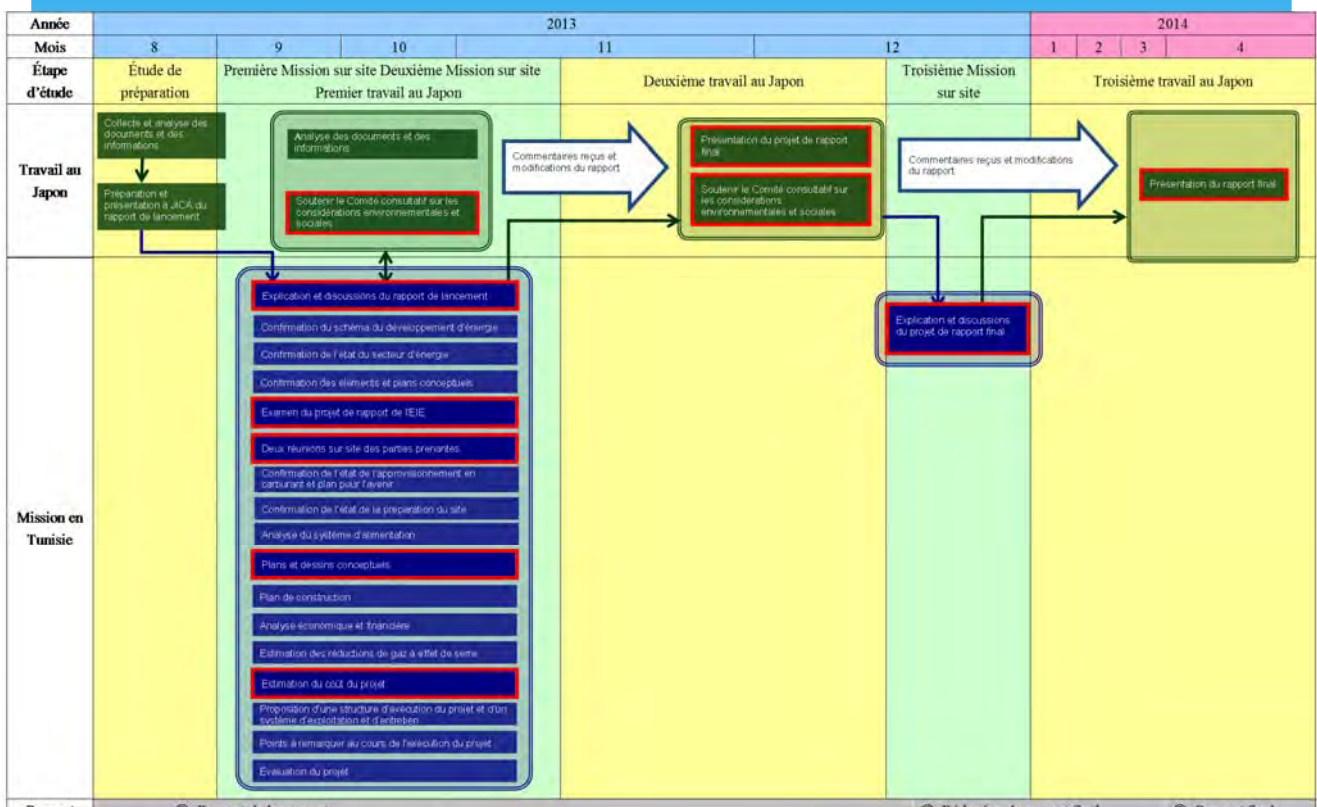
8



Éléments de l'étude et calendrier



Éléments de l'étude et calendrier





4. Situation socio-économique

11



Situation socio-économique

- * Population totale : 10 777 000 en 2012, population active de 8 315 000 (2^e trimestre 2013)
- * Environ 30 %, 90 % de la population ont moins de 30 ans.
- * PIB : 29,43 milliards de TND en 2012, les taux de croissance annuels de -1,9 % en 2011, mais de 3,3 % en 2012, avec 4,6 % prévu en 2014.
- * Inflation : 5,6 % en 2012, hausse de l'inflation à cause des prix internationaux élevés des biens d'importation, dépréciation de la monnaie, etc.
- * Balance des paiements : Élargissement du déficit commercial à 10,1 % du PIB en 2012.
- * Taux de change : Dépréciation du TND / USD à 1,5618 TND / USD en 2012.
- * Finances publiques : Soldes primaires et généraux détériorés, déficit global atteignant 6 % du PIB
- * Dette extérieure : 38,8 % du PIB, ratio du service de la dette de 10 % en 2011

12



Prix de l'électricité

Tarifs	Prix de l'électricité (millième de TND/kWh)			
	Jour	Pointe	Soirée	Nuit
Basse tension (BT)				
Tranche économique (1 à 2 kVA et ≤ 50kWh/an)				
Tranche économique	De 1 à 50 kWh/mois			75
(1 à 2 kVA et > 50 kWh/an)	≥ 51 kWh/mois			92
Tranche ordinaire	De 1 à 300 kWh/mois			133
(> 2 kVA)	≥ 301 kWh/mois			133
Moyenne tension (MT)				
Normal				
125				
Décalages temporels « Postes Horaires »				
	110	168	133	85
Pompage de l'eau				
	126	156	Délestage	85
Secours (tarifs pour les auto-producteurs qui consomment en cas de nécessité)				
	128	180	150	90
Haute tension (HT)				
4 Postes Horaires				
	106	164	129	81
3 Postes Horaires				
	122	150	-	81
Secours				
	124	176	146	86

13



5. Vue d'ensemble du secteur de l'énergie en Tunisie

14



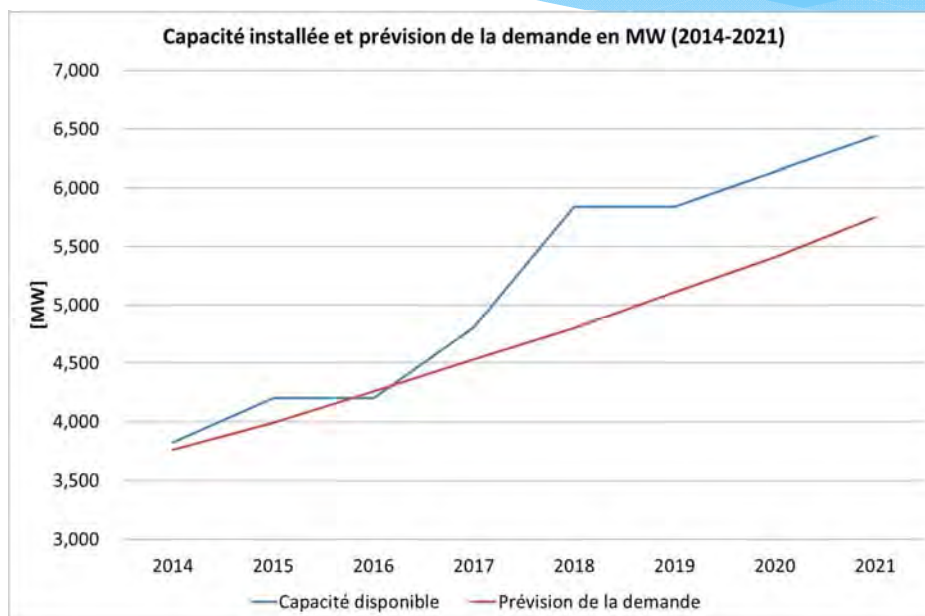
Vue d'ensemble du secteur de l'énergie en Tunisie Plan de développement des centrales électriques

Nom	Type of centrale	Emplacement	Capacité (MW)	Année de fonctionnement initial
Sousse C	CC	Sousse	424	2014
Sousse D	CC	Sousse	424	2015
Rades C	CC	Radès	450	2017 (GT) 2018 (CC)
Mornaguia #1	GT	Mornaguia	300	2017
Mornaguia #2	GT	Mornaguia	300	2017
(Centrale #1)	CC	(Not decided)	450	2018
(Centrale #2)	CC	(Not decided)	450	2019
(Tac 2020)	GT	(Not decided)	300	2020
(Tac 2021)	GT	(Not decided)	300	2021
Total	-	-	3,398	-

15



Capacité disponible et prévisions de la demande





6. Le plan d'alimentation en carburant

17



Prévisions sur la consommation en gaz naturel et plan de fourniture



Volume estimé de consommation de gaz naturel et fourniture prévue pour les 10 prochaines années

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1.Production	2.747	2.716	2.542	3.027	2.791	2.358	2.071	1.963	1.751	1.545
2.Importation	2.665	2.828	3.626	4.284	4.660	4.660	5.036	-	-	-
3. Consommation	5.432	5.544	5.601	5.927	6.270	6.563	6.903	7.172	7.529	7.592

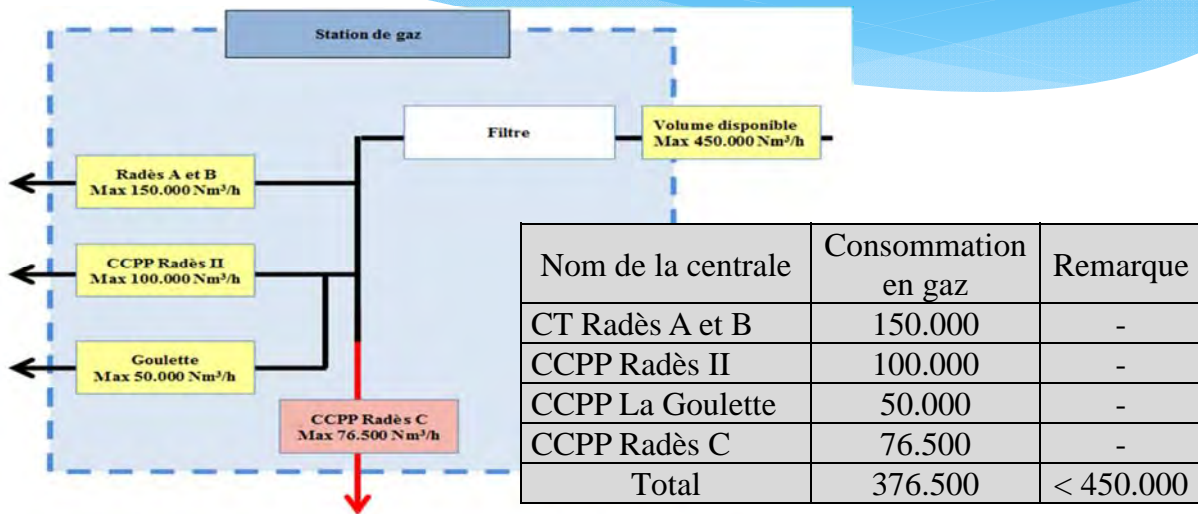
Pour assurer une alimentation stable en gaz naturel à long terme, il est essentiel de procéder à ce qui suit :

- ✓ Mise en œuvre du « South Tunisia Gas Project » conformément au calendrier.
- ✓ Pour le contrat d'importation passé avec l'Algérie qui expire en 2019, des efforts devront être déployés pour augmenter le volume d'achat et allonger la période de validité du contrat.
- ✓ Des efforts doivent être entrepris pour développer de nouveaux gisements de gaz en Tunisie.

18



Consommation horaire de gaz naturel dans chaque unité à la puissance nominale



Le gaz naturel peut être fourni jusqu'au volume de 450.000 Nm³/h. En contrepartie, le total de la consommation en gaz naturel de chaque centrale est de 376.500 Nm³/h. Par conséquent, ceci montre que le gaz naturel pourra être approvisionné de manière suffisante jusqu'à la centrale CCPP Radès C.

19



Système d'alimentation en gaz combustible



(1) Spécifications du gaz naturel

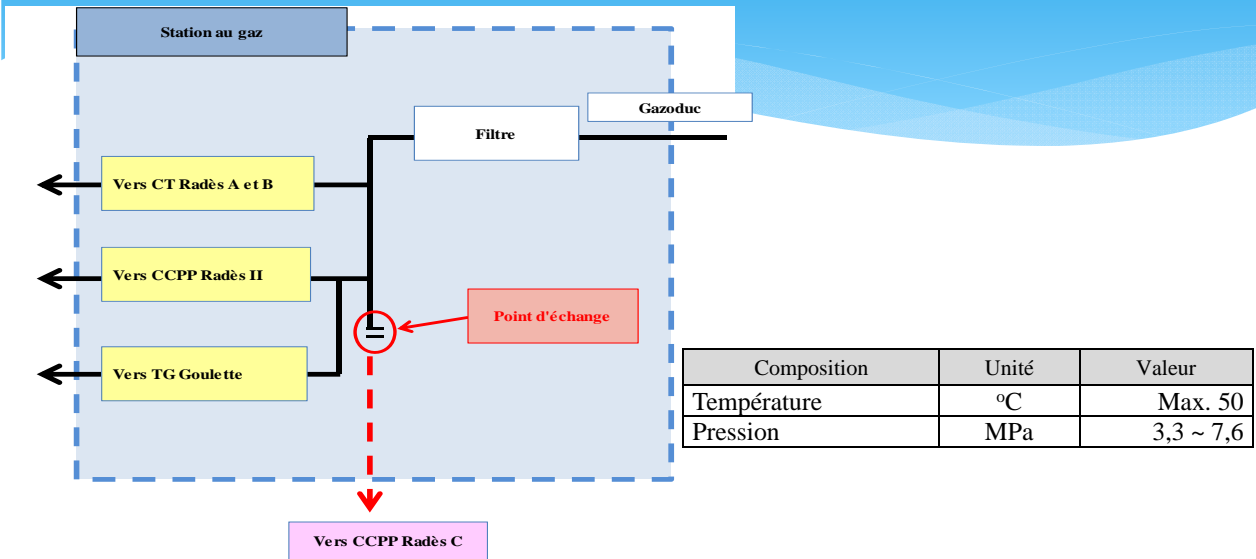
Composition	Unité	Valeur
Méthane	mol%	85,76
Éthane	mol%	7,26
Propane	mol%	1,64
i-Butane	mol%	0,21
n-Butane	mol%	0,33
i-Pentane	mol%	0,07
n-Pentane	mol%	0,07
Hexane	mol%	0,06
Azote	mol%	4,02
Dioxyde de carbone	mol%	0,53
Hélium	mol%	0,05
Total	mol%	100
Pouvoir calorifique (PCI)	kcal/m ³ N	9.057,23
Gravité spécifique	kg/m ³ N	0,829
Teneur maximum en H ₂ S	mg/m ³ N	7
Température	°C	Max. 50
Pression	MPa	3,3 ~ 7,6

Le gaz naturel sera utilisé en tant que combustible pour la centrale CCPP Radès C ainsi que pour les centrales thermiques Radès A et B. La turbine à gaz sera conçue pour fonctionner avec le gaz naturel spécifié.

20



Système d'alimentation en gaz combustible (2) Emplacement du point d'échange



Le gaz naturel est séparé au point d'échange et sera approvisionné jusqu'à la centrale CCPP Radès C. Après cela, le gaz naturel sera connecté à un compresseur de gaz combustible afin de pouvoir ajuster la pression au niveau requis à l'entrée de la turbine à gaz.

21



7. Éléments et Dessins base

22

Etat et spécifications de conception de base pour CCPP 1/2

Description	Conditions et spécifications	
	Point d'évaluation	Plage
Type de centrale	Centrale électrique à cycle combiné	
Type de turbine à gaz	Turbine à gaz classe F avec expérience exploitation commerciale spécifiée	
Type de disposition des arbres	Disposition de multi-arbres avec cheminée de dérivation	
Type d'exploitation	Fonctionnement en continu pour charge de base	
Type de système de refroidissement	Type à cycle ouvert, avec l'eau de mer	
Température thermomètre sec (°C)	20	10 à 40
Pression barométrique (kPa)	101,3	
Humidité relative (%)	70	20 à 90
Température eau de refroidissement (°C)	25,0	15,5 à 30,0

23

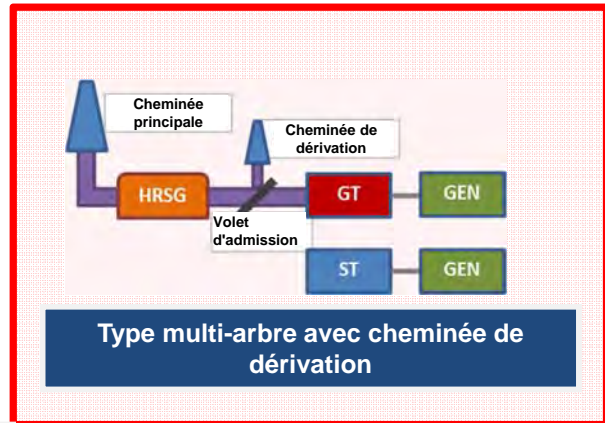
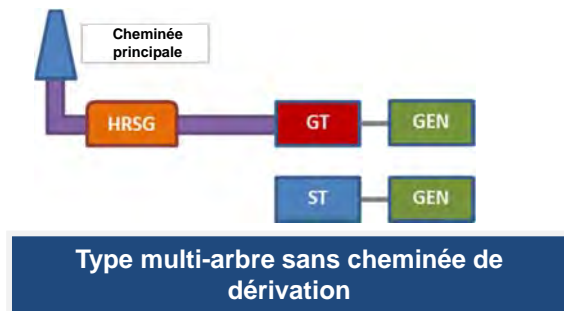
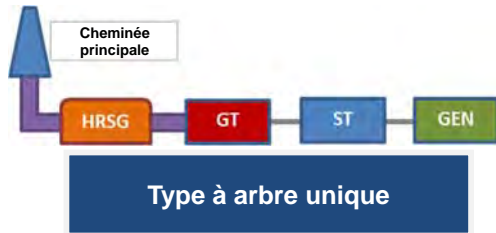
Etat et spécifications de conception de base pour CCPP 1/2

Description	Conditions et spécifications	
	Point d'évaluation	Plage
Type de combustible	Combustible principal : Gaz naturel Combustible de réserve : Carburant diesel	
Press. alimentation gaz naturel au point d'échange (MPa)	5,5	3,3 à 7,6
Temp. alimentation gaz naturel au point d'échange (°C)	25	15 à 50
Conditions pour définir capacité max. systèmes thermodynamique et électrique	Température thermomètre sec : 10 (°C) Humidité relative : 70 % Température eau de refroidissement : 15,5 (°C)	
Durée économiquement exploitable (années)	25	
Source d'eau d'appoint pour processus	Eau de mer dessalée	

24



Type de configuration d'arbre



Comparaison simple de configuration d'arbre

Éléments de comparaison	Arbre unique	Multi-arbre avec dérivation	Multi-arbre sans dérivation
Efficacité	Base	Légèrement inférieur	Légèrement inférieur
Fonctionnement des turbines à gaz à cycle simple	Non	Oui	Conditionnellement oui
Manœuvre de démarrage et d'arrêt	Base	Légèrement compliqué	Légèrement compliqué
Alimentation du dispositif de démarrage	Base	Légèrement inférieur	Légèrement inférieur
Entretien	Base	Légèrement coûteux	Légèrement coûteux
Espace requis pour l'installation	Base	Légèrement spacieux	Légèrement spacieux
Coût de construction	Base	Coûteux	Coûteux



Fabricant d'équipement d'origine (OEM) de la Turbine à gaz de classe F

N° de modèle de la turbine à gaz	Fabricant
GT 26 (AQC)	Alstom
9FB	General Electric
M701F4	Mitsubishi Heavy Industries
SGT5-4000F	Siemens

Les OEM sont désignés comme des fabricants qui ont effectué le développement à grande échelle du prototype de TG proposée ainsi que toutes les améliorations qui ont suivi.

27



Critères pour expérience exploitation commerciale des turbines à gaz de référence similaire

1. Le nombre total d'heures d'exploitation commerciale réussie des trois (3) turbines à gaz au minimum ne doit pas être inférieur à 30.000 heures d'exploitation réelle.
2. Une (1) des trois (3) turbines à gaz devra être en service en dehors du pays d'origine de son fabricant.
3. Les heures d'exploitation commerciale réussie de l'unité ayant le plus grand nombre d'heures d'exploitation parmi les trois (3) turbines doivent être supérieures à 16.000 heures d'exploitation réelle.
4. Les heures d'exploitation commerciale réussie minimum de chacune des trois (3) turbines à gaz ne doivent pas être inférieures à 6.000 heures d'exploitation réelle.

28



Confirmation de similarité de projet de turbine à gaz avec référence Turbines à gaz

1. La similitude entre les turbines à gaz proposés et de référence doit être confirmée par la fiche d'évaluation de similarité qui sera soumis à l'Acheteur à la proposition d'appel d'offres.
2. Le format de la fiche d'évaluation de similarité sera préparé par l'Acheteur et joint aux documents d'appel d'offres et doit être entièrement rempli par le soumissionnaire.
3. L'échantillon du format est prévu dans le projet de rapport final.

29



Spécifications de performance de la turbine à gaz par constructeurs avec une expérience éprouvée d'exploitation

Constructeur	Alstom	GE	Mitsubishi	Siemens
Type de modèle	GT 26	PG9371 (FB)	M701F4	SGT5-4000F
Type de classe	F	F	F	F
Puissance de sortie brute (MW)	292,1	284,2	312,1	292,0
Efficacité thermique brute (%)	38,5	37,9	39,3	39,8
Taux de pression	34,7	18,0	18,0	18,2
Débit d'air (kg/s)	653,2	654,1	702,6	692,2
Température d'échappement (°C)	615	642	597	577
Puissance spécifique de rendement (kW/kg/s)	447	434	444	422
Rapport carburant / air (%)	2,37	2,34	2,31	2,16

Note 1. Les données ci-dessus sont réalisées à partir des données figurant dans le manuel « Gas Turbine World GTW 2010 Handbook » (Vol. 28).

2. Les chiffres ci-dessus sont pour la norme ISO sur le gaz aturel.

3. L'efficacité est basée sur la valeur inférieure du pouvoir du carburant au gaz naturel.

4. La valeur inférieure du pouvoir calorifique est supposée être de 49000 kJ/kg.

30



Spécifications de performance de la centrale CCPP par turbines à gaz par constructeurs

Constructeur	Alstom	GE	Mitsubishi	Siemens
Type de modèle	KA 26-1	109FB	MPCP1(M701F)	SCC5-4000F
Modèle de turbine à gaz	GT 26	9FB	M701F4	SGT5-4000F
Type de cycle thermodynamique	Réchauffage triple-pression	Réchauffage triple-pression	Réchauffage triple-pression	Réchauffage triple-pression
Puissance de sortie nette de la centrale (MW)	424,0	437,2	464,5	423,0
Efficacité thermique nette de la centrale (%)	58,3	58,6	59,5	58,4
Pression du condenseur (kPa)	-	4,1	5,1	-

- Note 1. Les chiffres ci-dessus sont tirés du manuel « Gas Turbine World GTW 2010 Handbook » (Vol. 28).
 2. Les chiffres ci-dessus sont pour la norme ISO sur le gaz naturel.
 3. L'efficacité est basée sur la valeur inférieure du pouvoir PCI du gaz naturel.

31



Valeurs des performances attendues des centrales CCPP selon les turbines à gaz candidates au point PE

Type de modèle de turbine à gaz	GT 26	9FB	M701F4	SGT5-4000F
Puissance fournie brute de la centrale (MW)	417,0	428,7	443,8	409,9
Puissance fournie brute de la TG (MW)	274,1	274,7	297,4	274,4
Puissance fournie brute de la TV (MW)	142,9	154,0	146,4	135,5
Rendement thermique brut de la centrale (%)	57,3	57,7	57,8	57,7
Puissance fournie nette de la centrale (MW)	408,7	420,1	434,9	401,7
Rendement thermique net de la centrale (%)	56,1	56,5	56,6	56,5

1. La plage requise pour la puissance fournie nette de la centrale dans le dossier d'appel d'offres sera spécifiée à 400-460 MW en considérant une marge appropriée. La puissance fournie nominale de la centrale sera de 420 MW qui sont équivalent à la valeur moyenne dans la plage ci-dessus.
2. L'efficacité thermique requise pour le dossier d'appel d'offres sera spécifiée comme « supérieure à 54,0% » en considérant une marge appropriée.

32



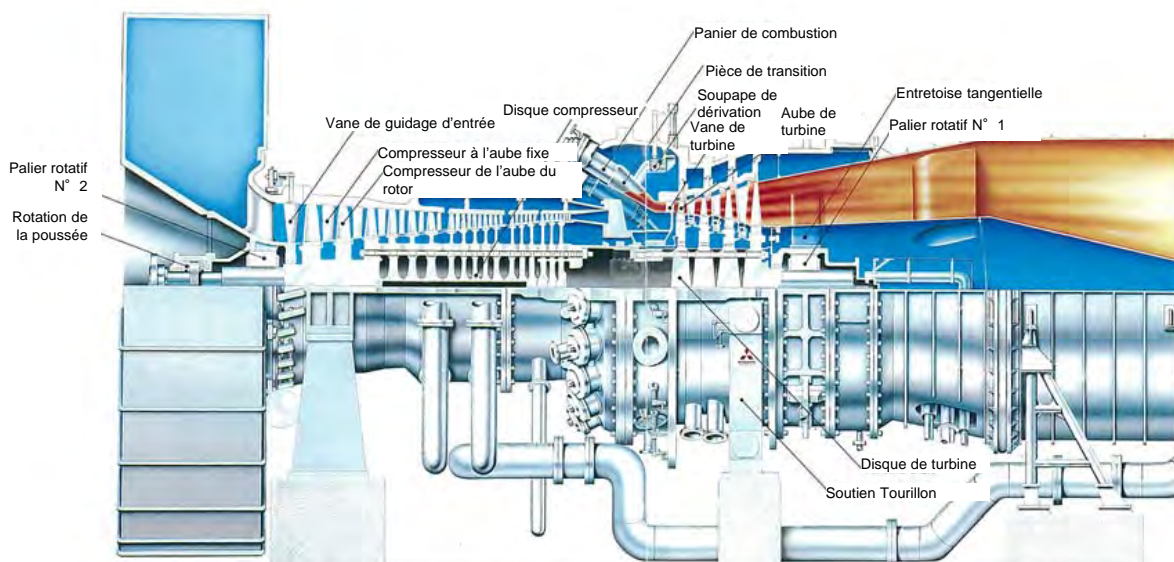
c. Éléments conceptuels des installations de turbines à gaz

1. Arbre unique à cycle ouvert de type industriel lourd
2. Turbines à gaz standards éprouvées avec une expérience opérationnelle suffisante du fabricant d'origine (OEM)
3. Modèle de classe F dont la température à l'entrée de la turbine est de 1200 °C à 1300 °C selon la norme ISO
4. Équipées du système à faible combustion sèche d'oxydes d'azote (NOx) au gaz naturel
5. La puissance de sortie maximale est définie à 10 °C de température sèche ambiante
6. Un système d'augmentation de puissance par arrivée d'air froid doit être étudié

33



Coupe longitudinale d'une turbine à gaz typique



34



Résultats de l'étude sur le Système de refroidissement de l'air d'entrée

Paramètres de performance



Type de système	Évaporation	Nébulisation	Réfrigération
Chute de température d'entrée (° C)	7,2	8,5	20,0
Puissance fournie augmentée (kW)	13 200	15 600	37 600
Puissance auxiliaire totale supplémentaire (kW)	20	80	11 740
Pour les pompes (kW)	20	80	440
Pour le réfrigérateur (kW)	-	-	11 100
Pour le ventilateur de la tour de refroidissement (kW)	-	-	200
Puissance fournie nette augmentée (MW)	13 180	15 520	25 860
Augmentation de la consommation de combustible (kg / heure)	1 951	2 304	5 429
Taux de chaleur (kJ PCS / kWh)	7 460	7 460	10 580

35



Résultats de l'étude sur le Système de refroidissement de l'air d'entrée

Paramètres économiques



Type de système	Évaporation	Nébulisation	Réfrigération
Coût en capital (1.000 \$ US)	1 811	1 090	19 800
Coût nivelé annuel en combustible (1000 \$ US)	1 263	1 491	3 314
Coût d'entretien annuel moyen actualisé (1000 \$ US)	11	7	120
Valeur actuelle totale (1.000 \$ US)	13 200	14 500	52 300
Valeur actuelle totale par kW (\$ US / kW)	1 000	930	2 020
Coût de production (Cent US / kWh)	13,6	12,6	27,5
Coût de recouvrement du capital (Cent US / kWh)	1,9	0,95	10,4
Coût du combustible (Cent US / kWh)	11,6	11,6	16,5
Coût d'entretien (Cent US / kWh)	0,1	0,05	0,6

36



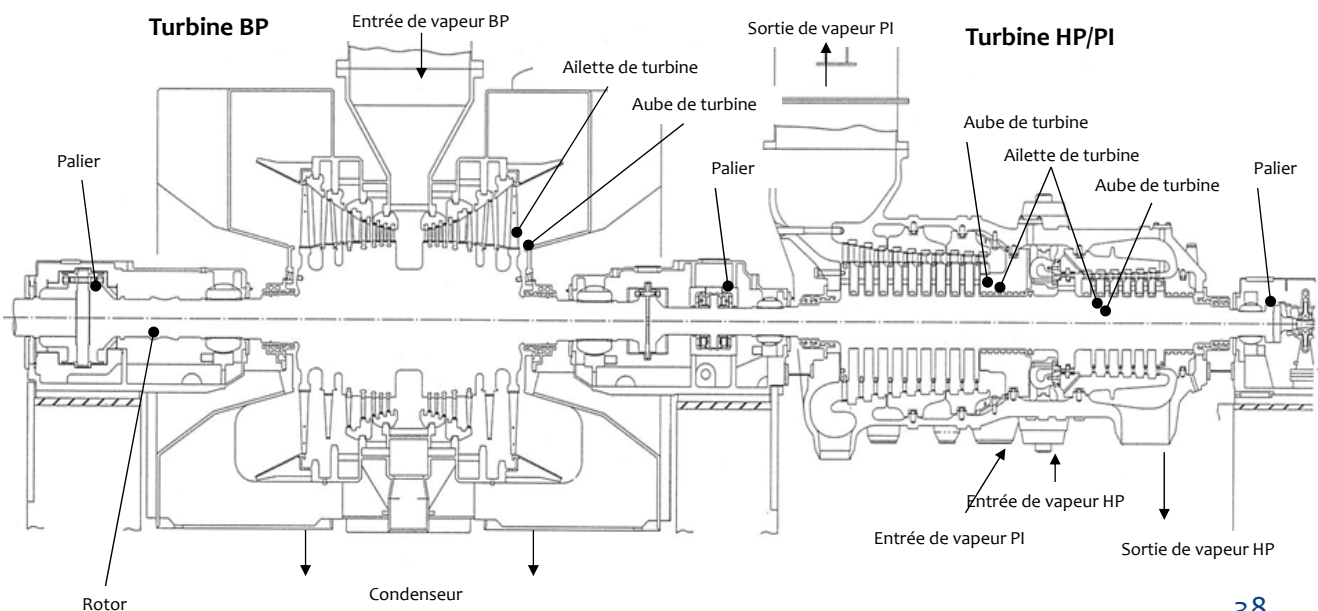
Éléments conceptuels des installations de turbines à vapeur

1. Turbine à triple pression mixte, haute condensation, postcombustion à double carter avec échappement par le bas
2. Pleine entrée, calcul de pression graduée directement relié au générateur
3. Équipé d'un condensateur de réfrigération de paroi rafraîchi par circulation unique d'eau de mer
4. La capacité maximale est définie selon les conditions d'exploitation du GVRC à 10° C de température sèche ambiante

37



Plan en coupe longitudinale d'une turbine à vapeur typique



38

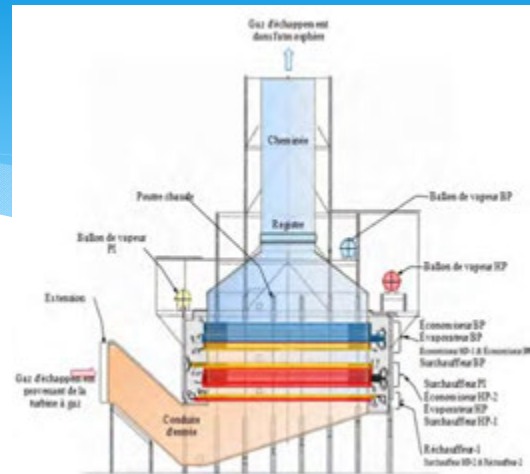


Le générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) sera de type sans brûleur généralement utilisé dans la centrale CCPP, et aura un triple niveau de pression, une fonction de réchauffage, une circulation naturelle ou forcée.

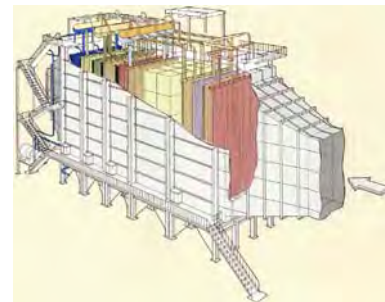
La centrale CCPP comprend (1) une turbine à gaz et un (1) GVRC attaché à (1) une turbine à vapeur.

Le GVRC est conçu pour fonctionner sur les gaz d'échappement de la turbine à gaz en cas d'alimentation en gaz ou en carburant diesel.

Un système de dérivation de gaz d'échappement avec une cheminée de dérivation est incorporé pour améliorer la flexibilité de l'exploitation à cycle combiné.



GVRC à débit vertical de gaz



GVRC à débit horizontal de gaz

39



Installations communes



1. Système de condensation et d'alimentation en eau
2. Système de circulation d'eau
3. Système de traitement des eaux
4. Système de traitement des eaux usées
5. Système de vapeur auxiliaire (y compris chaudière auxiliaire)
6. Système de protection contre les incendies, etc.

Usine de traitement d'eau

La source de l'eau de service et de l'eau déminéralisée est l'eau de mer pour ce projet, même si la centrale existante ont utilisé l'eau de la ville comme une eau de source. L'usine de dessalement a la capacité de fournir de l'eau traitée requise pour la centrale CCPP Radès C ainsi que pour les centrales existantes.

1. Demande de l'eau déminéralisée

Rubrique	Valeur	Remarque
Eau déminéralisée pour CCPP Radès C	267 t/jour	
Eau de régénération	30 t/jour	
Capacité de l'installation de déminéralisation (par train)	297 t/jour	A savoir 300t/jour X 2 trains

2. Demande de services de l'eau (eau de mer dessalée)

Rubrique	Valeur	Remarque
Eau déminéralisée	297 t/jour	De l'élément a) ci-dessus.
Service général	20 t/jour	Eau de lavage dans le bâtiment
Eau d'étanchéité pour les pompes	51 t/jour	Pour les pompes d'eau de mer et les pompes de dosage de produits chimiques
Refroidissement de la purge et du vidange du GVRC	428 t/jour	
Eau de fonctionnement pour les centrales thermiques existantes de Radès A et B	720t/jour	
Demande totale en eau de service	1516 t/jour	
Marge de 10%	152 t/jour	
Capacité requise de l'installation de dessalement par train	1 667 t/jour	1 670 t/jour

41

Usine de traitement d'eau

Les données de conception pour l'usine de dessalement

- a. Installation: Intérieur
- b. Type: Eau de mer par osmose inverse
- c. Nombre: 100% x Deux trains
- d. Capacité: 70 t/h
- e. Nombre de stade: A définir par l'entrepreneur
- f. Qualité de l'eau traitée (typique):
 - Total dissous solide < 10 mg/l
 - Fer totale < 0,2 mg/l
 - pH (@ 25°C) 6,5-7,0

Les données de conception pour déminéralisée plantes

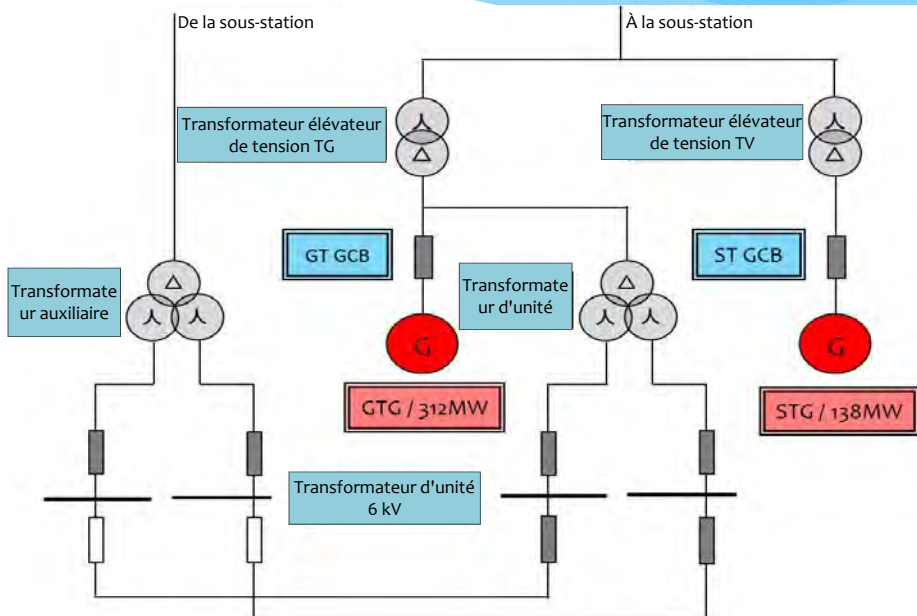
- a. Installation: Structure en acier (type abri)
- b. Type: Chambre mixte résine échangeuse d'ions
- c. Nombre: Deux (2) trains
- d. Capacité: 15 t/h
- e. Nombre de stade: A définir par l'entrepreneur
- f. Qualité de l'eau traitée (typique):
 - Conductivité (@ 25°C) < 0,2 µS/cm
 - Silice totale < 0,02 mg/l
 - Fer totale < 0,01 mg/l
 - Cu total < 0,005 mg/l
 - CO₂ < 2 mg/l
 - Sodium et Potassium < 0,01 mg/l

42



Installations électriques

Circuit principal du générateur pour la centrale Radès C en cas d'installation de type multi-arbre

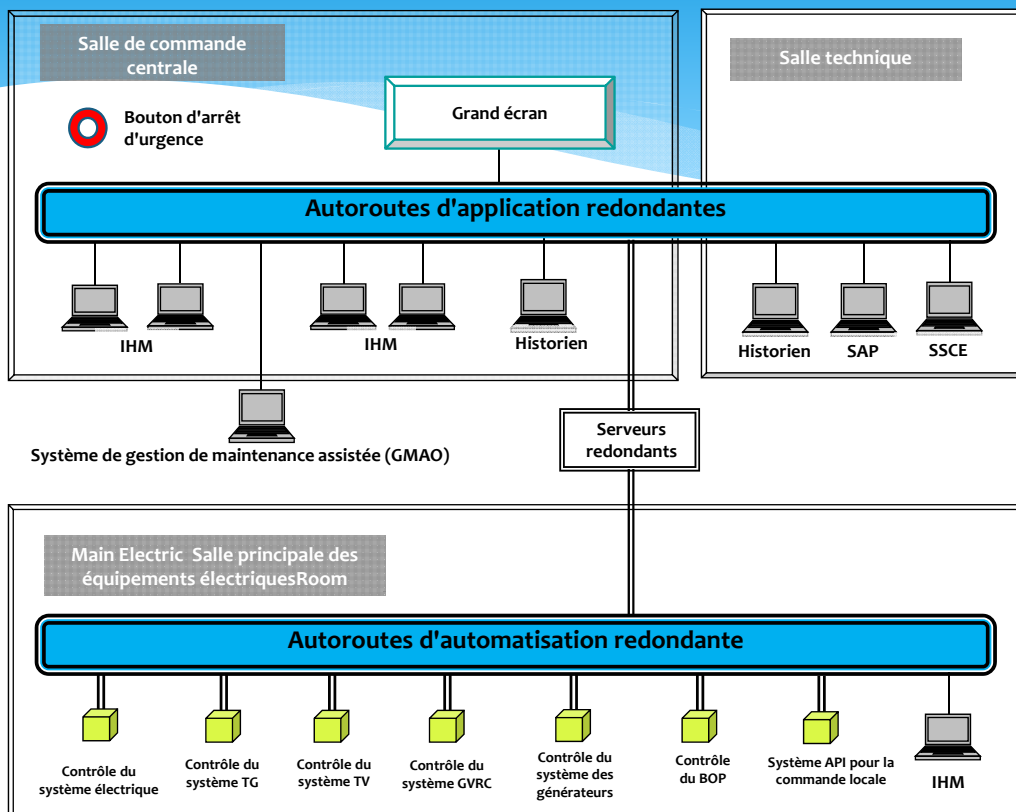


43



Contrôle et d'instrumentation (C&I)

Commandes de la centrale Radès C par SCD



44



Civil et d'architecture

1. Installation de refroidissement d'eau
2. Fondations de réservoir
3. Fondations du système de traitement d'eau usée
4. Fondations du système de traitement d'eau
5. Construction de routes, système d'évacuation des eaux et mise en place de la clôture
6. Poste d'interconnexion / Sous-station
7. Cheminée
8. Aménagement paysager
9. Centrale électrique
10. Bâtiment administratif
11. Bâtiments auxiliaires

45



Couches géologiques

GL±0,0m	▼ GL±0,0= +2,00mNGT
	<u>Couche 1</u> Couche de sable, valeurs NSPT variant de 17 à 22
GL-7,0~ -9,5m	<u>Couche 2</u> Argile grise avec faibles caractéristiques géo mécaniques
GL-21,0~ -22,8m	<u>Couche 3</u> Sable fin jaune avec fragments de coquillage et bonnes caractéristiques géo mécaniques Valeurs NSPT variant 34/35 Cette couche de sable sera considérée comme couche portante pour les pieux.
GL-28,9~ -30,3m	<u>Couche 4</u> Argile grise avec faibles caractéristiques géo mécaniques
GL-40,0m	

46



Lieu de la route de l'eau de refroidissement



47



Plan d'approvisionnement de l'équipement



Catégories	Élément	Pays d'approvisionnement		
		Tunisie	Pays tiers	Japon
Équipement	Turbine à gaz		○	○
	Générateur de vapeur à récupération de chaleur		○	○
	Turbine à vapeur		○	○
	Système d'alimentation en carburant	△	○	○
	Traitement des eaux usées	△	○	○
	Système de la lutte contre l'incendie	○	○	○
	Système électrique	○	○	○
	Système de protection et de contrôle		○	○
	Sous-station	○	○	○
	Ligne de transmission	○	○	○
Auxiliaire	○	○	○	
Génie civil et bâtiment		○		

48



8. Plan de raccordement Système d'analyse et de grille

49



Objectif de l'analyse du système d'alimentation électrique

- Vérifier l'impact attendu sur le système d'alimentation électrique si la centrale CCPP Radès C est construite.

Type d'analyse du système d'alimentation électrique

- **Analyse du flux de puissance**
Vérifier si la tension d'exploitation n'est pas supérieure à la valeur critère.
Vérifier s'il n'y a pas d'équipement en surcharge.
- **Analyse du courant de défaut**
Vérifier si le courant de défaut n'est pas supérieur à la valeur critère.
- **Analyse de stabilité dynamique**
Vérifier la stabilité du système même si une panne se produit à proximité de la centrale CCPP Radès C.

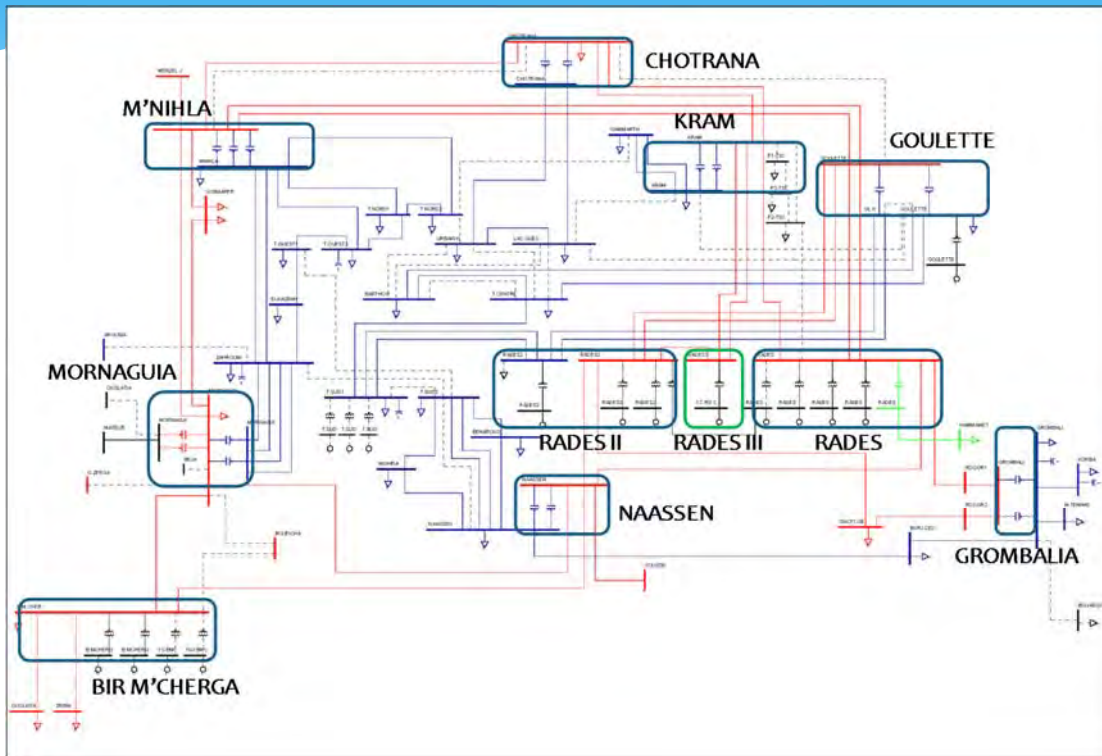
Données de l'analyse du système d'alimentation électrique

- Utilisation des données fournies par la STEG
- Les données incluent le système Haute Tension de l'ensemble du système d'alimentation électrique en Tunisie.
- Simulation de perturbations dans les banlieues de Tunis

25



Le schéma du système de Tunis et banlieue



51



Résultats de l'analyse du système d'alimentation électrique

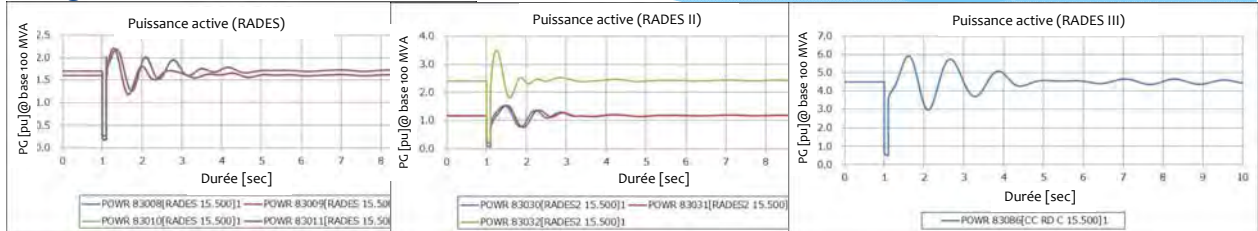
- Analyse du flux de puissance
 - En conditions normales
 - ✓ Toutes les tensions de bus à +/- 7% de la tension nominale.
 - ✓ Pas d'équipements supérieurs à la capacité nominale 100%.
 - En conditions N_1
 - ✓ Toutes les tensions de bus à +/- 10% de la tension nominale.
 - ✓ Pas d'équipements supérieurs à la capacité nominale 120%.
- Analyse du courant de défaut
 - ✓ Le courant de défaut n'est pas supérieur au courant à tous les bus.
 - Exemple – Courant de défaut maximum
 - 400 kV bus 5,30 kA à MORNAGUIA
 - 225 kV bus 27,02 kA à RADES II
 - 90 kV bus 20,19 kA à LA GOULETTE
- Analyse de stabilité dynamique
 - ✓ Le système d'alimentation électrique pouvait encore fonctionner de manière stable.

27



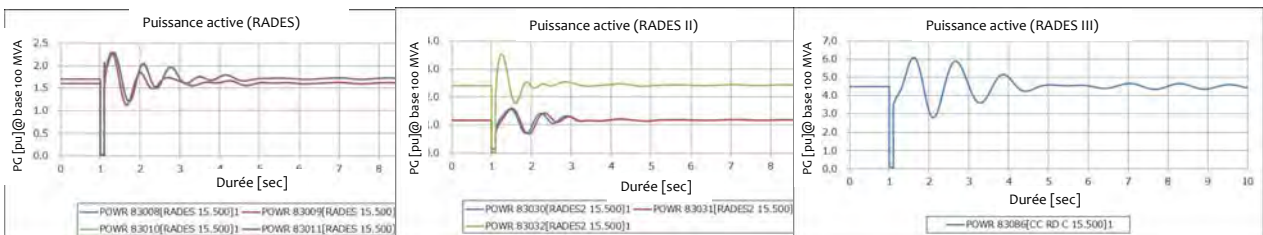
Exemples d'analyse de stabilité dynamique

Ligne de transmission en défaut : M'NIHLA – CHOTRANA



Note: Le mot «POWER» est «PUISSANCE» en français.

Ligne de transmission en défaut : RADES – KRAM



Selon l'analyse de stabilité dynamique, les courants de défaut s'atténuent sans divergence.

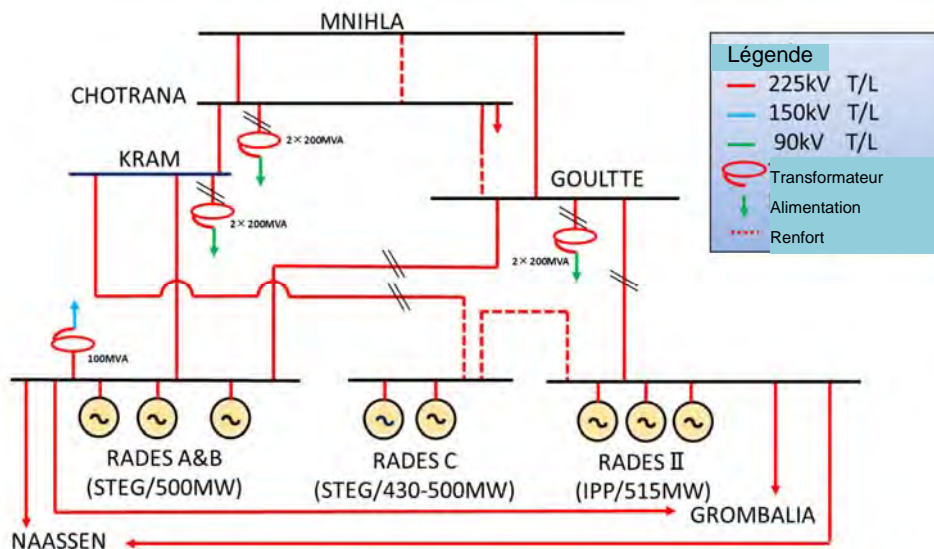
Le système d'alimentation électrique pouvait encore fonctionner de manière stable.

53

28



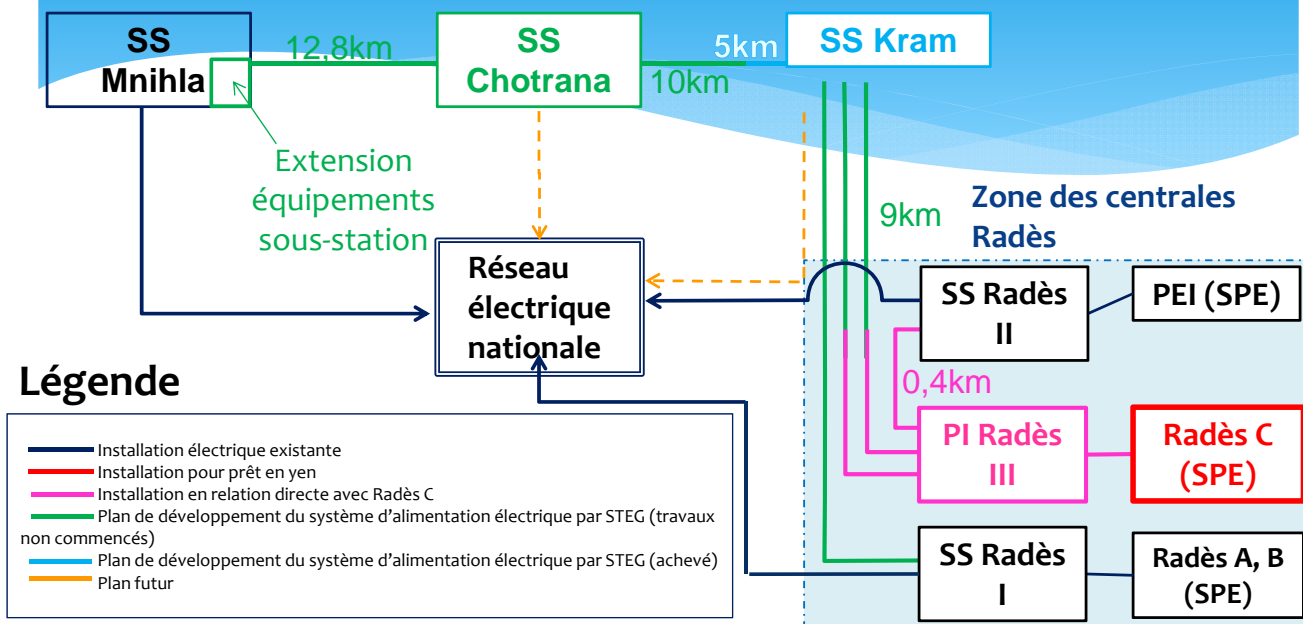
Schéma conceptuel des installations des transmissions et des sous-stations



54



Résultats de l'étude des lignes de transmission et des sous-stations



Toutes les lignes de transmission et sous-stations pour transmettre l'électricité produite par la centrale Radès C sont financées par la Banque Européenne d'Investissement (BEI) et autres.

29



9. Considérations environnementales et sociales



Comparaison des alternatives comprenant l'option Zéro

1. Option Zéro: problème prévu de pénurie d'alimentation électrique ne sera pas résolu.
2. Comparaison avec les énergies renouvelables : Compte tenu des aspects techniques et économiques actuels, les énergies renouvelables ne peuvent pas remplacer la CCCP proposée comme source d'énergie de base.
3. Site alternatif : Le site proposé ne nécessite pas l'acquisition de terrain, la réinstallation des résidents, ni la construction de nouvelles infrastructures.
4. Comparaison avec le pétrole ou le charbon comme source d'énergie : Le gaz naturel est le meilleur parmi les trois combustibles candidats en termes d'approvisionnement facile et stable de la station de gaz existante et de sa nature compatible avec les aspects environnementaux et sociaux.
5. Comparaison de la méthode de production d'électricité : Le cycle combiné est mieux que d'autres méthodes de production d'électricité thermique classique.

57



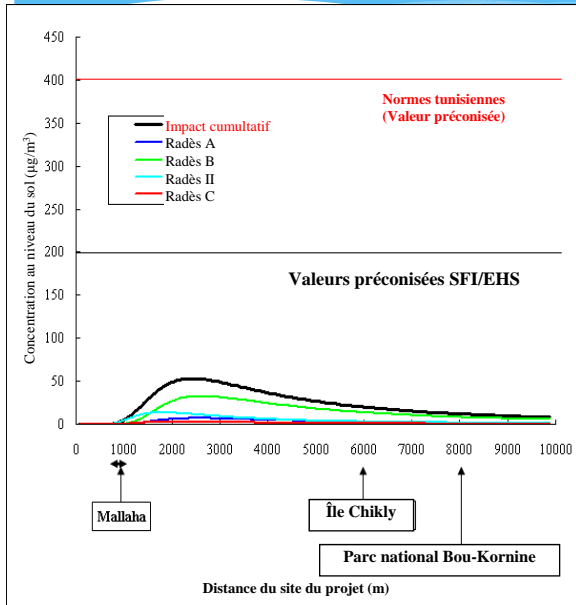
Évaluation de l'impact environnemental

- Conformément à la loi tunisienne, ce projet est classé dans la catégorie B, où il faut faire effectuer une évaluation d'impact environnemental (EIE) par une société de consultation externe et non reliée.
- La STEG a conclu un contrat avec une entreprise tunisienne (TPE) pour l'élaboration d'une EIE finalement achevée en décembre 2013. La STEG l'a soumise ensuite à l'ANPE pour son approbation le 10 décembre 2013 et a reçu auprès de l'ANPE une lettre de non objection (LNO) le 13 février 2014 (à certaines conditions).
- Puisque que le projet prévoit la construction d'une nouvelle centrale sur le même terrain que les centrales thermiques existantes de Radès A et B de la STEG et juste à côté de la centrale électrique indépendante Radès II, les impacts cumulatifs sur la diffusion atmosphérique ainsi que sur la diffusion d'effluents thermiques par les tous les quatre générateurs sont d'une importance particulière.
- Les impacts sur les autres aspects environnementaux et sociaux sont examinés par l'EIE comme ne modifiant pas de manière substantielle la situation actuelle. Cependant, il est très important de mettre en œuvre le plan de gestion de l'environnement ainsi que le plan de suivi des effets sur l'environnement à la fois pour l'étape de construction et l'étape d'exploitation et comme convenu entre la STEG et la partie japonaise.

58



Résultats de simulation de la diffusion atmosphérique effectuée par l'Équipe d'étude de la JICA (NO₂)

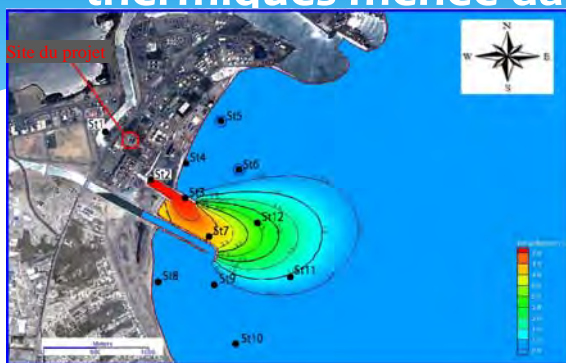


Impacts cumulés de quatre centrales électriques (No₂; temps moyen de 1 heure)

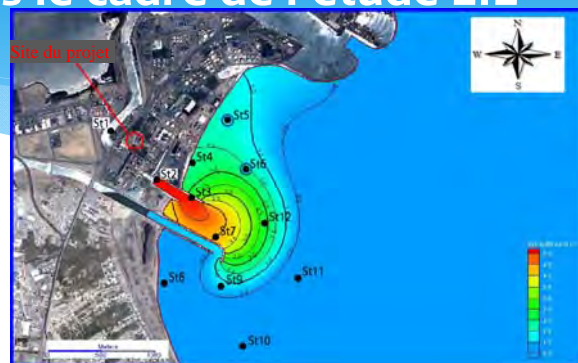
- La diffusion atmosphérique cumulative de quatre centrales en termes de valeur de la concentration maximale du sol (temps moyen de 1 heure) ne dépasse pas la norme tunisienne (valeur préconisée) et la valeur préconisée de SFI / EHS.
- Puisque la fréquence d'occurrence du vent du nord ou nord-est, soufflant depuis le site du projet vers le quartier résidentiel Mallaha est d'environ 10 %, notre prévision de la concentration maximale du sol avec l'impact à long terme des quatre centrales, ne pourra probablement pas dépasser même les normes annuelles des Normes tunisiennes (valeur préconisée) de 150 µg / m³ (Guideline Value), which is 150µg/m³. 59



Résultat de simulation de diffusion d'effluents thermiques menée dans le cadre de l'étude EIE



Remarque : Herbiers marins trouvés à ST5 et ST6
Vent de l'Est



Remarque : Herbiers marins trouvés à ST5 et ST6
Vent de l'Ouest

Les herbiers marins trouvés par l'étude EIE peuvent connaître une hausse de température de 1 ° C. Toutefois, la portée de dispersion est estimée être plus étendue que la portée réelle de cette simulation, le calcul a été fait avec le "modèle à 2 D", dans lequel les effluents thermiques sont supposés se disperser seulement sur la surface. En outre, il est fort probable que les herbiers marins qui sont situés au fond de la mer, ne soient pas affectés par les effluents thermiques, car les effluents thermiques seront diffusés sur la couche de surface de la mer comme leur densité est plus réduite que celle de l'eau de mer environnante.



Réunion des parties prenantes

- La première réunion des parties prenantes a été organisée le 20 septembre 2013 afin d'expliquer les grandes lignes du projet aux personnes concernées et d'obtenir leur avis sur l'étendue des travaux ainsi que sur les TDR de l'EIE. Diverses organisations (de l'administration centrale et locale, des groupes économiques locaux, les ONG et les résidents locaux) ont participé et posé de nombreuses questions, dont beaucoup devaient être répondues après l'achèvement de l'EIE.
- La deuxième et troisième réunion de parties prenantes ont eu lieu respectivement le 13 et 27 novembre, 2013, avec des participants provenant d'organisations élargies, y compris les personnalités de la presse dans la troisième réunion. Les principales conclusions et résultats de l'EIE, à savoir les impacts cumulatifs de quatre centrales sur la diffusion atmosphérique et la diffusion d'effluents thermiques, ont été présentés et un échange actif d'opinions et des discussions ont été faits par les participants. En conclusion les trois réunions ont donné aux parties prenantes l'occasion d'exprimer le fait qu'elles n'avaient pas d'objection à la mise en œuvre du projet.
- Les trois réunions ci-dessus étaient toutes conformes aux procédures et lignes directrices de la JICA pour les considérations environnementales et sociales.

61



Estimation des réductions de gaz à effet de serre

- Puisque la STEG projette de construire à l'avenir non seulement des centrales à cycle combiné, mais également des centrales conventionnelles, l'application de marge combinée (CM) pour la base de référence d'émission de CO_2 est considérée comme plus conservatrice et plus appropriée que l'application de marge à la construction (BM).
- L'utilisation de facteur d'émission de CM en Tunisie est rendue public par l'IGES (Institut des stratégies environnementales mondiales) du Japon et sur la base de l'hypothèse telle que présentée ci-dessous, une réduction annuelle est estimée à environ 632 mille tonnes de CO_2 .
 - Puissance brute fournie de CCPP: 435 MW
 - Facteur de capacité : 85 %
 - Base de référence du facteur d'émission de CO_2 : 0,5360 tonne / MWh
 - Facteur d'émission de CO_2 pour le projet : 0,3585 tonne / MWh
- L'estimation des émissions de CO_2 annuelle par le projet de 1161 mille tonnes est censée être égale à 0,004 % de la production totale mondiale de CO_2 issue de la combustion de combustibles fossiles en 2012 (34,5 milliards de tonnes).

62



10. Calendrier de construction

63



Étendue du Projet



Projet

prêt en yen japonais

Lot 1 : Équipement de la centrale électrique

Lot 2 : Canal d'amenée et d'évacuation de l'eau

Lot 3 : Équipement d'alimentation en gaz

Lot 4 : Poste d'interconnexion et lignes de transmission

64



Coût du projet

	Coût du carburant Yen (en million)	Coût de main d'œuvre (en million)	Total Yen (en million)
Partie admissible			
I) Passation de marché / Construction	28 138	160	38 075
Coûts de construction de la centrale	26 002	153	35 466
Hausse des prix	796	0	796
Imprévus matériels	1 340	8	1 813
a. Passation de marché / Construction (Lot 2, 3, 4)	2 408	22	3 775
Canal d'amenée et d'évacuation d'eau	0	5	310
Équipements d'approvisionnement en gaz	435	3	621
Poste d'interconnexion et lignes de transmission	1 811	13	2 617
Hausse des prix	47	0	47
Imprévus matériels	115	1	180
II) Service de consultation	0	0	0
A. Total (I + II)	28 138	160	38 075
Partie non admissible			
b. Acquisition des terres	0	0	0
c. Coût administratif	0	20	1 255
d. TVA	0	33	2 035
e. Taxes d'importation	0	0	0
B. Total (a+b+c+d+e)	2 408	75	7 065
Total (A + B)	30 546	235	45 140
C. Intérêts pendant la construction	612	0	612
D. Frais initiaux	76	0	76
Grand Total (A+B+C+D)	31 234	235	45 828
E. Contribution financière JICA (A)	28 138	160	38 075

\$ US / Yen 103,5

TND / Yen 62

65



Calendrier d'exécution du projet

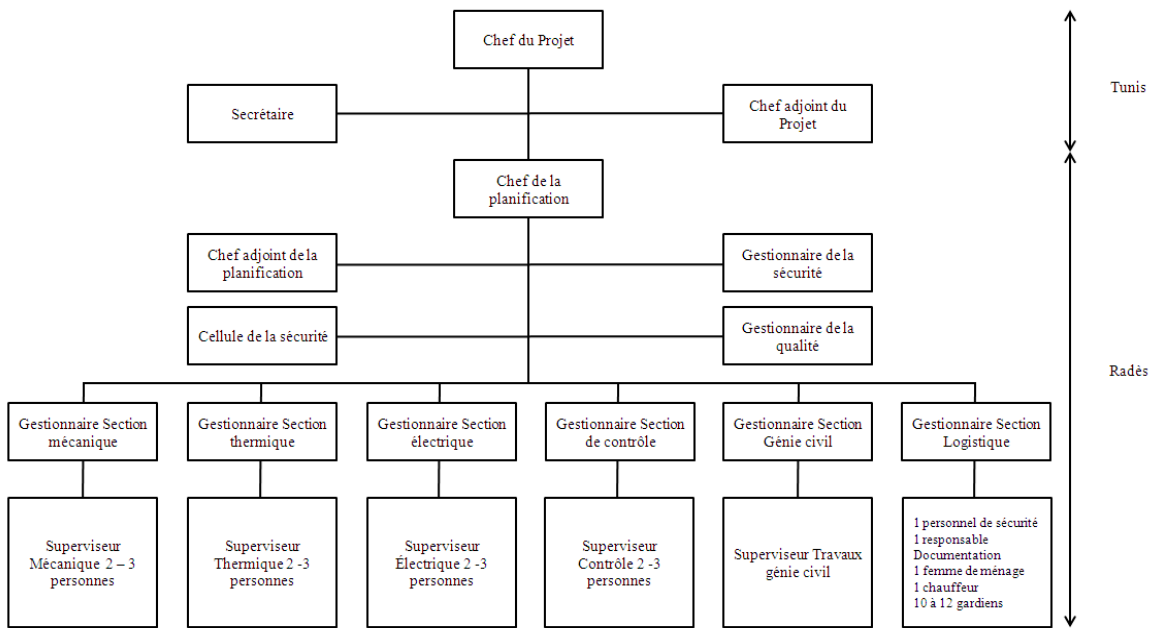
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Engagement	Mars					
Acceptation de la JICA	Avril					
Sélection de l'Entrepreneur		15M Juil let				
Sélection de Consultant pour les services de consultation		10M Juil let				
Construction de Turbine à gaz			22M Mai			
Construction de Turbine à vapeur et de GVRC			33M Avril			
Période de garantie				24M Avril		

66



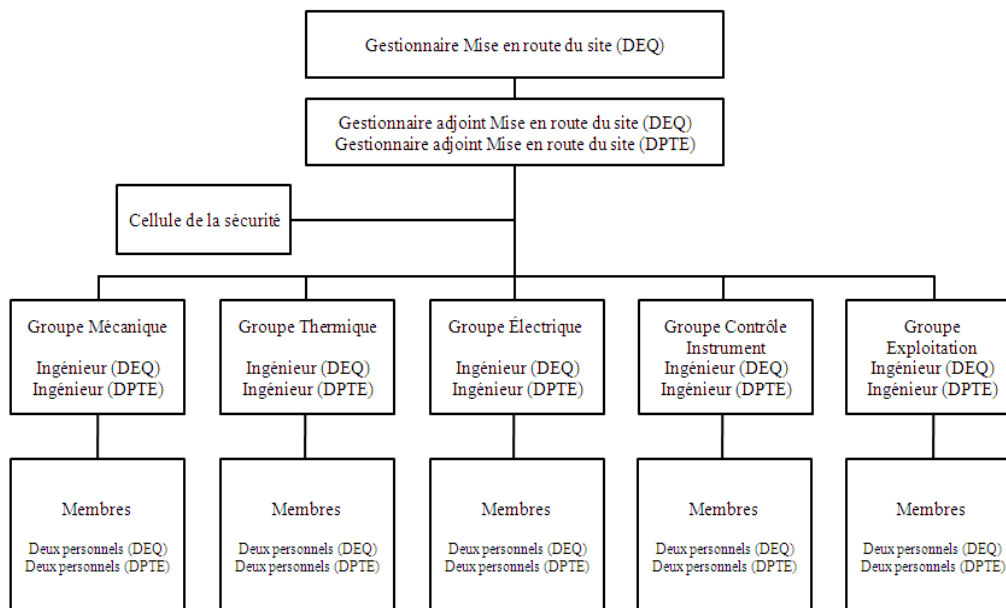
Proposition de programme d'application et d'exploitation, système de maintenance et de gestion

Organigramme de la Phase de Construction



Proposition de programme d'application et d'exploitation, système de maintenance et de gestion

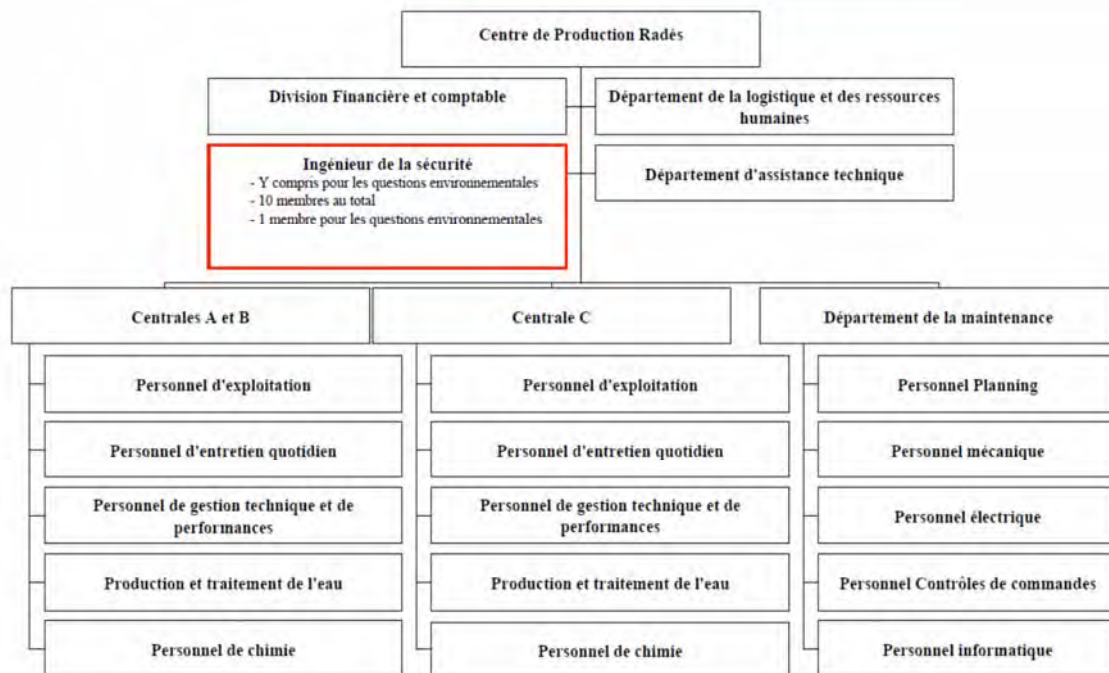
Organigramme de la Phase de Mise en Service





Proposition de programme d'application et d'exploitation, système de maintenance et de gestion

Organigramme de la scène mise en service



69



Proposition pour système d'exploitation, gestion et maintenance et stratégie du Projet



L'Équipe d'étude de la JICA propose des programmes de renforcement des compétences pour des améliorations technologiques plus poussées à l'avenir.



- Développement des compétences d'exploitation
- Développement des compétences de gestion des performances
- Développement des compétences de maintenance de la turbine à gaz

70



11. Analyse financière et économique

71



Rubrique	Hypothèses
a. Production d'électricité	Capacité : 443,9 MW x 1 unité Facteur d'usine : 85% Rendement annuel : 3.305,3 GWh Consommation auxiliaire : 2,01% Production nette d'électricité : 2.769,2 GWh
b. Durée d'exécution du projet	33 mois
c. Durée de vie du projet	25 ans
d. Financement	Financement par emprunt de 95% (Prêt APD + Autre prêt)+ Financement par fonds propres de 5%
e. Désendettement	Prêt APD : 40 ans, y compris délai de grâce de 10 ans Autre prêt: 15 années, y compris la période de grâce de 3 ans
f. Amortissement	20 ans pour la centrale
g. Recettes	Tarif de l'électricité : 0,1484 TND/kWh
h. Taux d'intérêt et intérêts intercalaires (IDC)	Prêt ADP : 0,6% par an, Autre prêt: 2,6%
i. Imprévus matériels	5%
j. Taux de change	1 USD = 99,2 JPY, 1 TND = 60,1 JPY

72



Analyse financière

- ◆ **CMPC du Projet**

$$= (7\% \times 5\%) + (0,6\% \times (1-30\%) \times 82\%) + (2,6\% \times (1-30\%) \times 13\%) = 0,913\%$$

- ◆ **TIRF=7,33%**

- ◆ **Analyse de sensibilité :**

Des changements dans le coût du combustible et les tarifs de l'électricité ont une influence considérable sur le TIRF

- ◆ **Augmentation de 10% du coût de combustible : moins 8,63 points du TIRF**
- ◆ **Augmentation de 5% des tarifs : plus 5,87 points du TIRF**

73



Analyse économique

- ◆ **TIRE =21,77%**

- ◆ **Bénéfices économiques : Différence avec le coût de production du courant**

- ◆ **Analyse de sensibilité :**

Des changements dans le coût du combustible ont une influence significative sur le TIRE.

- ◆ **Augmentation de 10% : moins 4,70 points du TIRE**
- ◆ **Diminution 10% : plus 4,45 points du TIRF**

74

Chapitre 1 Préface

1.1 Arrière-plan de l'Étude

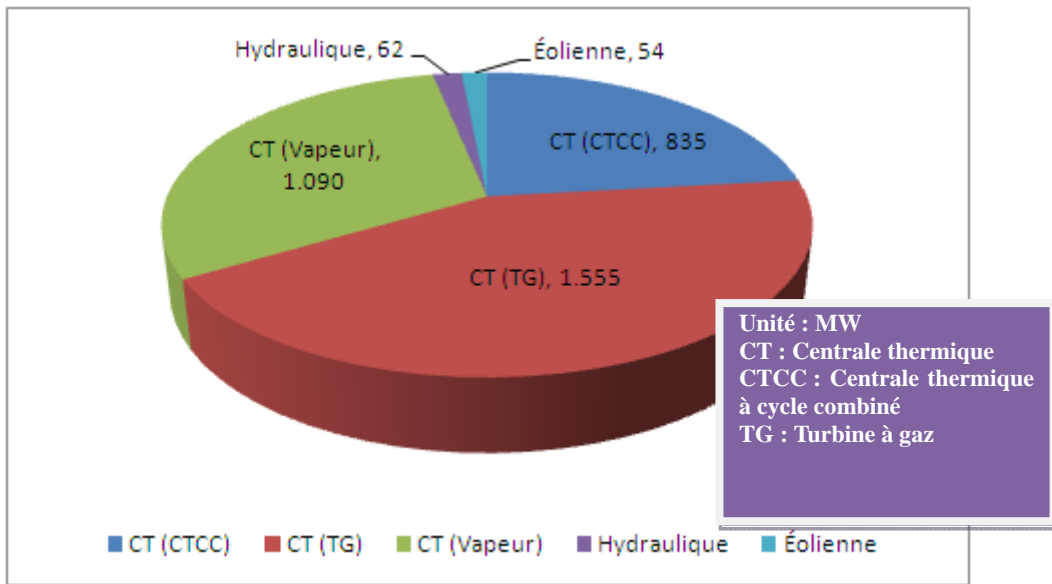
Le Gouvernement tunisien (ci-après désigné « le GdT ») et l'Agence Japonaise de Coopération Internationale (ci-après désignée « la JICA ») ont eu plusieurs discussions préliminaires et ont constaté la nécessité du Projet de Construction de la Centrale Thermique à Cycle Combiné de Rades (ci-après désigné « le Projet »). Le GdT a déposé sa requête en août 2012 auprès du gouvernement du Japon pour solliciter un Prêt à titre d'APD (Aide Publique au Développement) pour le Projet et le Président de la République tunisienne a également effectué une demande en vue d'un Prêt du Japon d'Aide Publique au Développement lors de la Conférence Internationale de Tokyo sur le développement de l'Afrique (TICAD).

L'étendue et les modalités d'application de l'Étude Préparatoire sont décrites au Chapitre 4. L'Équipe d'Étude de la JICA (ci-après désignée « l'Équipe ») examinera la faisabilité du Projet, y compris le plan de conception en recourant à un prêt en yens du Gouvernement du Japon requis par le GdT.

L'arrière-plan de cette étude est le suivant.

- Après la Révolution de Jasmin de 2011, l'économie de la Tunisie a connu une croissance négative dans cette même année. Toutefois, la croissance a repris avec un taux annuel de 3,6% en 2012 et devrait continuer d'augmenter de manière continue à plus de 3,0-4,0% durant les prochaines années. En conséquence, la demande en électricité en Tunisie est en augmentation et le GdT relève le défi de développer de nouvelles ressources énergétiques.
- La Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz (ci-après désignée « la STEG ») prévoit que le taux d'augmentation de la demande en électricité entre 2012 et 2016 sera de 7,1% par an. Afin de tenter de remédier à la future pénurie en électricité, la STEG est actuellement en train de construire deux nouvelles centrales électriques à Sousse qui seront mises en opération en 2014 et 2015. Toutefois, même après la mise en route de ces deux nouvelles centrales, la Tunisie devra probablement faire face à une pénurie d'électricité dans un avenir proche.
- Il est par conséquent urgent de moderniser les centrales existantes ainsi que de développer de nouvelles ressources énergétiques. Parallèlement à cette croissance économique, la demande en électricité en Tunisie a également augmenté. Le GdT essaie de développer de nouvelles centrales électriques. Bien qu'il tente également d'introduire des énergies renouvelables, les sources de l'énergie électrique dépendent encore en grande partie des centrales thermiques.

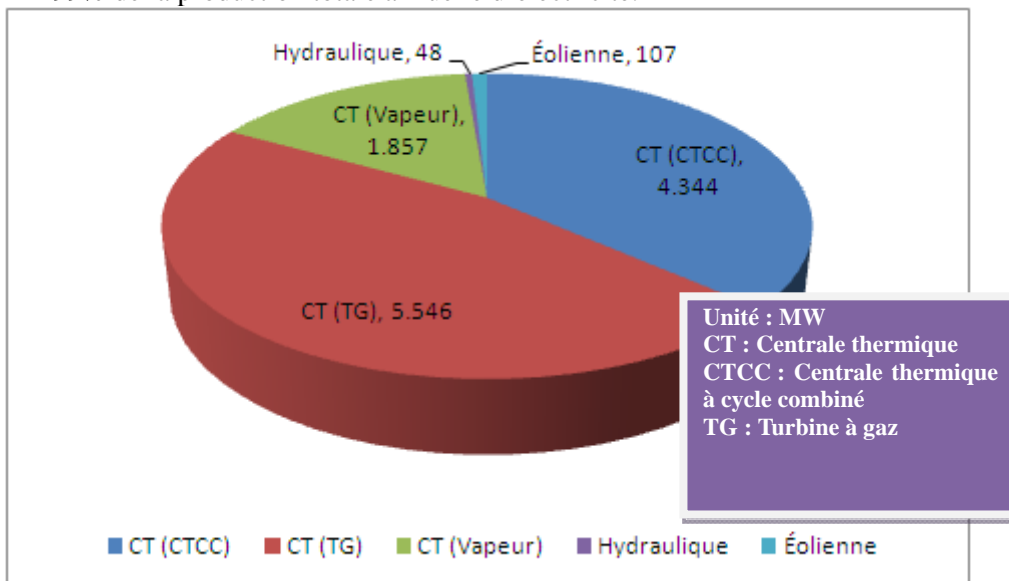
La Figure 1.1-1 montre la Capacité de production électrique de la STEG par type en 2010. La capacité totale de production de la STEG a été de 3.596 [MW]. Les centrales thermiques (CT), y compris les centrales thermiques à vapeur (vapeur), à cycle combiné (CTCC) et à turbine à gaz (TG) représentent environ 97% de la capacité totale de production de l'électricité.



Source: <http://www.steg.com.tn>

Figure 1.1-1 Capacité de production électrique de la STEG par type en 2010

- La Figure 1.1-2 montre la Production électrique de la STEG [GWh] par type en 2011. La production totale annuelle de la STEG a été de 11.902 [GWh]. Les CT, y compris les centrales thermiques à vapeur et les centrales CTCC et TG, représentaient environ 99% de la production totale annuelle d'électricité.

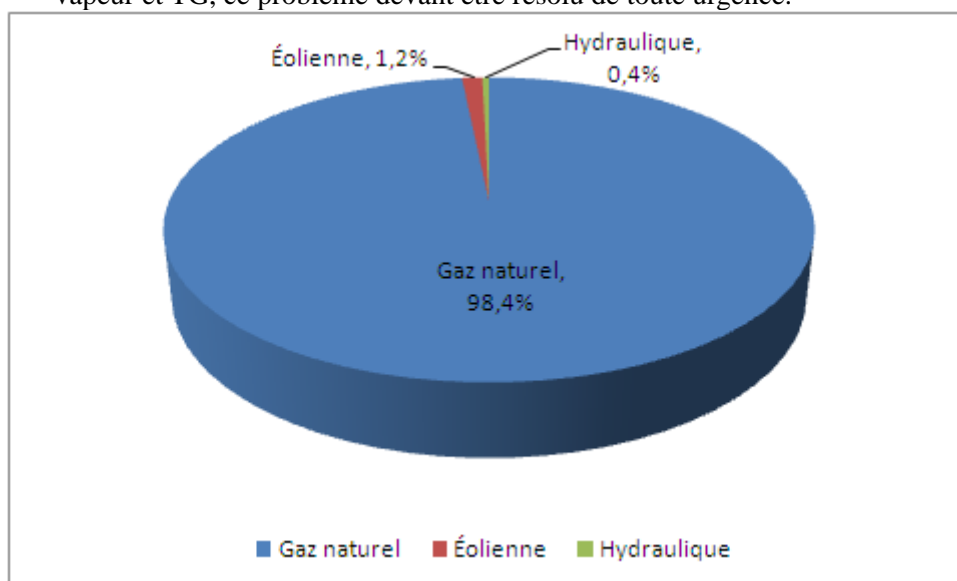


Source: <http://www.steg.com.tn>

Figure 1.1-2 Production électrique de la STEG par type en 2011

- La Figure 1.1-3 montre la Production électrique de la STEG par type de combustible en 2010. Le gaz naturel représente 98% au total. Toutefois, comme le montrent les Figures 1.1-1 et 1.1-2, la majorité du gaz naturel est nécessaire pour les centrales thermiques. L'efficacité des centrales pour la vapeur et TG est si faible qu'il est

nécessaire que des CTCC de haute capacité soient installées à la place des centrales à vapeur et TG, ce problème devant être résolu de toute urgence.



Source: <http://www.steg.com.tn>

Figure 1.1-3 Production électrique de la STEG par type de combustible en 2010

- Selon les prévisions de la STEG relatives à la demande en électricité pour l'ensemble du pays, la demande augmentera de 7,1% par an entre 2012 et 2016. Afin de faire face aux pénuries d'électricité à l'avenir, la STEG prévoit de mettre en opération de nouvelles centrales thermiques à Sousse d'ici 2015. Toutefois, des pénuries d'électricité risquent de se produire même après la mise en route des CTCC C et D de Sousse. Il est par conséquent nécessaire que le développement de nouvelles sources énergétiques et la modernisation des centrales existantes soient effectués de toute urgence.
- Le Projet consiste à construire une nouvelle CTCC (équivalent 430-500 MW) à Radès, à proximité de Tunis, afin de développer la capacité de production électrique et de stabiliser le système d'énergie.
- Le premier objectif de cette étude préparatoire est de confirmer la faisabilité du Projet sur la base de la requête officielle pour un Prêt du Japon d'Aide Publique au Développement présentée par le GdT en août 2012.

1.2 Objectif de l'Étude et Étendue de l'Étude

1.2.1 Objectif de l'Étude

L'objectif de l'étude du Projet est d'examiner les différents aspects du projet comme par exemple sa faisabilité technique et économique, ainsi que les considérations environnementales et sociales, et de formuler un projet adapté à un Prêt du Japon d'Aide Publique au Développement.

1.2.2 Étendue de l'Étude

L'étendue de l'Étude sera la suivante :

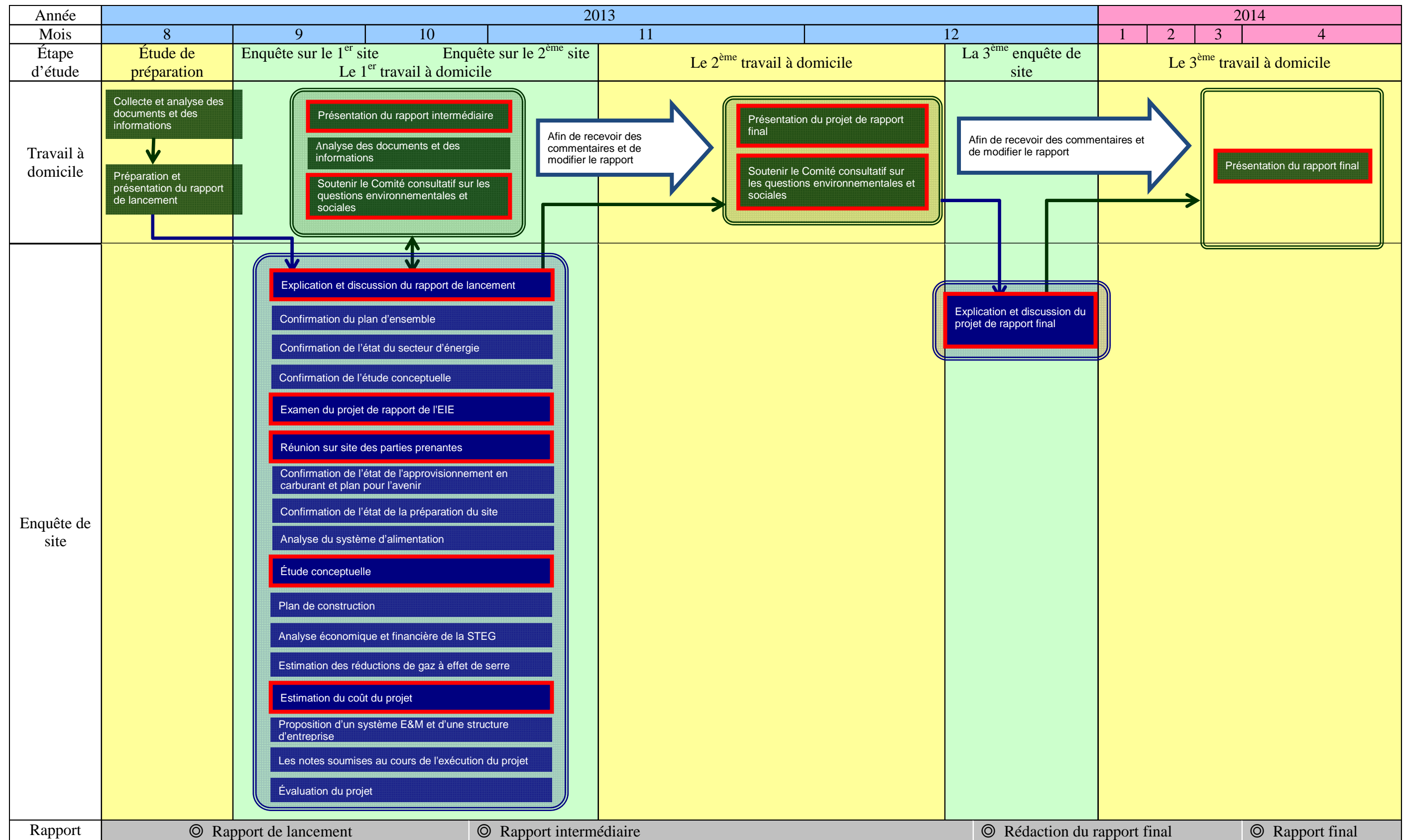
- (1) Confirmation du plan de développement de l'électricité étudié par le secteur de l'électricité

de la Tunisie

- (2) Collecte et confirmation des informations sur le secteur de l'électricité
- (3) Collecte et confirmation des informations en relation avec la modernisation de la Centrale Thermique de Rades
- (4) Vérification et révision du plan de conception
- (5) Vérification et révision du Rapport d'Étude de l'Impact sur l'Environnement (EIE)
- (6) Vérification de la situation actuelle et des perspectives futures de l'approvisionnement en carburant
- (7) Vérification et examen du système de prise et d'évacuation des eaux
- (8) Vérification des conditions actuelles des sites candidats pour le Projet
- (9) Soutien pour la tenue d'une réunion avec les intervenants du Projet sur le site
- (10) Appui du Comité consultatif de la JICA en relation avec les questions environnementales
- (11) Étude sur les systèmes de réseaux électriques
- (12) Étude supplémentaire du Rapport de l'EIE
- (13) Plan de conception
- (14) Plan de transport terrestre et de construction
- (15) Estimation des coûts approximatifs du projet
- (16) Proposition sur l'étendue du Projet en vue d'un prêt en yen
- (17) Proposition sur l'organisation de l'exécution, ainsi que sur les systèmes de gestion, d'exploitation et de maintenance
- (18) Étude en relation avec l'évaluation du projet

1.2.3 Durée de l'Étude

Un calendrier de l'Étude est présenté en page suivante.



Source: Équipe d'Étude de la JICA

Figure 1.2.3-1 Calendrier de l'Étude

1.3 Composition de l'Équipe d'Étude

L'Équipe prévue pour l'Étude est celle d'un consultant, Tokyo Electric Power Service Co., Ltd. (TEPSCO) à qui la JICA a confié les services de consultation pour l'Étude. La composition de l'Équipe et la désignation du poste sont indiquées dans la Figure 1.3-1.

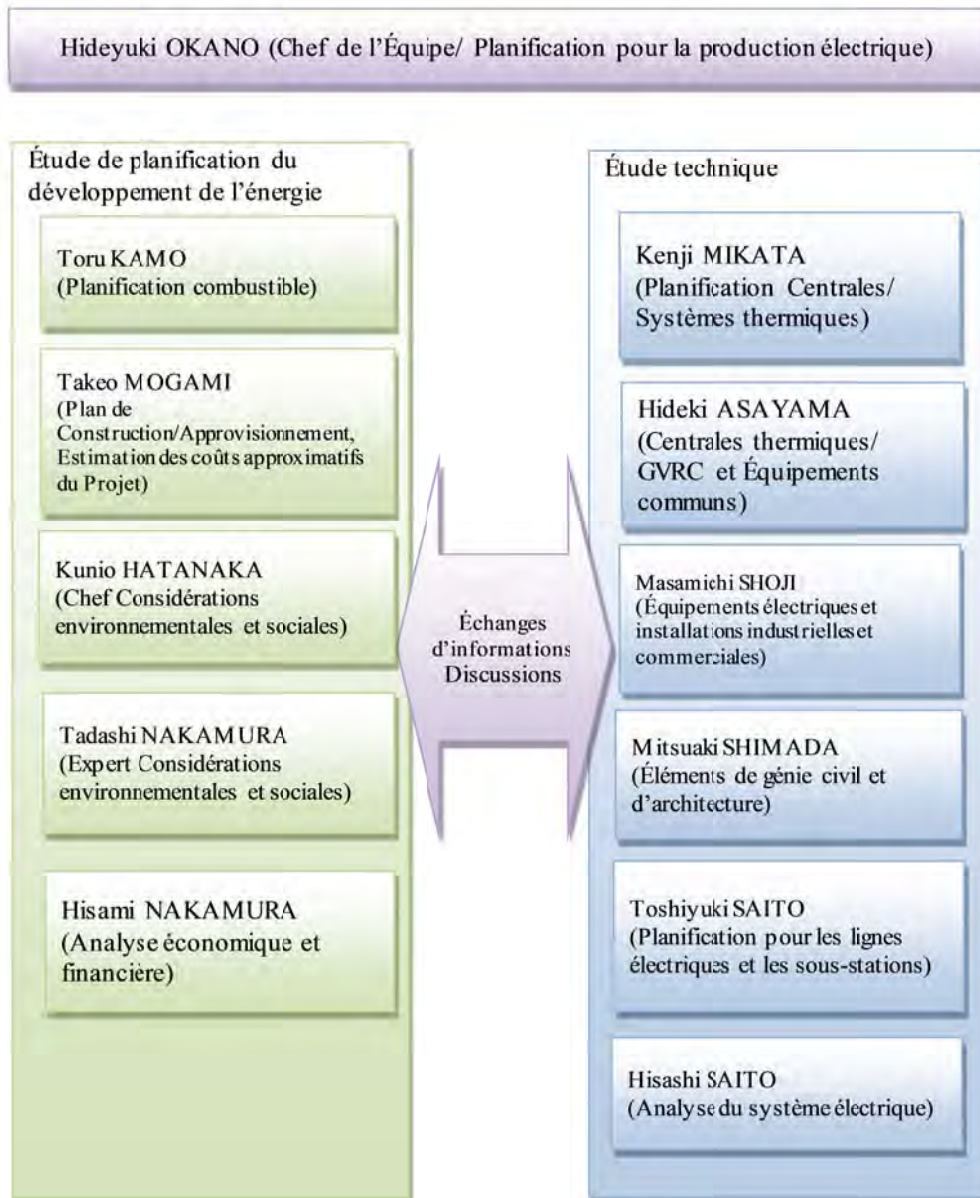


Figure 1.3-1 L'Équipe d'Étude de la JICA

Chapitre 2 Situation socio-économique

2.1 Vue d'ensemble

2.1.1 Géographie et Climat

La Tunisie est située dans la partie orientale de l'Afrique du Nord. Elle est bordée à l'ouest par l'Algérie, au nord et à l'est par la Mer Méditerranée et au sud-est par la Lybie. La Tunisie est située au carrefour de l'Europe, du Moyen-Orient et de l'Afrique. La superficie totale du pays est de 162.155 km², avec une longue ligne de côte de 1300 km qui s'ouvre sur la Méditerranée.

Le pays possède une grande variété de climats : climat méditerranéen au nord et sur la côte est, semi-aride à l'intérieur des terres et saharien dans le sud. La température la plus élevée du pays est de 29,3°C en moyenne en été (juillet) dans le sud et la plus basse de 11,4°C en moyenne en hiver (décembre) dans le nord. Les précipitations sont irrégulières mais se concentrent durant la saison froide (avec les 3/4 du total des précipitations annuelles). Les quantités de pluie sont différentes selon les régions : 800 mm dans le nord et de 50 à 150 mm dans le sud.

2.1.2 Organisation administrative

La Tunisie est divisée en 24 gouvernorats, qui sont la plus grande division administrative du territoire national. Chaque gouvernorat est sous-divisé en délégations qui sont à leur tour divisées en secteurs, nommés *Imada*, qui représentent la plus petite unité administrative. Il y a en moyenne huit secteurs par délégation. Le pays est composé de 264 délégations qui sont divisées en 2083 secteurs.

Il existe en outre un autre type de sous-division du territoire représentant une autre division du pays en zones municipales et non-municipales. Ces zones sont considérées comme municipales pour des objectifs de planification urbaine et ne sont pas nécessairement en relation avec le zonage administratif ci-dessus mentionné. Il existait 264 communes (zones municipales) au 31 décembre 2012.

Les gouverneurs, délégués et chefs de village ou de tribu (*omdas*) qui sont respectivement les autorités régionales en chef au niveau du gouvernorat, de la délégation et du secteur, sont désignés comme fonctionnaires. Le président de la municipalité et les membres du conseil municipal sont élus. Les élections municipales ont lieu tous les cinq ans.

Tableau 2.1.2-1 Nombre de subdivisions

Gouvernorat	Nombre de communes		Nombre de secteurs		Nombre de délégations	
	au 31 déc. 1990	au 31 déc. 2012	au 31 déc. 1990	au 31 déc. 2012	au 31 déc. 1990	au 31 déc. 2012
Tunis	6	8	121	163	14	21
Ariana	11	6	67	48	8	7
Manouba	-	9	-	47	-	8
Ben Arous	8	11	46	76	7	12
Nabeul	23	24	90	102	15	16
Zaghouan	5	6	42	48	5	6
Bizerte	13	13	85	102	12	14
Béja	7	8	95	101	8	9
Jendouba	8	8	85	95	6	9
Le Kef	12	12	81	87	10	11
Siliana	10	10	79	86	9	11
Kairouan	12	12	110	114	11	11
Kasserine	10	10	93	106	12	13
Sidi Bouzid	9	10	105	113	11	12
Sousse	14	16	95	105	14	16
Monastir	31	31	70	79	13	13
Mahdia	14	14	94	99	10	11
Sfax	14	16	119	126	13	16
Gafsa	8	8	68	76	10	11
Tozeur	5	5	34	36	5	5
Kebili	5	5	33	43	4	6
Gabes	9	10	68	73	9	10
Medenine	7	7	87	94	8	9
Tataouine	5	5	54	64	6	7
Total	246	264	1821	2083	220	264

Source : Institut National des Statistiques – Site Web Tunisie (<http://www.ins.nat.tn/indexen.php>, octobre 2013)

2.1.3 Situation politique

Après son indépendance de la France en 1956, la République tunisienne voit le jour en 1957. La Constitution de la Tunisie a été promulguée en 1959 et, en 2013, une nouvelle constitution est en cours d'élaboration. En novembre 2011, des élections ont eu lieu pour une Assemblée constituante. Elles ont été les premières élections libres en Tunisie depuis son indépendance. L'Assemblée constituante a nommé un Président de l'Assemblée et élu un Président. Le Président a ensuite nommé un Premier ministre et le Premier ministre a formé un nouveau gouvernement en décembre 2011.

Le 3 Mars 2011, le président a annoncé que les élections à l'Assemblée constituante se tiendront le 23 Octobre 2011. Observateurs internationaux et internes déclaré le scrutin libre et équitable. Le Mouvement Ennahda, autrefois interdit sous le régime Ben Ali, a remporté une pluralité de 90 sièges sur un total de 217. [66] Le 12 Décembre 2011 ancien militant dissident et ancien combattant des droits humains Moncef Marzouki a été élu président.

En Mars 2012, Ennahda a déclaré qu'il ne sera pas soutenir la prise de la charia la principale source de législation dans la nouvelle constitution, le maintien de la laïcité de l'Etat. La position d'Ennahda sur la question a été critiquée par les islamistes extrémistes qui voulaient charia plein

soufflé, et a été accueilli par des partis laïques. Le 6 Février 2013 Chokri Belaid, le leader de l'opposition de gauche et éminent critique d'Ennahda, a été assassiné.

2.2 Situation socio-économique

2.2.1 Population

La population totale de Tunisie est de 10,777 millions en 2012, avec une légère augmentation par rapport aux 10,328 millions de 2008. La croissance démographique annuelle moyenne est de 1,1%. Le gouvernorat le plus peuplé est celui de Tunis. Il s'agit du seul gouvernorat ayant une population de plus d'un million d'habitants. Le deuxième gouvernorat le plus peuplé est celui de Sfax, avec une population de 0,955 million. En dehors de Tunis et de Sfax, la population a tendance à se concentrer dans les gouvernorats situés dans les zones littorales, comme Nabeul, Sousse, Ben Arous, etc.

Tableau 2.2.1-1 Population par gouvernorat (2008-2012)

(unité : mille)

Année	2008	2009	2010	2011	2012
Tunis	993,9	996,4	999,7	1002,9	1003,7
Ariana	473,2	483,5	498,7	510,5	528,5
Ben Arous	555,4	565,5	577,2	588,7	600,9
Manouba	358	363	367,9	375,3	375,7
Nabeul	733,6	744,2	752,5	762,6	773,1
Zaghouan	167	169,4	170,4	172,3	174
Bizerte	539	543,2	546,7	551,5	556
Béja	304,4	304,7	305,7	307,3	305,4
Jendouba	420,7	422,3	423,2	426	424,2
Le Kef	256,8	257	256,5	258,1	255,1
Siliana	233,3	234,1	234	235,3	234
Kairouan	554,3	558,2	560,7	564,9	566,7
Kasserine	424,9	427,7	432,3	437,2	438,4
Sidi Bouzid	406,2	408,8	412,6	415,9	417,9
Sousse	590,1	600,4	612,1	622,1	641,7
Monastir	494,9	505,2	515,4	525,5	539,4
Mahdia	389,8	394,1	395,3	400,4	400,5
Sfax	905	918,5	930,1	944,5	955,5
Gafsa	332,4	335,1	338,4	341,7	344,5
Tozeur	101,3	102,3	103,5	104,8	105,9
Kébili	147,8	148,6	150,9	152,2	154,3
Gabés	354,6	358,3	361,2	366,1	367,5
Médenine	447,5	453,3	456	460	466,7
Tataouine	144,6	145,8	146	148	146,8
Total	10.328,9	10.439,6	10.547,1	10.673,8	10.777,5

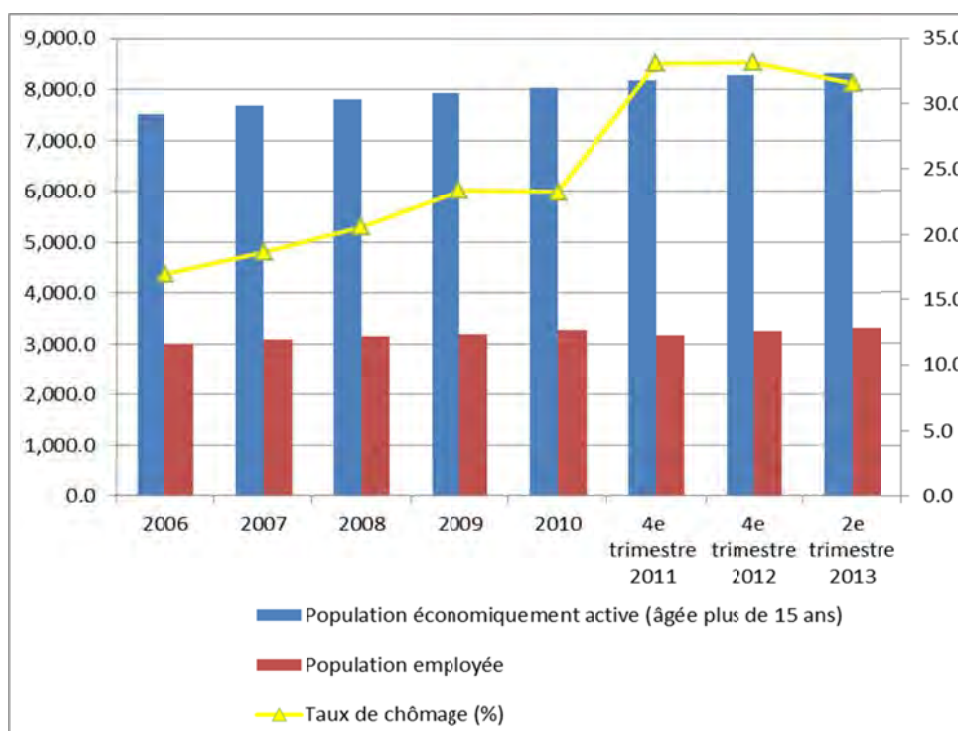
Source : Institut National des Statistiques – Site Web Tunisie (<http://www.ins.nat.tn/indexen.php>, octobre 2013)

2.2.2 Main d'œuvre

La population active de plus de 15 ans du pays était 8.315.000 dans le deuxième trimestre de

2013. Cela signifie que près de 75% de la population totale est considérée comme pouvant être engagés dans des activités économiques. Cependant, seulement environ 40% de la population économiquement active est effectivement engagé dans des activités économiques. En outre, le taux de chômage du pays s'est rapidement détériorée. Le taux de chômage total a augmenté de 12,5% en 2006 à 18,9% au 4ème trimestre de 2011, puis, a diminué de 15,9% au 2ème trimestre 2013. Cependant, le taux de chômage pour la personne ayant un diplôme de l'enseignement supérieur a considérablement augmenté au cours des dernières années. Elle est passée de 17,0% en 2006 à 23,3% en 2010. Après cela, il a bondi à 33,1% au 4ème trimestre 2011 et a été le maintien du niveau de 30% en 2013.

Environ 90% de la population au chômage est âgée de moins de 30 ans. Le chômage des diplômés des universités constitue, en particulier, un problème grave. Alors que 65.000 étudiants obtiennent annuellement un diplôme universitaire, environ 20% de ces diplômés ne trouvent pas d'emploi. Par conséquent, la création d'emplois pour la plus jeune génération, en particulier pour les jeunes ayant une éducation de niveau supérieur, reste une question essentielle en vue d'atténuer l'instabilité sociale.



Source : Institut National des Statistiques – Site Web Tunisie (<http://www.ins.nat.tn/indexen.php>, octobre 2013)

Figure 2.2.2-1 Main d'œuvre et chômage

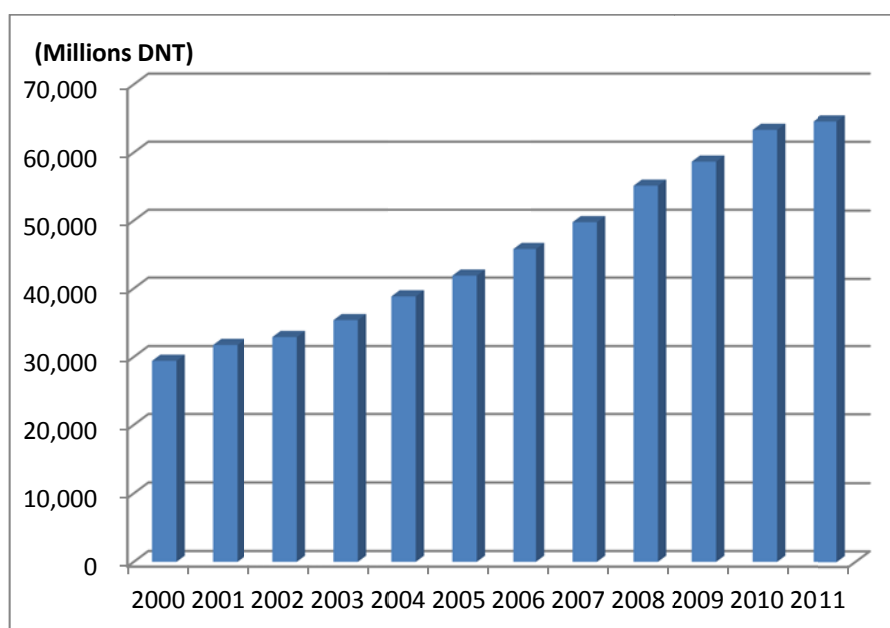
2.3 Conditions macro-économiques

2.3.1 Produit Intérieur Brut

Durant les dix dernières années, l'économie de la Tunisie a enregistré une croissance moyenne stable. Le produit intérieur brut (PIB) aux prix constants a augmenté de 29,43 milliards de dinars tunisiens (TND) en 2000 jusqu'à 64,56 milliards TND en 2011. Les taux de croissance annuels moyens du PIB ont été de 5,2% pendant les cinq années du 9^{ème} Plan de Développement (1997-2001) et de 4,6% durant les cinq ans du 10^{ème} Plan de Développement (2002-2006). Bien que l'économie tunisienne ait expérimenté une croissance supérieure de 6,3% en 2007, cet élan

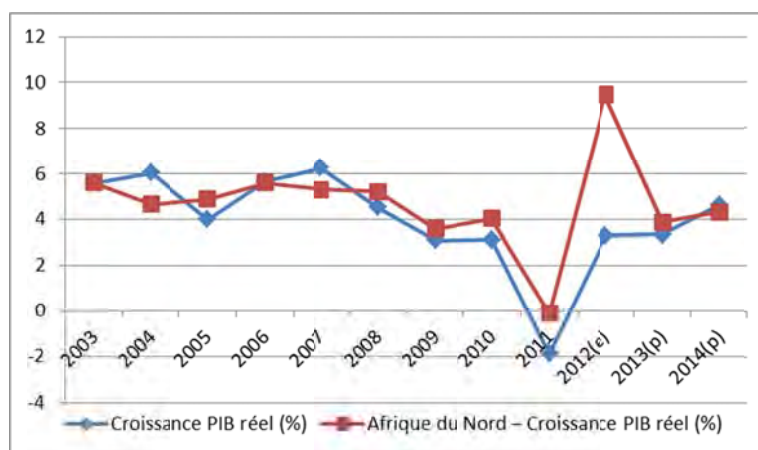
n'a pas pu être poursuivi. Le taux de croissance annuelle a diminué à 4,5% en 2008, puis à 3,1% en 2009 et 2010 respectivement.

En outre, une croissance négative de 1,9% a été enregistrée en 2011. Après la stagnation de 2011, l'économie a rebondi jusqu'à 3,3% en 2012. Selon les prévisions de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), le taux de croissance du PIB réel devrait être de 3,4% en 2013 et de 4,6% en 2014.



Source : Banque Centrale de Tunisie, «Statistiques», site Web de Bank Central de Tunisie (<http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/english/indicateurs/comptes.jsp>, octobre 2013)

Figure 2.3.1-1 PIB aux prix constants (2000-2011)



Source : Organisation de Coopération et de Développement Économiques – “*African Economic Outlook*” («Perspectives économiques Afrique»),

(<http://www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/north-africa/tunisia/> octobre 2013)

Figure 2.3.1-2 Croissance du PIB en Tunisie et en Afrique du Nord (2003-2014)

L'économie tunisienne dépendait autrefois des secteurs de l'agriculture et des ressources naturelles, dont le pétrole et le phosphate. Toutefois, les structures économiques ont été

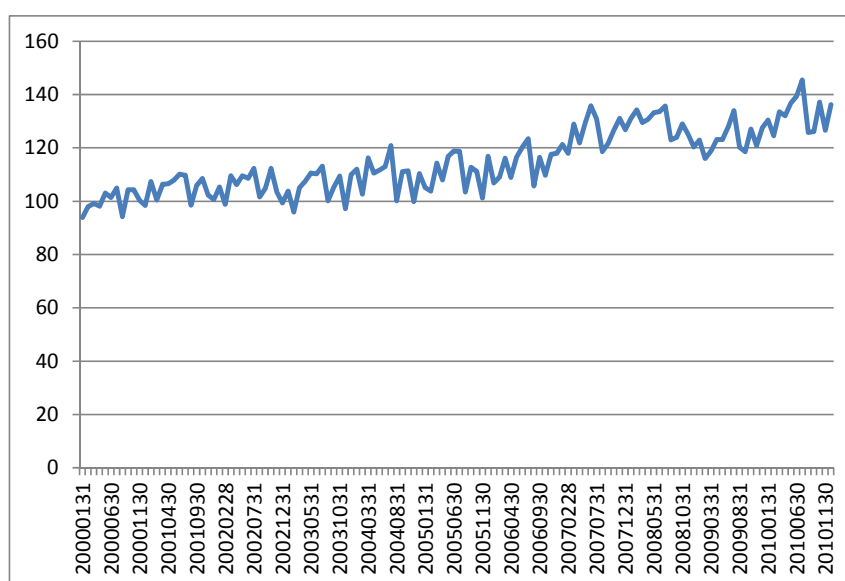
diversifiées ces dernières années et les secteurs clés sont devenus les secteurs de la manufacture et des services, y compris le tourisme, les transports, ainsi que les technologies de l'information et de la communication (TIC).

D'autre part, une bonne saison agricole a contribué à la reprise macroéconomique en 2012. La reprise de la production en hydrocarbures et en phosphate a également redirigé vers la croissance. En outre, une reprise relative dans les secteurs du tourisme et des investissements directs étrangers (IDE) a propulsé l'amélioration de l'économie. Bien que la crise économique en Europe et la diminution de la demande extérieure aient eu des impacts négatifs sur les exportations de la Tunisie, la production dans son ensemble, et en particulier pour les textiles, les machines et l'électricité, a bénéficié d'un climat social plus stable en 2011 et d'une croissance continue de la demande intérieure.

Les incertitudes politiques font obstacle à la rapidité des décisions économiques et à la force de la reprise économique. On prévoit que des réformes en vue de réduire le taux de chômage élevé et les déficits importants dans les comptes et le budget actuels seront mises en œuvre afin d'établir un climat stable permettant de redonner confiance aux investisseurs comme à la population.

2.3.2 Indice de production industrielle

L'indice de production industrielle du pays a eu tendance à aller vers le haut durant les dix dernières années, malgré les fluctuations enregistrées également. Sur la base du niveau de production en 2000, l'indice de production a atteint plus de 136 à la fin 2010. Le secteur essentiel de la manufacture a contribué à l'élargissement de la production industrielle. Toutefois, étant donné que les principaux acteurs du secteur manufacturier en Tunisie ont été les industries orientées vers l'export, comme les textiles, les machines et l'électricité, le secteur manufacturier a été gravement touché par la baisse de la demande en Europe due à la crise financière de 2010. En 2012, la production d'hydrocarbures a contribué à la reprise de l'économie tunisienne grâce à une augmentation des exportations à des prix internationaux favorables.

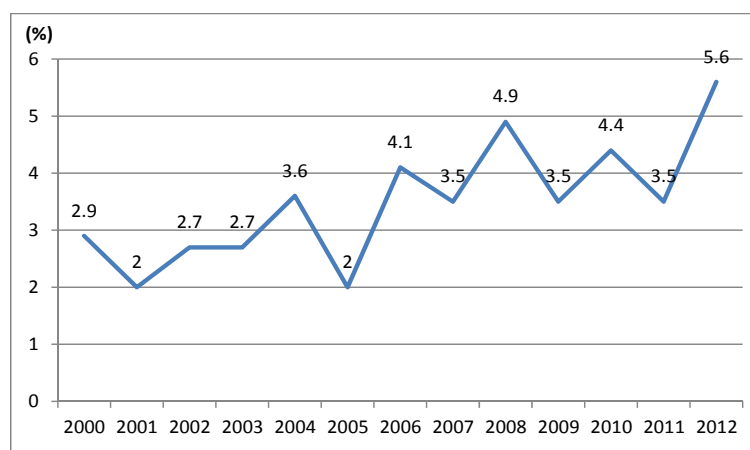


Source : Banque Centrale de Tunisie, «Statistiques», site Web de Bank Central de Tunisie (<http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/english/indicateurs/comptes.jsp>, octobre 2013)

Figure 2.3.2-1 Indice de production industrielle (2000 = 100) (2000-2012)

2.3.3 Inflation et masse monétaire

Durant les 10 dernières années, le taux d'inflation a augmenté. Au début des années 2000, le taux d'inflation s'était maintenu à des niveaux relativement bas d'environ 2-3%. Toutefois, il a augmenté par la suite jusqu'à entre 3,5% et 5% pour atteindre 5,6% en 2012. Ce taux d'inflation élevé a été dû à la hausse des prix de certains produits importés sur le marché mondial, à une dévalorisation du dinar, à une politique fiscale expansionniste permettant des salaires plus élevés, à un contrôle des prix affaibli, à l'apparition de réseaux de distribution divergents et à la contrebande de produits vers les pays voisins.



Source : Banque Centrale de Tunisie, «Statistiques», site Web de Bank Central de Tunisie (<http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/english/indicateurs/comptes.jsp>, octobre 2013)

Figure 2.3.3-1 Taux d'inflation (2000-2012)

2.3.4 Balance des paiements

La balance commerciale de la Tunisie est déficitaire et le déficit commercial a augmenté en termes de pourcentage du PIB. Il s'est accru pour passer de 7,9% en 2004 à 10,1% en 2012, et devrait atteindre 13% en 2014. Si le pourcentage de la valeur des exportations dans le PIB a augmenté de 31,5% en 2004 à 40% en 2012, le pourcentage de la valeur des importations dans le PIB a également augmenté de 39,4% à 50,1% durant la même période.

Pendant de nombreuses années, la Tunisie a été engagée dans la libéralisation du commerce en partenariat avec l'Union Européenne (UE). Toutefois, la crise financière de l'Europe a touché le commerce extérieur du pays. En outre, la hausse des prix sur le marché international ainsi que la dévaluation du dinar ont provoqué une augmentation de 35% du déficit commercial.

Tableau 2.3.4-1 Balance des paiements (% du PIB)

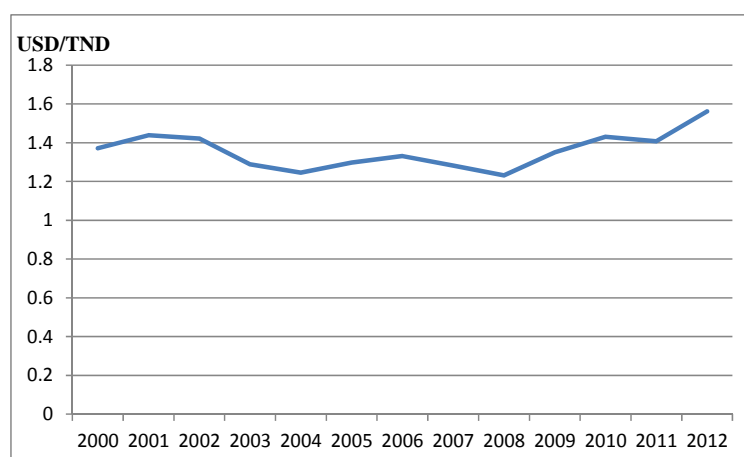
	2004	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Balance commerciale	-7.9	-8.5	-7.6	-10.4	-11.8	-13	
Exportations de produits (f.o.b.)	31.5	33.1	37,1	38.8	40	37.6	37.1
Importations de produits (f.o.b.)	39.4	41.6	44.6	49.2	50.1	49.4	50.1
Services	4.8	5.8	5.6	3.4	2.8	4.6	6.3
Revenus des facteurs	0.4	-0.7	-1.7	-1.7	-1.8	-1.5	-1.1
Transferts courants	0.4	0.5	-1.1	1.3	1.1	1.2	1.1
Solde des comptes courants	-2.4	-2.8	-4.8	-7.4	-8	-7.5	-6.7

Source : Organisation de Coopération et de Développement Économiques – “*African Economic Outlook*” («Perspectives économiques Afrique»), (<http://www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/north-africa/tunisia/> octobre 2013)

2.3.5 Taux de change

Le taux de change du Dinar tunisien (TND) par rapport au Dollar américain (USD) a montré une tendance à la dépréciation. Il était de 1,3707 USD/TND en moyenne en 2000, puis est passé à 1,2455 USD/TND en 2004 mais il s’est dévalorisé depuis 2009. Il a considérablement dévalué en particulier de 1,4078 USD/TND en 2011 à 1,5618 USD/TND en 2012. En outre, le taux de change par rapport à l’euro (EUR) a également chuté. La tendance à la dépréciation du TND par rapport aux principales monnaies internationales a été attribuée aux faibles performances macroéconomiques du pays.

En 2012, la dépréciation annuelle moyenne du TND a été de 2,5% par rapport à l’EUR et de 9,9% par rapport au USD. Ceci est dû à la dévaluation de l’EUR par rapport au USD en 2012.



Source : Banque Centrale de Tunisie, «Statistiques», site Web de Bank Central de Tunisie (<http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/english/indicateurs/comptes.jsp>, octobre 2013)

Figure 2.3.5-1 Taux de change (USD/TND) (2000-2012)

Depuis avril 2012, la Banque Centrale de Tunisie a adopté une approche plus flexible pour la gestion des taux de change, et a basé son taux de référence sur le taux de change interbancaire moyen plus que sur un panier de monnaie.

2.4 Finances gouvernementales et Dette extérieure

2.4.1 Finances publiques

Après la révolution de janvier 2011, le gouvernement tunisien a déployé des efforts afin de répondre aux demandes socio-économiques pressantes. Dans cette situation, une politique fiscale expansionniste a été adoptée afin de soutenir la reprise et d’amplifier les investissements publics et la consommation. Toutefois, cela a conduit à une augmentation du déficit budgétaire. Alors que le pourcentage de l’ensemble des revenus et des dons dans le PIB avait été maintenu dans une fourchette de 23-25% de 2009 à 2012, le pourcentage de l’ensemble des dépenses a augmenté de 26,1% en 2009 à 31% en 2012. En résultat, non seulement la balance primaire mais également la balance globale s’est détériorée. Le déficit global a atteint 6% du PIB en 2012.

Afin d'améliorer les finances publiques, le gouvernement a annoncé des ajustements sur les prix des produits à base d'hydrocarbures pour 2013. Pour le gouvernement tunisien, la réforme du système de subventions, en particulier pour les combustibles, constitue un défi majeur en matière de mesures. Toutefois, ces réformes peuvent s'accompagner de difficultés politiques.

Tableau 2.4.1-1-1 Finances publiques (% du PIB)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Total revenus et dons	23.4	23.4	25.7	25	25	25.3
Revenus des taxes	19.9	20	21.1	20.9	20.5	20.4
Revenus du pétrole	-	-	-	-	-	-
Dons	0.3	0.1	0.6	0.2	0.5	1
Dépenses totales et prêts nets (a)	26.1	24.3	29	31	30.9	30.1
Dépenses courantes	17.9	17.6	21.1	23.8	23.2	22.5
Intérêts non compris	15.9	15.8	19.3	21.3	21.4	21.2
Traitements et salaires	10.7	10.7	11.9	11.4	11.2	11.4
Intérêts	2	1.8	1.8	2.6	1.9	1.3
Balance primaire	-0.7	0.8	-1.5	-3.5	-4	-3.5
Balance globale	-2.7	-1	-3.4	-6	-5.9	-4.8

Source : Organisation de Coopération et de Développement Économiques – “*African Economic Outlook*” («Perspectives économiques Afrique»), (<http://www.africaneconomicoutlook.org/en/countries/north-africa/tunisia/> octobre 2013)

2.4.2 Dette extérieure

La dette extérieure totale a augmenté de 17.550 millions de TND en 2003 à 25.391 millions TND en 2011. Par contre, le pourcentage de la dette extérieure dans le PIB a diminué de 49,6% à 38,8% durant la même période. Le service de la dette, y compris le paiement du principal et des intérêts, a augmenté de 1.402 millions TND en 2003 à 2.991 millions TND en 2006, puis a diminué à 1.757 millions TND en 2008. En raison de la dévaluation du dinar par rapport à l'EUR et au USD, le service de la dette extérieure a augmenté de nouveau jusqu'à 2.313 millions TND en 2009 et 2.892 millions TND en 2011. Le ratio du service de la dette dans le pourcentage des recettes courantes s'est amélioré de 13,3% en 2003 à 7,7% en 2008. Par la suite, il s'est maintenu à environ 10% de 2009 à 2011.

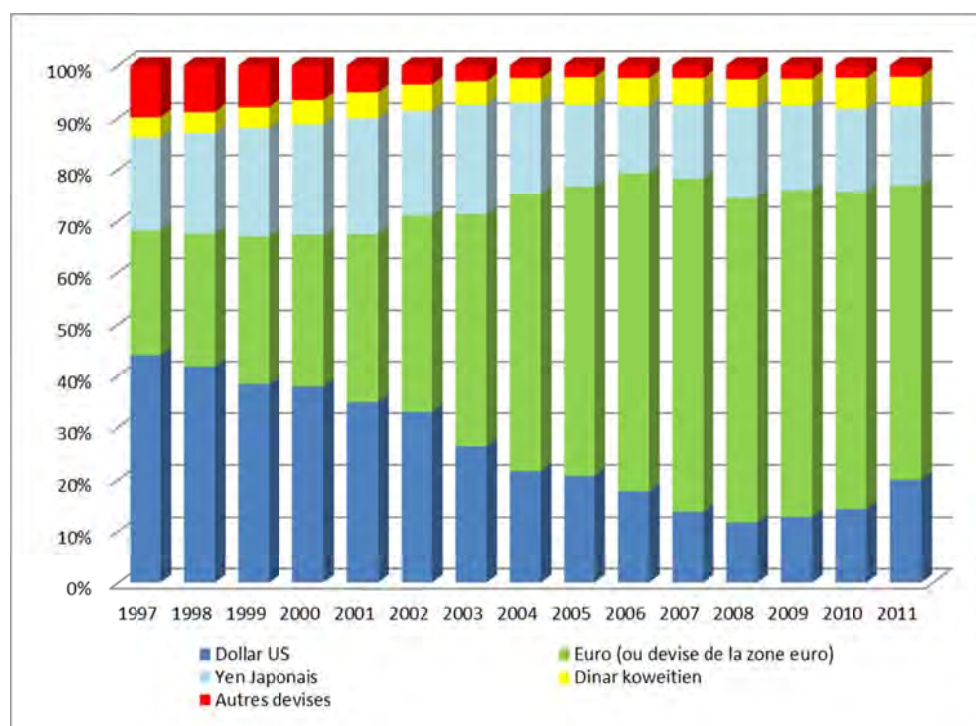
Tableau 2.4.2-1 Dette extérieure et indicateurs

(Unité : Millions TND)

Rubriques	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Dette extérieure	17,550	19,408	20,373	19,683	19,728	21,301	21,977	23,582	25,391
Administration	12,529	13,209	14,025	13,286	13,300	14,560	14,716	15,551	16,690
Entreprises	5,021	6,199	6,348	6,397	6,428	6,741	7,261	8,031	8,701
Taux d'endettement									
RNB en circulation en %	49,2	49,6	48,9	43,0	39,7	38,9	37,3	36,9	38,8
PIB en circulation en %	49,6	50,0	48,7	43,0	39,6	38,6	37,4	37,1	38,8
Service de la dette	2,122	2,662	2,716	3,881	3,334	2,621	3,184	3,269	3,737
Principal	1,402	1,885	1,876	2,991	2,447	1,757	2,313	2,434	2,892
Intérêts	720	777	840	890	887	864	871	835	845
Ratio du service de la dette									
En % des recettes courantes	13,3	14,3	12,8	16,4	11,7	7,7	10,6	9,3	10,6

Source : Banque Centrale de Tunisie, «Statistiques», site Web de Bank Central de Tunisie
(<http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/english/indicateurs/comptes.jsp>, octobre 2013)

La structure de la dette extérieure par devise a changé durant les 15 dernières années. Durant la fin des années 1990, environ 40% de la dette extérieure était financé par dollar US et environ 25-30% était financé par euro. Alors que la part de la dette en EUR a considérablement augmenté à plus de 50% dans les années 2000, la part de la dette en USD a diminué jusqu'à environ 20%. La part de la dette en JPY s'est située dans une plage de 10-20% durant la même période.



Source : Banque Centrale de Tunisie, «Statistiques», site Web de Bank Central de Tunisie
(<http://www.bct.gov.tn/bct/siteprod/english/indicateurs/comptes.jsp>, octobre 2013)

Figure 2.4.2-1 Dette extérieure par devise (%)

Chapitre 3 Vue d'ensemble du secteur de l'énergie en Tunisie

3.1 Vue d'ensemble du secteur de l'énergie en Tunisie

3.1.1 Organisation

La Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) est une société de droit public à caractère non administratif qui a essentiellement pour mission de :

- électrifier le pays
- développer un réseau de gaz naturel
- réaliser une infrastructure électrique et gazière

La STEG est responsable de la production d'électricité et de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Elle est également en charge de la transmission et de la distribution de l'électricité et du gaz naturel. La STEG produit du GPL et de l'énergie électrique et procède au transport et à la distribution de l'électricité ainsi que gaz naturel à l'échelle nationale. Son principal objectif est de fournir de l'énergie électrique et gazière au marché national et de répondre à la totalité des besoins de ses clients (résidentiels, industriels, tertiaires, etc.).

- Production d'électricité à partir de sources variées (thermique, hydraulique, éolienne, etc.)
- Transport de l'électricité : gestion et développement des réseaux et des postes haute tension
- Distribution de l'électricité : gestion et développement des réseaux et des postes moyenne et basse tension
- Développement et distribution intérieure du gaz naturel : gestion de l'infrastructure de réseau de gaz
- Production de GPL

La Figure 3.1.1-1 présente l'organigramme de la STEG.



Note DPSC: Département des services centraux
DPCC: Département de la communication et de la Coopération
DPDC: Développement Direction de la Communication
SPCM: Secrétariat Permanent pour la Commission d'appel d'offres

Source: <http://www.steg.com.tn>

Figure 3.1.1-1 Organigramme de la STEG

3.1.2 Vue d'ensemble des centrales électriques existantes

Le tableau 3.1.2-1 montre les centrales électriques existantes.

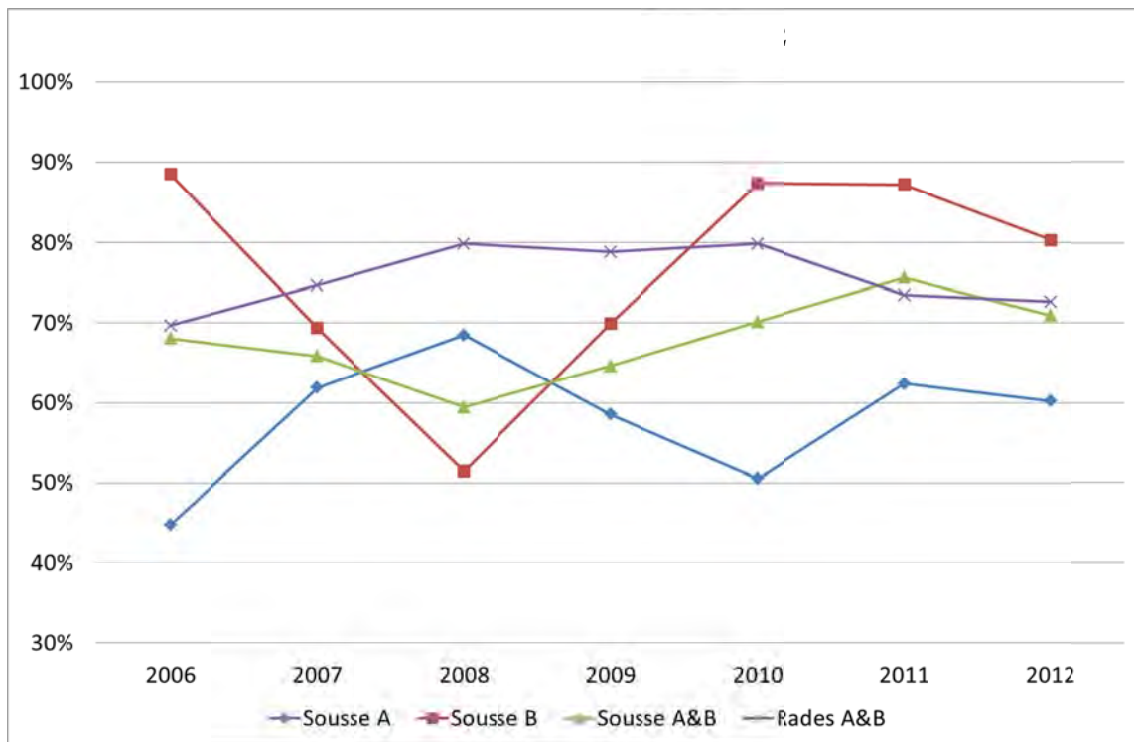
Tableau 3.1.2-1 Centrales électriques existantes

N°	Nom	Type de centrale (1)	Emplacement	Nbre d'unités	Capacité prévue (2) (MW)	Capacité actuelle (3) (MW)	Capacité actuelle à 40°C (4) (MW)	Année de fonctionnement initial	Année de mise hors service	Propriétaire
1	Rades A #1	TV	Tunis	1	170	145	145	1985	2021	STEG
2	Rades A #2	TV	Tunis	1	170	145	145	1985	2021	STEG
3	Rades B #1	TV	Tunis	1	180	150	150	1998	2029	STEG
4	Rades B #2	TV	Tunis	1	180	150	150	1998	2029	STEG
5	Sousse A #1	TV	Sousse	1	-	160	160	1980	2016	STEG
6	Sousse A #2	TV	Sousse	1	-	160	160	1980	2016	STEG
7	Sousse B #1	TG	Sousse	1	-	118	310	1994	2025	STEG
8	Sousse B #2	TG	Sousse	1	-	118	-	1994	2025	STEG
9	Sousse B #3	TV	Sousse	1	-	128	-	1995	2025	STEG
10	Ghannouch	CC	Ghannouch	1	-	412	373	2011	2041	STEG
11	Goulette	TG	Goulette	1	-	120	105	-	2035	STEG
12	Thyna #1	TG	Thyna	1	-	120	100	-	2034	STEG
13	Thyna #2	TG	Thyna	1	-	120	100	-	2037	STEG
14	Thyna #3	TG	Thyna	1	-	120	100	-	2040	STEG
15	Feriana #1	TG	Feriana	1	-	120	100	-	2035	STEG
16	Feriana #2	TG	Feriana	1	-	120	100	-	2039	STEG
17	Bir M'cherga #1	TG	Bir M'cherga	1	-	120	100	-	2028	STEG
18	Bir M'cherga #2	TG	Bir M'cherga	1	-	120	100	-	2028	STEG
19	Bir M'cherga #3	TG	Bir M'cherga	1	-	120	100	-	2043	STEG
20	Bir M'cherga #4	TG	Bir M'cherga	1	-	120	100	-	2043	STEG
21	Bouchemma #1	TG	Bouchemma	1	-	120	100	-	2029	STEG
22	Bouchemma #2	TG	Bouchemma	1	-	30	27	-	2022	STEG
23	Bouchemma #3	TG	Bouchemma	1	-	30	27	-	2022	STEG
24	Kasserine #1	TG	Kasserine	1	-	30	27	-	2022	STEG
25	Kasserine #2	TG	Kasserine	1	-	30	27	-	2022	STEG
26	Sfax #1	TG	Sfax	1	-	20	17	-	2022	STEG
27	Sfax #2	TG	Sfax	1	-	20	17	-	2022	STEG
28	Tunis Sud #1	TG	Tunis Sud	1	-	20	18	-	2022	STEG
29	Tunis Sud #2	TG	Tunis Sud	1	-	20	18	-	2022	STEG
30	Tunis Sud #3	TG	Tunis Sud	1	-	20	18	-	2022	STEG
31	Korba #1	TG	Korba	1	-	20	18	-	2022	STEG
32	Korba #2	TG	Korba	1	-	30	27	-	2022	STEG
33	Menzel Bourguiba #1	TG	Menzel Bourguiba	1	-	20	18	-	2022	STEG
34	Menzel Bourguiba #2	TG	Menzel Bourguiba	1	-	20	18	-	2022	STEG
35	Zarsis #1	TG	Zarsis	1	-	30	27	-	2022	STEG
36	Robbana #1	TG	Robbana	1	-	30	27	-	2022	STEG
37	Rades II #1	TG	Rades	1	-	120	440	-	2027	Carthage Power
38	Rades II #2	TG	Rades	1	-	120	-	-	2027	Carthage Power
39	Rades II #3	TV	Rades	1	-	231	-	-	2027	Carthage Power
40	El Bibane	TG	-	1	-	27	-	2003	-	-
Total	-	-	-	40	-	3.496	3.469	-	-	-

Source: STEG

- (1) Les centrales se classifient en différents types : turbine à vapeur (TV), turbine à gaz (TG) et turbine à gaz cycle combiné (CC), en Tunisie.
- (2) La capacité prévue est la capacité nominale de la centrale lorsqu'elle est installée. La température de base de l'air ambiant est de 20° et la température de l'eau de mer de 25°C.
- (3) La capacité actuelle est la capacité continue maximum que la centrale peut produire sans dépasser les paramètres de fonctionnement du fabricant au moment en question. La température de base de l'air ambiant est de 20° et la température de l'eau de mer de 25°C.
- (4) La capacité actuelle à 40°C est la capacité actuelle courante avec une température de l'air ambiant de 40°C et une température de l'eau de mer de 30°C.
- (5) Facteur de capacité = Production annuelle d'énergie électrique (MWh) x 100/ {Capacité prévue (MW) x 8.760}
- (6) Aucun projet de PEI n'est prévu pour les dix prochaines années.

La Figure 3.1.2-1 montre le facteur de capacité des centrales existantes.



Source: STEG

Figure 3.1.2-1 Facteur de capacité des centrales existantes

3.1.3 Vue d'ensemble des installations de transmission de l'électricité

(1) Système de réseau électrique

En Tunisie, la tension des lignes de transmission est de 400 kV, 225 kV, 150 kV et 90 kV. Le réseau électrique de la Tunisie constitue un système d'attelage international avec l'Algérie et la Lybie.

Les lignes de transmission de 225 kV, qui forment l'ossature du système électrique en Tunisie, passent à travers le centre du pays et le long du littoral de la Mer Méditerranée, connectant les centrales qui sont situées dans le pays. Les lignes de transmission de 150 kV et 90 kV sont principalement installées sur le littoral et dans le désert à l'est.

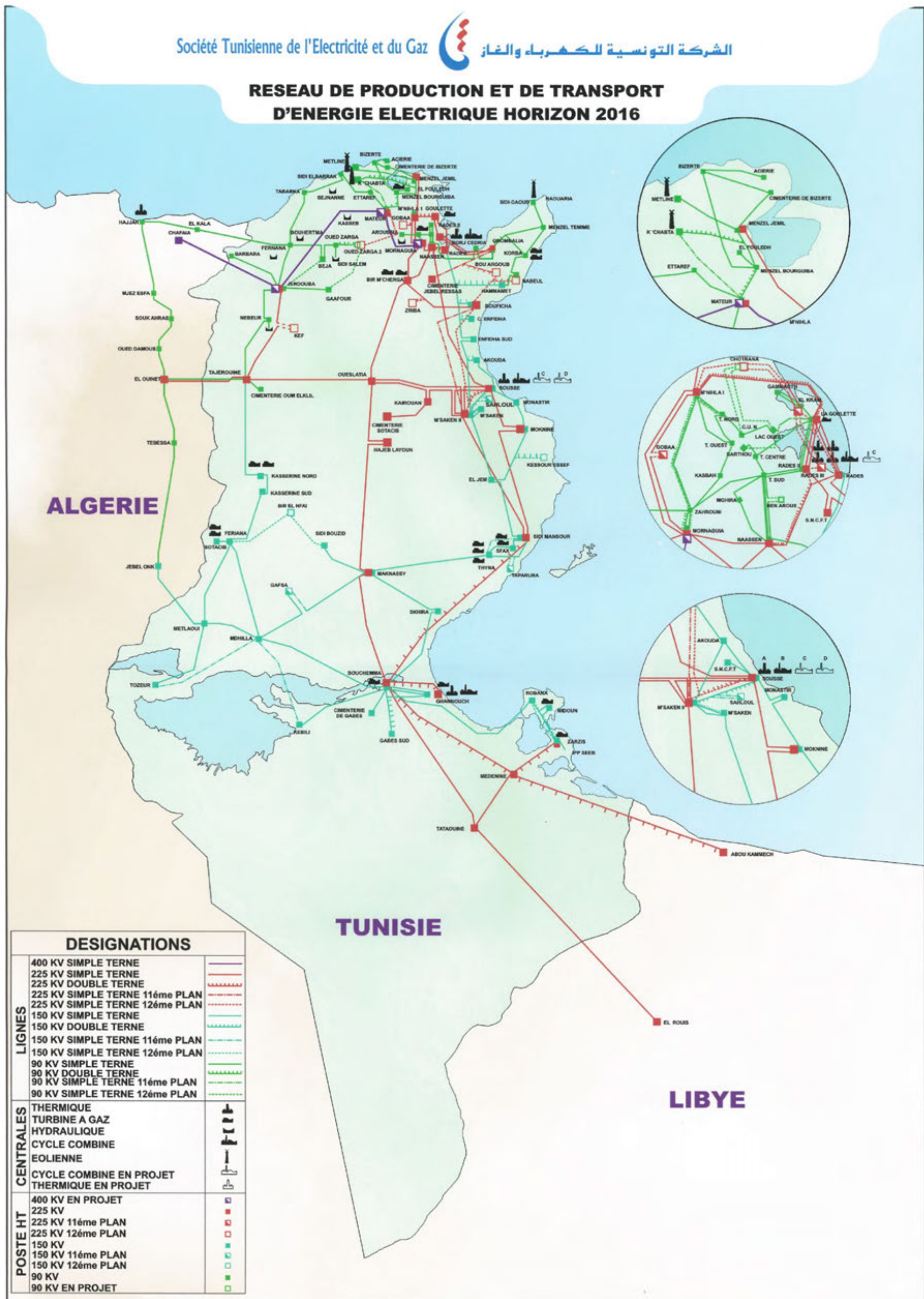
La principale zone de consommation électrique est concentrée sur le littoral nord-est du pays et inclut Tunis, la capitale. A Tunis, des lignes de transmission circulaires de 225 kV ont été installées et des lignes de transmission de 90 kV rayonnent vers l'intérieur de la ville à partir de postes de 225 kV. Si une panne unique se produit, l'électricité peut être transmise par les autres lignes de transmission. Par conséquent, on considère le système électrique tunisien comme hautement fiable.

Les longueurs des lignes de transmission en Tunisie sont indiquées dans le Tableau 3.1.3-1.

Tableau 3.1.3-1 Longueurs hors tout des lignes de transmission

Année	Longueur des lignes de transmission (km)		
	225 kV	150 kV	90 kV
2011	2.821	1.883	1.249
2010	2.792	1.883	1.189
2009	2.787	1.812	1.188

Source : Rapport annuel de la STEG, 2011



Source: STEG

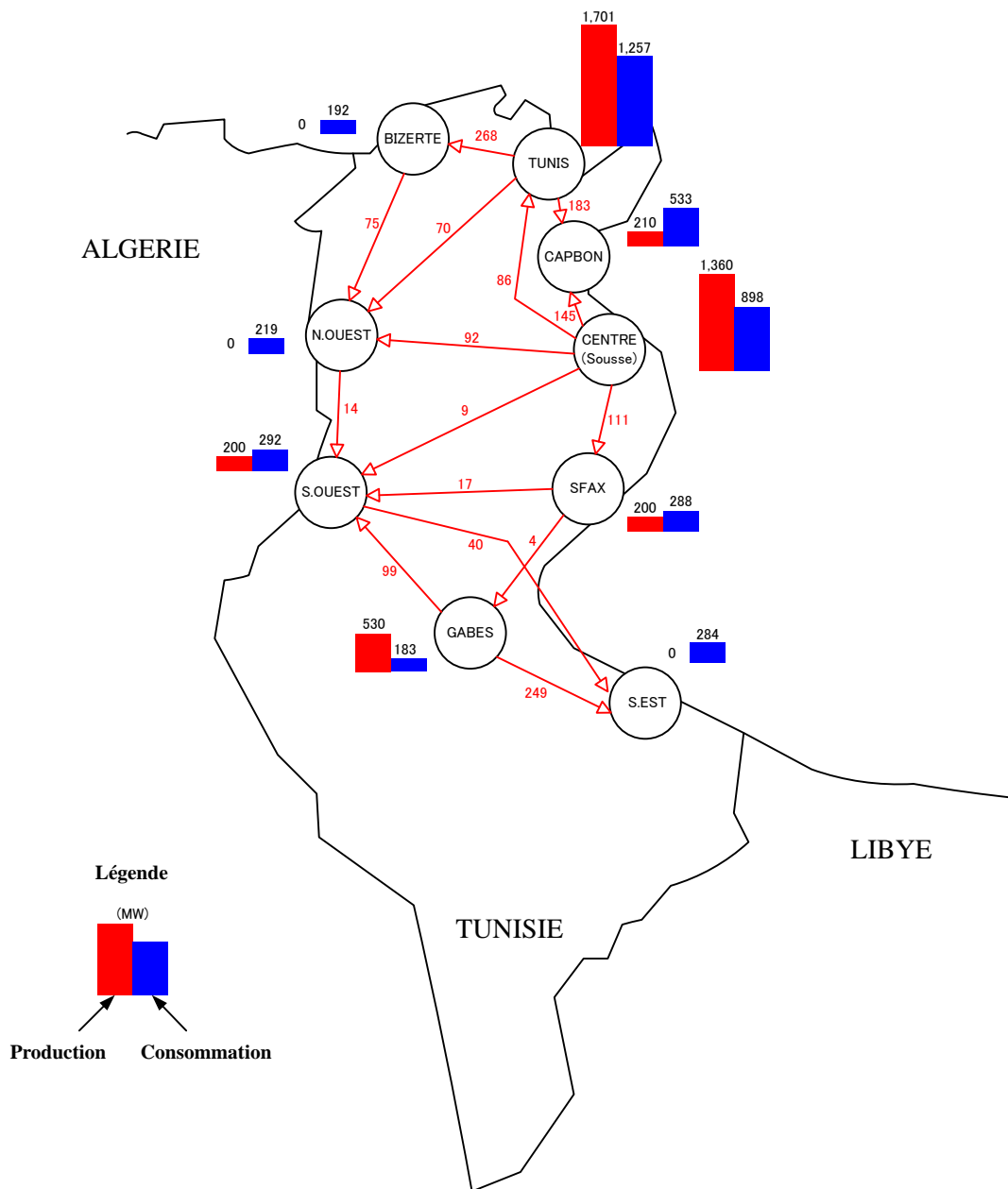
Figure 3.1.3-1 Système du réseau électrique de Tunisie (2016)

(2) Flux de puissance

La situation du flux de puissance dans la Simulation de Système d'alimentation pour ingénieurs (abrév. en anglais : PSS/E) produit par la STEG est présentée dans la Figure 3.3.1-2. La situation du flux de puissance ciblé est calculée en tant que charge de pointe prévue en 2017. Bien que le réseau électrique de Tunisie soit connecté à l'Algérie et à la Lybie, qui sont limitrophes de la Tunisie, il n'y a généralement pas d'interconnexion de l'électricité entre la Tunisie et ces pays.

Les principales zones de consommation électrique sont Tunis, capitale de la Tunisie, et Sousse, qui sont alimentées en électricité par les centrales avoisinantes. Il n'est pas nécessaire de transmettre de grandes quantités d'énergie vers la zone du littoral nord-est, dont la demande en électricité est élevée, par les lignes de transmission longue distance, étant donné que des centrales sont proches de cette région.

Dans le calcul du PSS/E, le ratio maximum du courant normal de chaque ligne de transmission par rapport au courant nominal est de 75% pour certaines lignes de transmission. Toutefois, presque tous les ratios des lignes de transmission sont inférieurs à 50%. Le calcul montre que les lignes de transmission de la STEG ont une capacité de transmission suffisante.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 3.1.3-2 Flux de puissance dans le Système d'alimentation de la Tunisie

(3) Pertes dans la transmission électrique

Selon le tableau ci-dessous, le taux des pertes enregistrées dans le réseau de transport électrique a connu de légères améliorations par rapport aux années précédentes.

Tableau 3.1.3-2 Pertes dans la transmission électrique

Année	2009	2010	2011
Pertes dans le système de transmission (%)	2,25	2,10	2,00

Source : Rapport annuel de la STEG, 2011

3.1.4 Vue d'ensemble des énergies renouvelables

La Tunisie, qui a été un pays d'énergie exportation au cours du siècle dernier, est devenu un pays d'importation d'énergie dans ce siècle à la suite de la croissance économique. En plus de ce contexte, la forte potentialité de la région méditerranéenne pour la production d'énergie éolienne et les longues heures d'ensoleillement (3200 heures par an) dans la région du désert du Sahara ont renforcé l'engagement du gouvernement de la Tunisie en matière de développement des énergies renouvelables.

En ce qui concerne la production d'énergie éolienne, la STEG a installé l'installation de 10 MW à Sidi Daoud en 2001, et les installations de production d'environ 245 MW ont été installées à la fin de 2012.

La production d'énergie solaire est également encouragée à venir, sous la direction de l'ANME (Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie) dans le but d'électrification des villages agricoles non électrifiés dans une région éloignée qui ne peuvent pas se connecter au réseau de l'électricité, mais les capacités de production restent dans un niveau de moins de 6 MW à la fin de 2012.

La production d'énergie de la biomasse est également un niveau très limité (de 0.4 MW). L'objectif de développement du gouvernement de la Tunisie en 2030, 1755 MW d'énergie éolienne, 1978 MW pour l'énergie solaire, pour 300 MW alimentée à la biomasse, ne sera pas facile à atteindre pour l'instabilité et le coût élevé de ces méthodes de production d'électricité.

3.1.5 Plan de développement des centrales électriques et prévision de la demande en électricité

Le tableau 3.1.4-1 présente le Plan de développement des centrales électriques. La STEG prévoit que le taux d'augmentation de la demande en électricité entre 2012 et 2016 sera de 7,1% annuellement. Afin de remédier aux futures pénuries d'électricité, la STEG construit actuellement deux nouvelles centrales à Sousse qui seront mises en service en 2014 et 2015. Même après la mise en route de ces centrales, la Tunisie devra faire face à une pénurie d'électricité dans un futur proche.

D'autre part, la centrale thermique Sousse A (2 x 135 MW) devrait être mise hors service en 2016, après 36 ans de fonctionnement.

A partir de ces perspectives de développement, le projet ELMED est entré dans une phase d'étude. Il porte sur une capacité de production de 400 MW à 1.200 MW, réservée au marché local et sur 800 MW en vue de l'exportation vers le marché italien via une interconnexion d'une capacité de 1.000 MW, devant être réalisée en partenariat entre la STEG et Terna (opérateur du réseau italien).

Tableau 3.1.5-1 Plan de développement des centrales électriques

N°	Nom	Type de centrale ⁽¹⁾	Emplacement	Nbre d'unités	Capacité prévue ⁽²⁾ (MW)	Capacité actuelle ⁽³⁾ (MW)	Capacité actuelle à 40°C ⁽⁴⁾ (MW)	Année de fonctionnement initial	Propriétaire (8)
1	Sousse C	CC	Sousse	1	424	424	383	2014	STEG
2	Sousse D	CC	Sousse	1	424	424	383	2015	STEG
3	Rades C	CC	Radès	1	450	450	407	2017 (GT) 2018 (CC)	STEG
4	Mornaguia #1	TG	Mornaguia	1	300	300	-	2017	STEG
5	Mornaguia #2	TG	Mornaguia	1	300	300	-	2017	STEG
6	(Centrale #1)	CC	(Indéterminé)	1	450	450	-	2018	STEG
7	(Centrale #2)	CC	(Indéterminé)	1	450	450	-	2019	STEG
8	(Tac 2020)	TG	(Indéterminé)	1	300	300	-	2020	STEG
9	(Tac 2021)	TG	(Indéterminé)	1	300	300	-	2021	STEG
Total	-	-	-	9	3.398	3.398	1.173	-	-

(1) Les centrales se classifient en différents types : turbine à vapeur (TV), turbine à gaz (TG) et turbine à gaz cycle combiné (CC), en Tunisie.

(2) La capacité prévue est la capacité nominale de la centrale lorsqu'elle est installée. La température de base de l'air ambiant est de 20° et la température de l'eau de mer de 25°C.

(3) La capacité actuelle est la capacité continue maximum que la centrale peut produire sans dépasser les paramètres de fonctionnement du fabricant au moment en question. La température de base de l'air ambiant est de 20° et la température de l'eau de mer de 25°C..

(4) La capacité actuelle à 40°C est la capacité actuelle courante avec une température de l'air ambiant de 40°C et une température de l'eau de mer de 30°C.

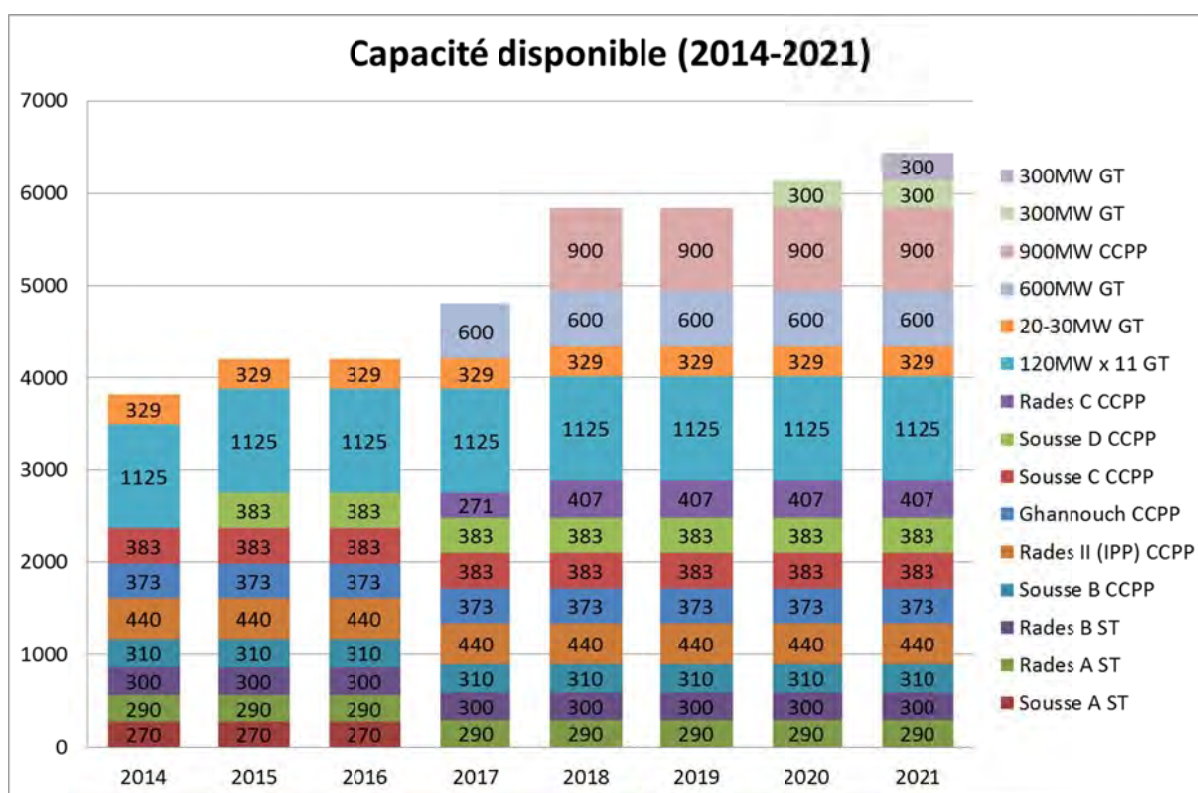
(5) Facteur de capacité = Production annuelle d'énergie électrique (MWh) x 100/ {Capacité prévue (MW) x 8.760}

(6) Facteur de disponibilité = (8,760 – heures de panne) x 100/ 8.760

(7) Types de combustible : NG : Gaz naturel ; HO : Huile lourde ; DO : Huile diesel ; Cro : Huile brute et charbon : bitumeux, sous-bitumeux et lignite.

(8) Aucun projet de PEI n'est prévu pour les dix prochaines années.

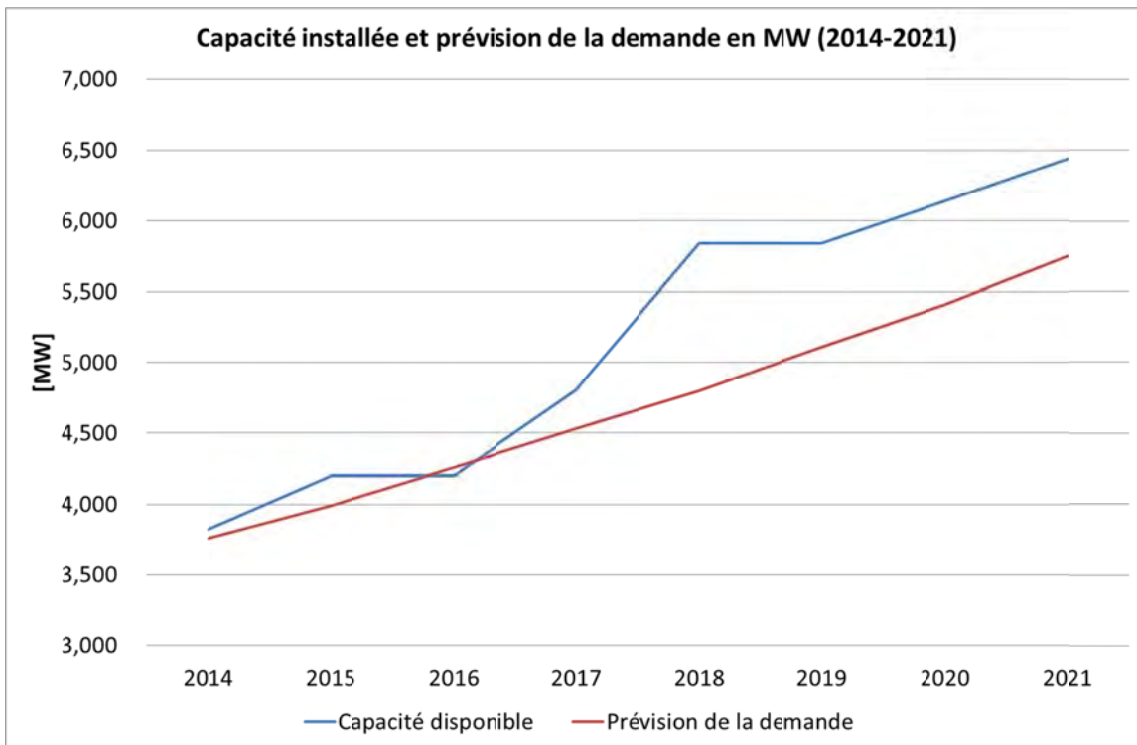
La Figure 3.1.4-1 montre la capacité disponible. Il est prévu que la capacité de production disponible sera d'environ 4.203 [MW] en 2016.



Source: STEG

Figure 3.1.5-1 Capacité disponible (2014-2021)

La Figure 3.1.4-2 montre la capacité disponible et les prévisions de la demande. Il est prévu que la demande maximum en électricité sera d'environ 4.260 [MW] en 2016. Par conséquent, une pénurie en alimentation électrique de 57 MW est prévue pour 2016. Afin de faire face à l'augmentation de la demande, il est nécessaire de construire de nouvelles centrales thermiques de l'ordre de 450 MW d'ici 2016. Il est important pour la STEG de procéder de toute urgence au projet Radès C.



Source: STEG

Figure 3.1.4-2 Capacité disponible et prévisions de la demande (2014-2021)

3.2 Tarifs de l'électricité

Les tarifs de l'électricité et du gaz sont fixés par le Ministère de l'Industrie. Ces tarifs sont déterminés à la fin de chaque année fiscale et reflètent les prix internationaux du pétrole brut et du gaz, la balance financière des entités commerciales y compris la STEG, ainsi que le montant possible de subventions accordées par le gouvernement. Les tarifs de l'électricité sont divisés en tranches de temps pour Haute tension (HT) et Moyenne tension (MT) ainsi que le pompage d'eau pour irrigation. La table des tarifs les plus récents est en vigueur depuis septembre 2012.

Le tarif moyen de l'électricité en 2011 a été de 128,85 millièmes/kWh (0,078 USD/kWh). Le tarif pour les foyers à faibles revenus a été uniquement de 75 millièmes/kWh (environ 0,045 USD/kWh). Le niveau des tarifs de l'électricité est relativement faible car le gouvernement contrôle les prix du combustible et de l'énergie afin de stabiliser l'économie. Néanmoins, comme mentionné au Chapitre 2, le système de subventions a été révisé pour ajuster les prix du combustible et de l'énergie.

Tableau 3.2-1 Tableau des prix de l'électricité (en septembre 2012)

Catégorie	Tarifs		Redevance		Prix unitaire			
			Abonnement (mill/Ab/mois)	Puissance (mill/kVA/mois)	Jour	Pic	Soir	Nuit
Basse tension	Tranche économique (1 et 2 kVA ou moins de 50 kVA/mois) accordé uniquement aux clients résidentiels		-	300	75			
	Tranche économique (1 et 2 kVA)	1-50 kWh/mois	-	300	92			
		51 kWh/mois et plus	-	300	135			
	Tranche ordinaire (> 2 kVA)	1-300 kWh/month	-	300	135			
		301 kWh/month and more	-	300	200			
	Éclairage public		-	600	177			
	Chauffe-eau		500	-	177	Effacement	177	
	Chauffage et climatisation *4		-	300	200			
	Irrigation	Uniforme	300	300	110			
		3 Postes horaires	1,000	-	92	200	N.A.	85
Moyenne tension	Uniforme		-	700*3	137			
	Postes horaires		-	4,000	123	185	147	94
	Pompage d'eau		-	4,000	139	171	N.A.	94
	Usage agricole		-	-	111	Effacement	145	87
	Pompage pour irrigation		-	-	111	Effacement	N.A.	87
	Irrigation agricole		-	-	104	Effacement	120	80
	Secours (tarif pour les auto-producteurs consommant en cas de nécessité)		-	2,250	143	198	164	101
	4 postes horaires		-	3,500	119	181	142	90
Haute tension	Décalages temporels «3 postes horaires»		-	3,500	135	164	N.A.	90
	Secours		-	1,500	137	193	159	97

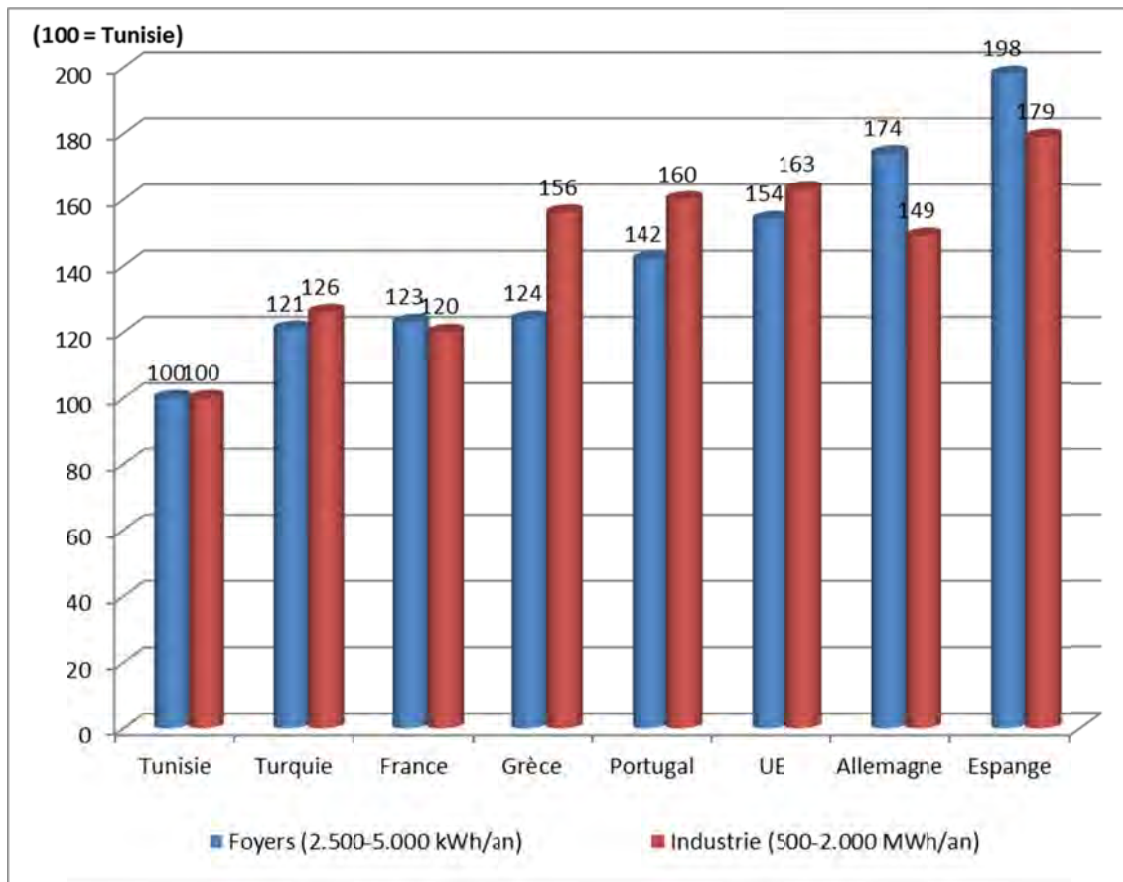
Source: STEG

Remarque : 1 DNT = 1.000 millièmes

La figure ci-dessous montre les niveaux des tarifs en UE en moyenne, pour cinq pays européens et la Turquie, en comparaison avec les niveaux des tarifs en Tunisie. Les tarifs de la Tunisie sont faibles par rapport à ceux de ces autres pays. En prenant un niveau de tarif de 100 pour la Tunisie, aucun pays ne vient se placer en dessous de la Tunisie.

En termes de tarifs pour les foyers, il y a plus de 20 points de différence entre la Tunisie et la Turquie, qui a les niveaux les plus bas parmi les pays pris pour comparaison. Les tarifs les plus élevés pour les foyers sont ceux de l'Espagne, avec 198 par rapport aux tarifs de la Tunisie.

En termes de tarifs pour l'industrie, la différence entre la Tunisie et la France, qui a le niveau le plus bas, est également de 20 points. L'Espagne fournit également l'électricité la plus chère pour usage industriel, avec 179 par rapport aux tarifs de la Tunisie.



Source : Rapport annuel STEG, 2011

Figure 3.2-1 Comparaison internationale des tarifs de l'électricité

3.3 Situation financière de la STEG

3.3.1 Bilan

Le total des actifs de la STEG a augmenté durant les cinq dernières années pour passer de 4,107 milliards TND en 2008 à 7,176 milliards TND en 2012. Cette augmentation est principalement due aux immobilisations élargies pour les installations d'alimentation électrique. Le montant net des immobilisations a augmenté de 2,735 milliards TND en 2008 à 3,918 milliards TND. Toutefois, le financement pour les investissements en capital a été dépendant de prêts à long terme, plutôt que par capitaux propres. Alors que le total du passif a augmenté de manière constante de 2,636 milliards TND à 5,850 milliards TND durant les cinq dernières années, les capitaux propres ont fluctué aux environs de 1,5 milliards TND. En 2012, les capitaux propres ont été réduits à 1,326 milliards de TND en raison de la diminution des bénéfices non répartis et des pertes nettes élargies.

Tableau 3.3.1-1 Bilan de la STEG (2008-2012)

	2008	2009	2010	2011	2012
Total des actifs	4,107,016,065	4,812,494,373	5,565,737,792	6,425,141,483	7,176,889,282
Actifs non courants	3,405,247,061	4,031,398,929	4,683,905,660	5,100,045,536	5,354,799,984
Actifs intangibles	1,729,118	1,953,569	2,245,958	2,829,256	4,427,631
Dépréciation	-1,174,815	-1,691,541	-1,976,215	-2,342,928	-3,167,615
Immobilisations	5,600,483,899	5,995,470,795	6,527,253,471	7,480,938,366	7,932,025,539
Dépréciation	-2,865,193,021	-3,070,326,328	-3,300,764,936	-3,637,580,344	-4,013,793,484
Immobilisations en cours	645,345,728	1,081,119,644	1,432,830,631	1,233,505,683	1,412,894,148
Actifs financiers	28,458,109	29,341,883	28,540,001	27,192,135	29,028,874
Provisions	-4,401,957	-4,469,093	-4,223,250	-4,496,631	-6,615,109
Actifs courants	701,769,004	781,095,444	881,832,132	1,325,095,948	1,822,089,298
Stocks	109,754,863	112,998,278	133,512,790	145,125,984	174,971,149
Provisions	-12,771,039	10,845,985	-12,893,363	-13,667,382	-14,841,390
Dettes commerciales	448,319,692	490,410,946	520,885,590	793,497,116	915,034,699
Provisions	-45,704,656	-45,196,242	-36,206,608	-57,248,346	-84,226,172
Other current assets	41,941,213	41,306,435	42,325,399	39,510,123	41,690,711
Provision	-7,138,050	-8,410,944	-7,728,000	-7,559,226	-6,984,745
Autres actifs courants	3,845,273	3,552,891	3,482,305	3,446,537	2,642,022
Liquidités et équivalents de liquidités	163,521,708	175,588,095	238,454,019	421,991,142	793,803,024
Total des passifs et capitaux propres	4,107,016,065	4,790,802,405	5,565,737,793	6,425,141,484	7,176,889,282
Total des passifs	2,636,902,672	3,270,023,262	4,042,044,971	4,887,932,745	5,850,269,742
Passifs non courants	1,476,891,179	2,062,097,627	2,862,457,954	3,143,864,069	3,751,400,677
Prêts et emprunts	1,241,946,301	1,801,212,536	2,526,924,352	2,777,018,654	3,229,243,086
Dépôts de garantie	143,278,097	163,990,439	181,181,520	196,855,950	213,466,033
Provisions pour risques et charges	90,657,781	95,885,652	153,343,082	168,980,465	307,682,558
Autres passifs non courants	1,009,000	1,009,000	1,009,000	1,009,000	1,009,000
Passifs courants	1,160,011,493	1,207,925,636	1,179,587,017	1,744,068,676	2,098,869,066
Découverts bancaires et autres passifs financiers	644,822,614	596,726,748	636,724,624	436,652,810	1,488,206,279
Dettes commerciales et comptes en relation	227,817,654	222,739,487	267,090,462	962,203,805	352,586,499
Autres passifs courants	287,371,225	388,459,401	275,771,931	345,212,061	258,076,288
Capitaux propres	1,470,113,393	1,520,779,143	1,523,692,822	1,537,208,739	1,326,619,540
Capitaux d'apport	75,194,652	75,194,652	75,194,652	75,194,652	75,194,652
Réserves légales	235,002	235,002	235,002	235,002	235,002
Autres capitaux propres	1,242,740,217	1,286,109,006	1,327,019,876	1,357,703,986	1,369,977,160
Bénéfices non répartis/pertes accumulées	169,942,458	150,330,708	130,390,847	121,243,292	37,005,408
Bénéfices de la période	-17,998,936	8,909,775	-9,147,555	-17,168,193	-155,792,682

Source : Résultats financiers de la STEG (2008-2012)

3.3.2 État de résultat

Les ventes de la STEG ont augmenté de manière constante pendant la période de 2008 à 2012 : de 1,877 milliards TND à 2,669 milliards TND. La principale source de revenus de la STEG est la vente de l'électricité, qui représente 70% du total des ventes de la société. Outre les ventes d'électricité, 30% du total des revenus provient des ventes du gaz, du GPL et autres. D'autre part, les coûts des ventes, y compris les coûts de combustible, ont augmenté plus rapidement, de 2,944 milliards TND à 5,187 milliards TND. Les coûts de combustible représentent environ 90% du coût total des ventes de 4,685 milliards TND en 2012.

Étant donné que les revenus des ventes de la STEG ne peuvent pas couvrir les coûts des ventes, le gouvernement fournit une subvention à la STEG pour couvrir une partie des coûts de combustible, y compris les importations de gaz à partir de l'Algérie. Le montant total de la subvention à la STEG a été de 2,733 milliards TND, supérieur aux revenus des ventes de la société.

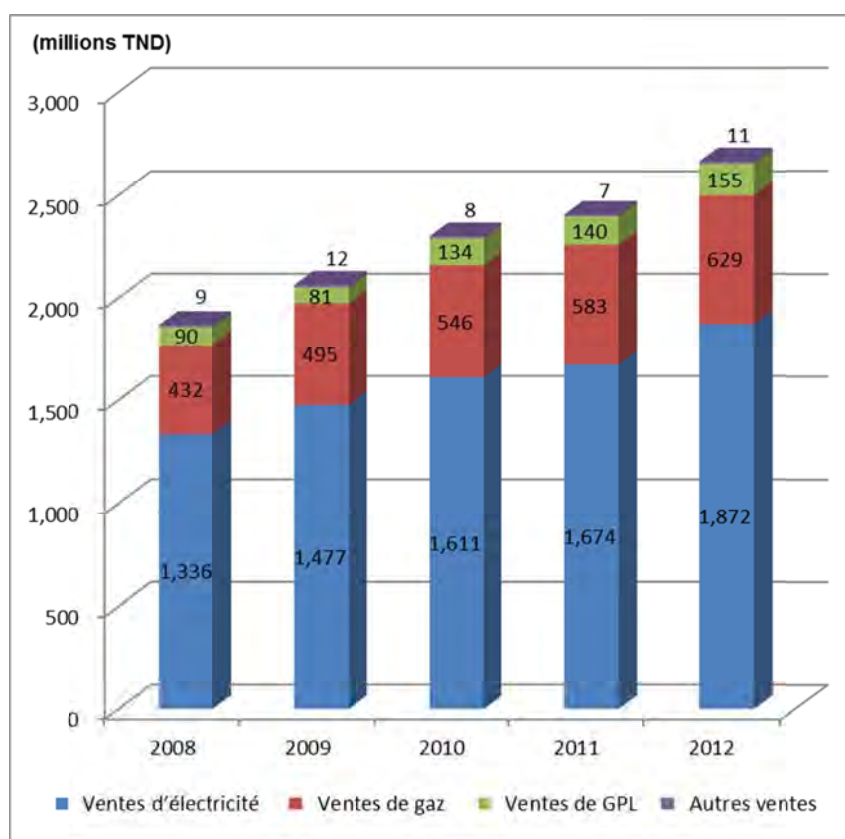
La STEG a de lourdes charges financières qui excèdent les bénéfices d'exploitation. Les dépenses financières ont considérablement augmenté en particulier en 2012. En 2012, les dépenses financières étaient de 0,287 milliards TND alors que les bénéfices d'exploitation étaient de 0,139 milliards TND, à savoir moins de 50% des dépenses financières. En résultat, les pertes nettes avant impôt ont été de 0,136 milliard TND en 2012. La principale raison de ces

dépenses financières accrues a été les pertes dues aux taux de change se montant à 0,145 milliard TD.

Tableau 3.3.2-1 État de résultat

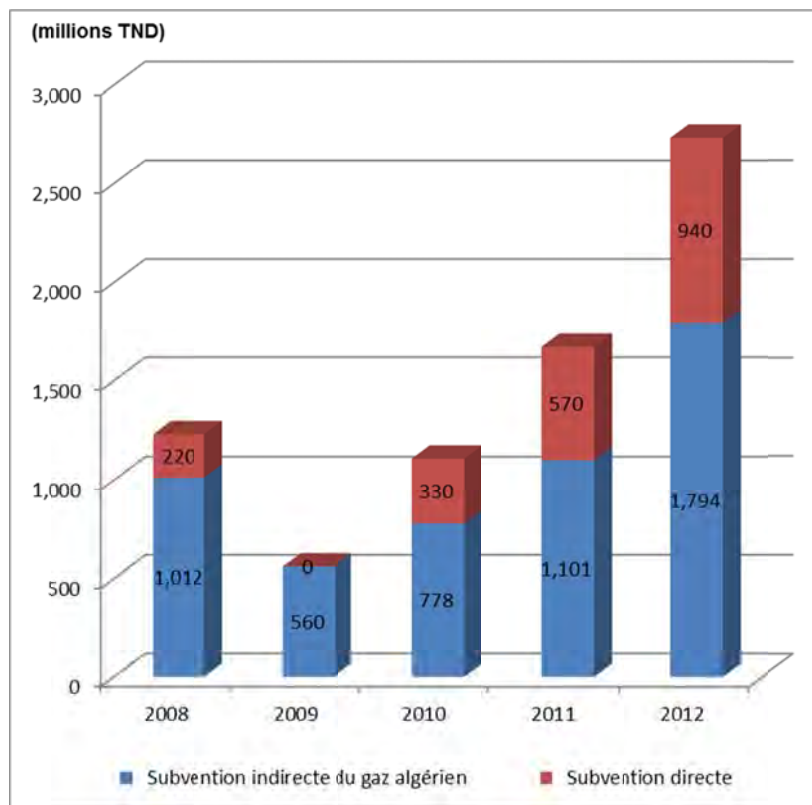
	2008	2009	2010	2011	2012
Ventes	1,877,584,735	2,064,710,795	2,308,918,452	2,408,141,359	2,669,385,027
Subvention d'exploitation	1,232,411,258	560,300,119	1,108,291,536	1,670,852,759	2,733,660,549
Coûts des ventes	-2,994,429,007	-2,517,167,205	-3,267,066,657	-3,883,783,994	-5,187,677,878
Marge brute	115,566,986	107,843,709	150,143,331	195,210,124	215,367,698
Autres résultats d'exploitation	56,501,516	56,399,674	52,195,334	43,722,712	45,078,238
Dépenses de ventes, générales et administratives	-32,689,949	-37,478,223	-36,243,605	-37,708,542	-42,278,025
Autres dépenses d'exploitation	-28,433,596	-19,685,319	-22,781,114	-50,197,910	-79,040,397
Bénéfices d'exploitation	110,944,957	107,079,841	143,313,946	151,026,384	139,127,514
Dépenses financières, nettes	-129,482,848	-87,087,473	-136,374,613	-160,568,029	-287,018,152
Revenus financiers de placement	2,343,776	187,179	1,787,580	8,416,369	1,011,863
Autres profits ordinaires	6,120,396	4,011,998	7,731,555	3,978,318	11,815,932
Autres pertes ordinaires	-4,716,722	-6,271,163	-14,140,920	-4,458,447	-1,112,853
Bénéfices avant impôt	-14,790,441	17,920,382	2,317,548	-1,605,406	-136,175,695
Impôt sur les revenus	-3,208,495	-9,010,607	-11,465,103	-15,562,787	-19,616,987
Bénéfices nettes après impôt	-17,998,936	8,909,775	-9,147,555	-17,168,193	-155,792,682

Source : Résultats financiers de la STEG (2008-2012)

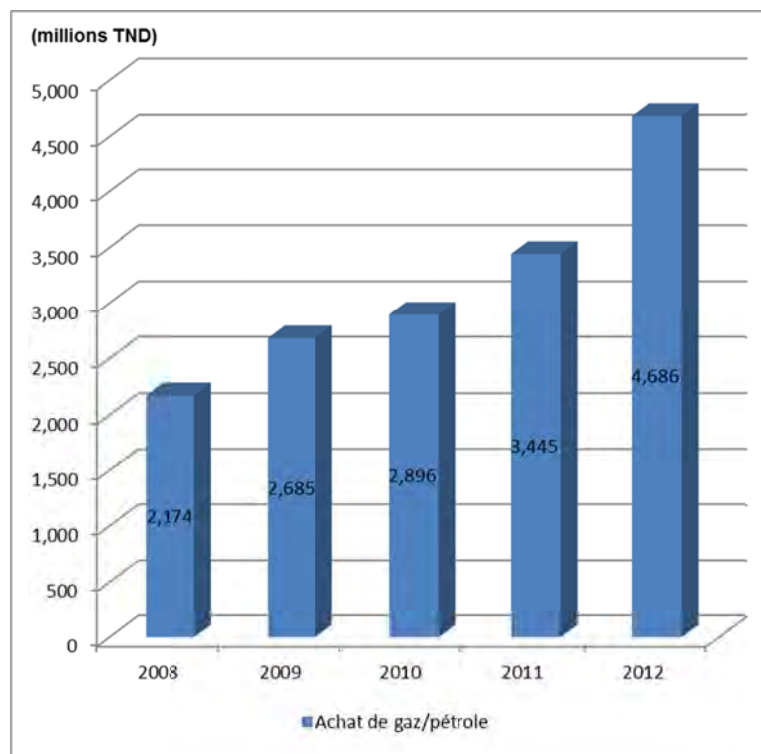


Source : Résultats financiers de la STEG (2008-2012)

Figure 3.3.2-1 Revenus des ventes de la STEG



Source : Résultats financiers de la STEG (2008-2012)
Figure 3.3.2-2 Autres revenus de la STEG



Source : Résultats financiers de la STEG (2008-2012)
Figure 3.3.2-3 Coût de combustible pour production électrique

Chapitre 4 Étude des installations de la centrale électrique de Radès

4.1 Situation du site

4.1.1 Généralités

Le site du Projet de la centrale CCPP Radès C se trouve dans une zone industrielle située à environ 10 km à l'est de Tunis. Il est prévu de construire la centrale CCPP Radès C sur un terrain appartenant au gouvernement tunisien, comme pour les centrales thermiques Radès A et B. La superficie requise pour Radès C sera approximativement de 5,4 ha.

La Figure 4.1.1-1 illustre l'emplacement de la centrale Radès C.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 4.1.1-1 Emplacement de la centrale CCPP Radès C

4.1.2 Sélection du site

Radès C est un projet s'inscrivant à la suite des centrales thermiques Radès A et B existantes. Le site du projet de Radès C se trouve dans le même emplacement que celui de Radès A et B et à proximité du site de la centrale thermique du producteur d'électricité indépendant (PEI) Cathage Power Company (CCPP Radès II).

Le Port de la Goulette est adjacent au site du projet, facilitant ainsi l'approvisionnement et le transport devant être réalisés pour le Projet.

La Figure 4.1.2-1 illustre les emplacements des centrales thermiques Radès A, B et C ainsi que de la centrale de Carthage Power (Radès II).



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 4.1.2-1 Emplacement des centrales thermiques Radès A, B et C (en prévision)
et de la centrale de Carthage Power (CCPP Radès II)

4.1.3 Conditions du site

4.1.3.1 Préparation du site

Environ 5,4 hectares du site prévu pour la construction de la centrale CCPP Radès C sont presque entièrement aménagés. Cependant, il y a encore des arbres, buissons, bâtiments en ruine et petites structures sur le site de la centrale CCPP Radès C. Ces bâtiments en ruine et petites structures ont déjà été utilisés comme entrepôts pour les centrales thermiques Radès A et B existantes.

Ils doivent donc être démolis et/ou éliminés.

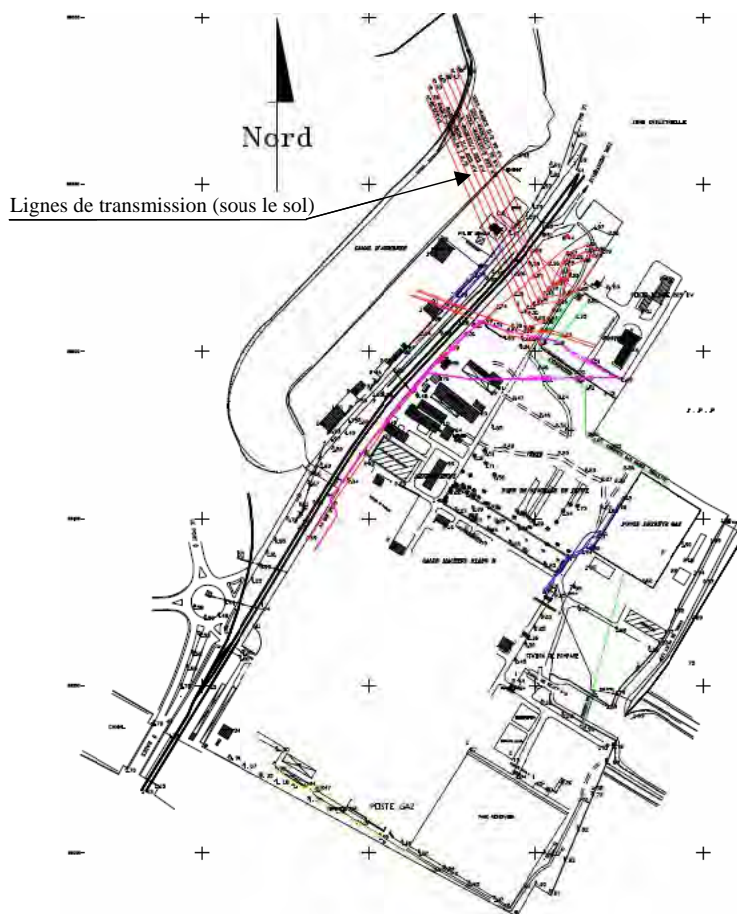
Le niveau du sol aménagé pour le site candidat de Radès C est d'environ +2,0 m NGT (Niveau Géodésique Tunisien). Il faut toutefois noter que la construction de la centrale nécessite une étude des structures souterraines existantes. Si des structures souterraines existent, elles devront être déplacées ou relocalisées.

La Figure 4.1.3.1-1 illustre une vue du site de Radès C.



Source : Équipe d'étude de la JICA
Figure 4.1.3.1-1 Vue du site de Radès C

La Figure 4.1.3-2 présente une carte topographique du site de Radès C.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 4.1.3.1-2 Carte topographique du site de la centrale CCPP Radès C

4.1.3.2 Conditions physiographiques et géologiques

Le site de la centrale CCPP Radès C est situé au sud du Port de la Goulette, immédiatement à l'est des Salinas (bancs de sel). Il s'agit d'une étroite bande de terre qui sépare un lac du Golfe de Tunis, légèrement au nord de l'embouchure de la rivière Oued Méliane. Les sols de cette région sont composés de dépôts alluviaux récents.

Les sables du littoral envahissent la majeure partie des terres, sans produire toutefois de dunes individualisées sur le site.

L'ossature des collines de Mégrine-Radès est constituée de substrats géologiques. Une étude préliminaire des propriétés géotechniques a été effectuée par la STEG.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 4.1.3.2 Conditions physiographiques et géologiques du site de la centrale CCPP Radès C

4.1.3.3 Conditions des sols

Les travaux d'investigation des sols pour la centrale CCPP Radès C ont été achevés en octobre 2013. Les résultats définitifs pour les mesures géotechniques in-situ et les tests en laboratoire sont présentés en détail dans le rapport élaboré par la société tunisienne de reconnaissance géotechnique Hydrosol Fondations.

Selon les résultats obtenus, les conditions géotechniques suivantes peuvent être considérées.

Couche 1 :

Couche de sable allant du niveau du sol à - 7 m/-9,5 m de profondeur avec une couche

supérieure en talus d'une épaisseur moyenne de 1 m. Les valeurs NSPT varient de 17 à 22.

Couche 2 :

Argile grise avec faibles caractéristiques géo mécaniques variant de -7/-9,5 m à -21/-22,8 m de profondeur par rapport au niveau du sol.

Couche 3 :

Sable fin jaune avec fragments de coquillages, variant de -21/-22,8 m à -28,9/-30,3 m de profondeur par rapport au niveau du sol, avec de bonnes caractéristiques géo mécaniques. Deux NSPT ont été enregistrées (NSPT = 34 et NSPT = 35). Cette couche de sable est considérée comme la strate portante pour les pieux.

Couche 4 :

Argile grise (faibles caractéristiques géo mécaniques) avec présence de fragments de madrépores et de coquillages, variant de -28,9/-30,3 m à -40 m (limite du sondage) de profondeur par rapport au niveau du sol.

4.1.3.4 Niveaux de la mer

Les niveaux de la mer selon les marées à la centrale CCPP Radès C sont présentés ci-dessous.

Niveau de la mer à marée haute	= + 0,70 m NGT
Niveau de la mer à marée moyenne	= - 0,26 m NGT
Niveau de la mer à marée basse	= - 0,61 m NGT

4.1.3.5 Conditions des eaux souterraines

Selon le rapport de reconnaissance géotechnique élaboré par Hydrosol Fondations, le niveau de la nappe phréatique se situe entre -1,1 m et -1,5 m de profondeur par rapport au niveau du sol.

4.1.3.6 Niveau du sol du site

Le niveau du sol du site correspond à + 2,0 m NGT.

$$NS \text{ (Niveau du sol de la centrale Radès C)} = + 2,00 \text{ m NGT}$$

4.1.3.7 Caractéristiques de la zone de construction (sismicité)

La région de Tunis est située dans une des zones sismiques de la Tunisie. La faille de Zaghouan, qui s'étend jusqu'au Golfe de Tunis, est responsable des rares tremblements de terre modérés que connaît la région. Au cours de son histoire, la Tunisie n'a subi que trois séismes destructeurs, à Tunis ou dans les zones voisines (Utique en 410 et Tunis en 856 et 1758). En outre, ces tremblements de terre faibles et moyens ne se produisent qu'une fois de temps en temps, comme par exemple le séisme qui s'est produit en 1970 dont l'intensité n'a pas excédé 7 degrés sur l'échelle de Mercalli avec une magnitude de 5,1.

Pour ce qui est des tremblements de terre destructifs, ils sont heureusement rares mais peuvent être identiques à celui qui a frappé Agadir (Maroc) en 1960, d'une intensité de 10 et d'une magnitude de 5,7.

L'échelle de mesure de l'intensité d'un tremblement de terre est EMS 98 (Échelle macrosismique européenne).

4.1.3.8 Conditions météorologiques

(1) Météorologie terrestre

La zone du site de la centrale CCPP Radès C jouit d'un climat méditerranéen modéré et ensoleillé, caractérisé par une saison sèche et chaude de mai à septembre et par un climat tempéré pendant la saison humide entre octobre et avril.

(2) Météorologie maritime

La température de l'eau de mer a été mesurée dans l'emplacement le plus proche de la centrale. La température mensuelle maximum en moyenne est de 30°C en août et de 15,5°C en janvier, par rapport à une température annuelle moyenne de 25°C.

(3) Précipitations

La saison des pluies dans cette région dure pendant cinq mois, de novembre à mars mais elle peut parfois s'étendre de septembre jusqu'à mai.

(4) Vents et sirocco

Les vents se répartissent selon les saisons et ce phénomène est contrôlé à la fois par la pression d'air négative et l'emplacement côtier de la zone. Ces vents sont influencés par la mer, d'une part, et par les terres, d'autre part. Les vents terrestres venant de l'ouest soufflent pendant la saison froide et les vents de l'est soufflent pendant la saison chaude, rafraîchissant ainsi le climat.

Le sirocco est un vent provenant d'entre le sud-ouest et le sud-est. C'est un vent chaud et sec qui provoque beaucoup de poussières et de particules de sable en suspension. Sa vitesse est modérée la plupart du temps avec des pointes maximum dans l'après-midi. Il souffle fréquemment par rafales. Sur la mer, il se charge de vapeur et devient alors difficilement supportable. Sa durée est variable et va de quelques heures à plusieurs jours. Le sirocco peut facilement faire monter la température jusqu'à 45°C.

(5) Marées

Sur la côte orientale de la Tunisie, les marées ont lieu durant la journée et pendant la nuit. Tous les jours, deux marées hautes et deux marées basses de différentes hauteurs sont observées. Leur amplitude moyenne est de 0,5 mètres environ.

4.1.3.9 Eau de refroidissement

Les méthodes de refroidissement possibles pour Radès C incluent la méthode à passage unique, identique à celle des centrales thermiques Radès A et B. Ces centrales utilisent, pour cette méthode à passage unique, de l'eau de refroidissement provenant du canal d'Amenée (existant) qui est déchargée dans un canal de Rejet (existant).

La Figure 4.1.3.9 illustre l'emplacement de l'itinéraire de l'eau de refroidissement de la centrale CCPP Radès C.

Une route publique et une ligne de chemin de fer croisent l'itinéraire de l'eau de refroidissement. La méthode de construction adoptée pour la structure de la prise d'eau de refroidissement devra prendre ce fait en considération pour ne pas faire obstacle au trafic de la route et du chemin de fer.

En ce qui concerne la méthode de construction de la structure de prise de l'eau de

refroidissement de la centrale CCPP Radès C, la méthode de pose nommée «fonçage des tuyaux» est recommandée ici.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 4.1.3.9 Emplacement de l'itinéraire de l'eau de refroidissement de Radès C

Le long de l'itinéraire prévu pour la décharge de l'eau de refroidissement, aucune structure ne vient gêner la mise en place d'un tuyau ou d'un caniveau de décharge.

4.1.3.10 Conception des fondations

La conception des fondations dépend du choix de la charge par le contractant mais la conception des fondations sera envisagée ici conformément aux codes français pour le calcul des fondations profondes, dont la profondeur de portance des pieux devra varier de 21,5 m à 24,5 m pour une capacité de charge moyenne de 100 tonnes par pieu.

Les sols du site prévu pour la construction de la centrale CCPP Radès C ne sont relativement pas de très bonne qualité. Pour les principales structures des centrales adjacentes Radès A et B, les structures de base ont été construites à l'aide de pieux (à savoir, pieux en béton de type à section carrée, 45 cm (B) x 45 cm (H) x 21 m (L) (résumé)). Les fondations des principales structures de la centrale CCPP Radès C, qui est très proche des centrales thermiques Radès A et B, devront être basées sur une structure de fondations en pieux, identique à celle des principales

structures des centrales thermiques Radès A et B. Toutefois, avant de déterminer les fondations des structures de la centrale CCPP Radès C, une étude détaillée des sols devra être réalisée par le contractant dans le site prévu pour la construction de la centrale. Le type de fondation sera déterminé lorsque la conception détaillée aura été achevée, sur la base des résultats de l'étude.

Sur le site de la centrale Radès B, une strate (couche) de sable dur est présente à des profondeurs situées entre 21 m et 26 m par rapport au niveau du sol. Cette strate dure est considérée comme la couche de portance des pieux de centrale Radès B pour les fondations de ses principales structures.

4.2 Installations existantes

4.2.1 Vue d'ensemble des équipements existants aux centrales thermiques Radès A et B

(1) Description des centrales thermiques Radès A et B

Une description des centrales thermiques Radès A et B, y compris leur année de construction, etc., est présentée dans le Tableau 4.2.1-1.

Radès A a été mise en exploitation en 1985 et sa puissance installée est de 340 MW (2 unités de 170 MW).

Radès B a été mise en exploitation en 1998 et sa puissance installée est de 360 MW (2 unités de 180 MW).

Tableau 4.2.1-1 Description des centrales thermiques Radès A et B

	Radès A	Radès B
Année de construction	1985	1998
Puissance installée	340 MW	360 MW
Constructeur	MHI/ MELCO	Ansaldo
Production électrique	27% de la production électrique par la STEG	

Source : Centrale de Radès

(2) Spécifications des principaux équipements des centrales thermiques Radès A et B

Les spécifications des principaux équipements des centrales Radès A et B sont présentées dans le Tableau 4.2.1-2. Les principaux équipements, comme la chaudière, la turbine de vapeur et le générateur, ont été construits et fournis par les sociétés japonaises Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et Mitsubishi Electric Corporation (MELCO).

Tableau 4.2.1-2 Spécifications des principaux équipements des centrales Radès A et B

		Radès A		Radès B	
		Unité 1	Unité 2	Unité 1	Unité 2
1	Turbine à vapeur				
	Constructeur	Mitsubishi Heavy Industries (MHI)		Ansaldo	
	Capacité	170 MW chacune		180 MW chacune	
	Type	Composé tandem, simple enveloppe, condensation double flux		HD1R-MD1-ND31AU	
	Mise en service	Mars 1984		1997	
2.	Générateur				

		Radès A		Radès B	
		Unité 1	Unité 2	Unité 1	Unité 2
	Constructeur	Mitsubishi Electric Corporation (MELCO)		Ansaldo	
	Type	MB-J		THR-2-232000	
	Mise en service	1984		1996	
3	Chaudière				
	Constructeur	MHI		Ansaldo	
	Capacité	530 t/h chacun		536 t/h chacun	
	Nombre de brûleurs	28 chacun		12 chacun	

Source : Centrale de Radès

(3) Relevés d'exploitation des centrales thermiques Radès A et B

Les heures d'exploitation de Radès A et B sont présentées dans le Tableau 4.2.1-3.

Les heures d'exploitation de Radès A sont supérieures à 200.000.

Tableau 4.2.1-3 Heures d'exploitation des centrales Radès A et B

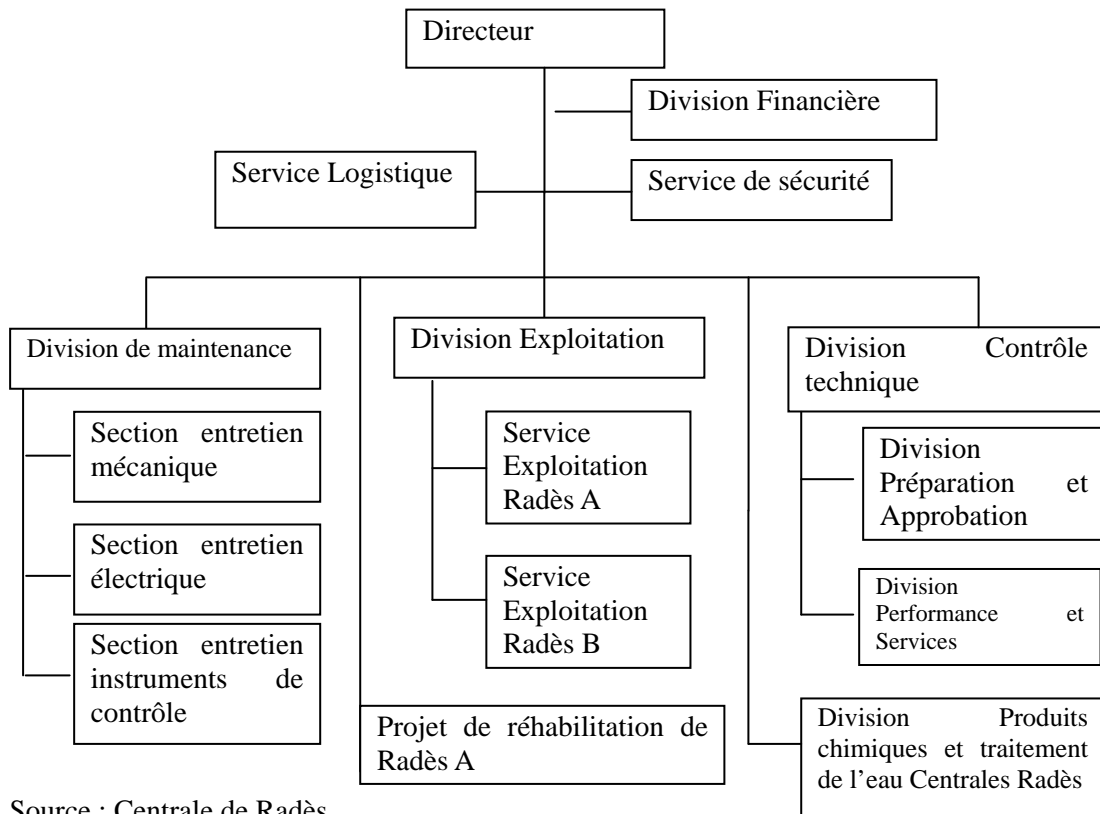
		Radès A		Radès B	
		Unité 1	Unité 2	Unité 1	Unité 2
1	Début des opérations	28 juin 1985	14 octobre 1985	31 août 1998	31 décembre 1998
2	Heures d'exploitation	210.128	213.241	105.732	102.121

Source : Centrale de Radès

4.2.2 Structure organisationnelle et autres données sur les centrales thermiques Radès A et B

(1) Structure organisationnelle des centrales Radès A et B

La structure organisationnelle des centrales Radès A et B est présentée dans la Figure 4.2.2-1.



Source : Centrale de Radès

Figure 4.2.2-1 Structure organisationnelle des centrales Radès A et B

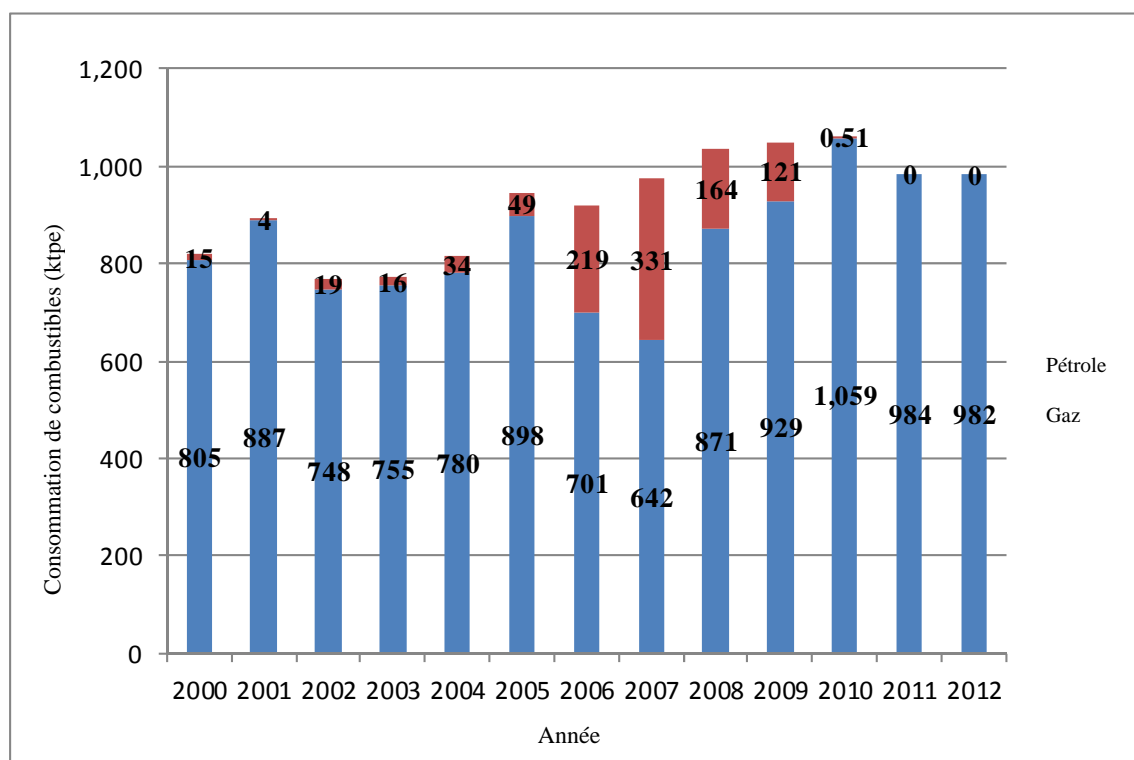
- (2) Effectif du personnel des centrales thermiques Radès A et B
Le nombre d'experts et de personnel de Radès A et B est indiqué dans le Tableau 4.2.2-1.

Tableau 4.2.2-1 Nombre d'experts et de personnel de Radès A et B en 2013

Catégorie	Effectif
Directeurs	47
Ingénieurs techniques	155
Opérateurs	103
Total	305

Source : Centrale de Radès

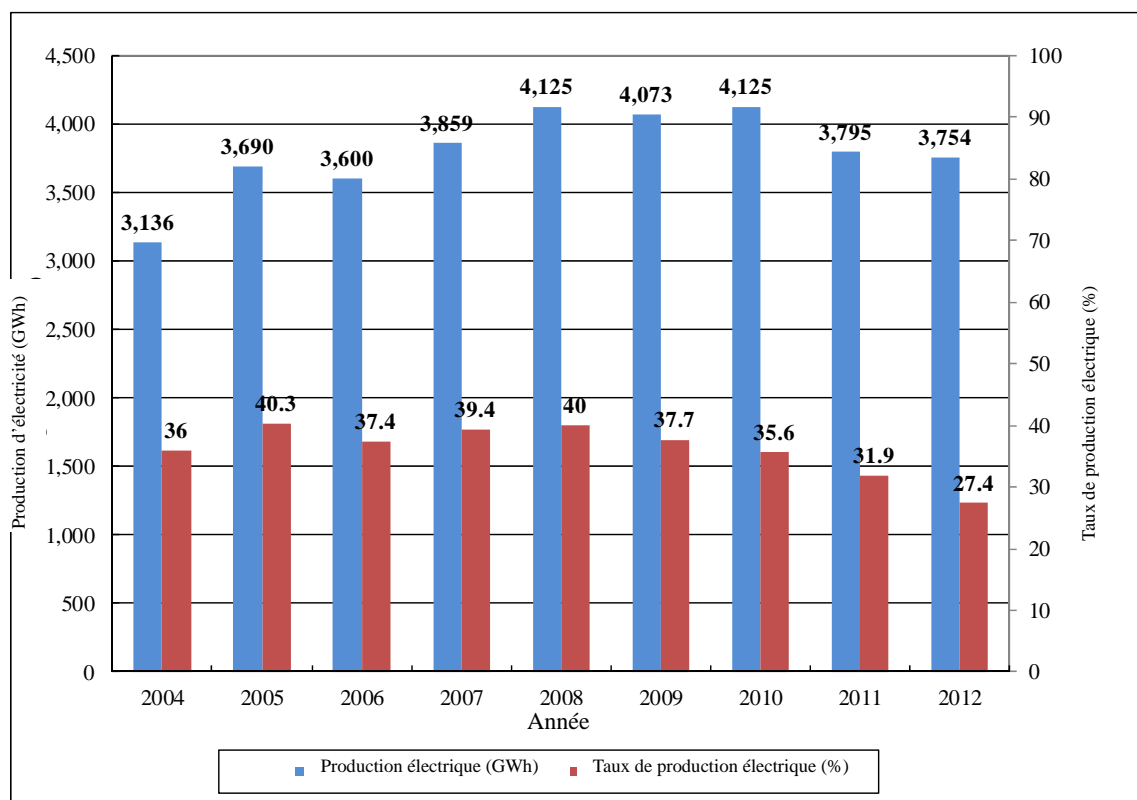
- (3) Consommation de combustibles des centrales thermiques Radès A et B
La consommation de combustibles (gaz et pétrole) de Radès A et B de 2000 à 2012 est indiquée dans la Figure 4.2.2-2.



Source : Centrale de Radès

Figure 4.2.2-2 Consommation de combustibles (gaz et pétrole) des centrales thermiques Radès A et B de 2000 à 2012

- (4) Production d'électricité et taux d'occupation des centrales thermiques Radès A et B
Les taux de production électrique et d'occupation de Radès A et B de 2004 à 2012 sont présentés dans la Figure 4.2.2-3.



Source : Centrale de Radès

Figure 4.2.2-3 Taux de production électrique et d'occupation des centrales Radès A et B de 2004 à 2012

Chapitre 5 Plan d'alimentation en combustible

5.1 Vue d'ensemble du gaz naturel en Tunisie

La Tunisie est un pays producteur de pétrole et de gaz naturel. Selon les statistiques de l'Agence d'Information sur l'Énergie des États-Unis, les réserves de gaz naturel en Tunisie ont été estimées à 2,3 billions de pieds cubiques (Tcf) en 2012. Ce chiffre est inférieur à celui des pays voisins, puisque l'Algérie possède des réserves de gaz naturel se montant à 159 Tcf, les réserves de la Lybie étant de 53 Tcf.

La Tunisie possède un grand nombre de gisements de gaz, dont le gisement de Miskar qui est doté du plus grand volume de production, suivi par le gisement de Hasdrubal. Ces deux gisements sont situés offshore, à l'est de Tunisie.

En outre, une canalisation de gaz, nommée Gazoduc transméditerranéen, traverse la Tunisie et relie l'Algérie à l'Italie. Ce gazoduc a été construit pour la fourniture à l'Italie de gaz naturel d'Algérie. Prenant pour point de départ Hassi R'Mel en Algérie, le gazoduc traverse la Tunisie sur une distance d'environ 370 km et atteint l'Italie via la Sicile. Il permet de fournir à l'Italie 5,25% de la totalité de gaz naturel, passant par cette canalisation sans frais de redevances. En outre, le gaz naturel est importé d'Algérie par ce gazoduc afin de répondre à la demande en gaz naturel de la Tunisie.

Il faut noter que la Tunisie n'exporte pas de gaz naturel.

La Figure 5.1-1 illustre les relations de position entre les gisements de gaz et les gazoducs en Tunisie.



Source : STEG «Réseau National Gaz et Gisements Hydrocarbures Horizon 2016»

Figure 5.1-1 Relations de position entre les gisements de gaz et les gazoducs en Tunisie

La Figure 5.1-2 montre l'organigramme des secteurs du gaz et des pétroles en Tunisie et le Tableau 5.1-2 montre les rôles attribués à chacune de ces sociétés.

Dans les activités pétrolières, l'exploration et la production des gisements de pétrole et de gaz sont gérées par l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP) sous la supervision du Ministère de l'Industrie (MDI). Le transport et la distribution du gaz naturel sont contrôlés par la STEG.

Dans le secteur des pétroles, le raffinage du pétrole brut est géré par la Société Tunisienne des Industries de Raffinage (STIR) alors que la distribution est assurée par la Société Nationale de Distribution des Pétroles (SNDP).



Source: STEG

Figure 5.1-2 Organigramme des secteurs du pétrole et du gaz

Tableau 5.1-2 Attribution des rôles parmi les sociétés

Société	Rôle
ETAP (Entreprise Tunisienne d'Activité Pétrolière)	Gestion de l'exploration et de la production des gisements de pétrole et de gaz
STEG (Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz)	Transport et distribution du gaz naturel
STIR (Société Tunisienne des Industries de Raffinage)	Raffinage du pétrole brut
SNDP (Société Nationale de Distribution des Pétroles)	Distribution du pétrole

Source: STEG

5.2 Volumes de production, d'importation et de consommation du gaz naturel (relevé de performance)

Le Tableau 5.2-1 montre les volumes de production, d'import-export et de consommation du gaz naturel relevés durant les cinq dernières années. Le volume de production de gaz naturel enregistre une augmentation graduelle durant et après 2008. Après une pointe en 2010, la production montre une légère diminution ces dernières années et 2.793 kilotonnes équivalentes en pétrole (ktep) ont été relevées en 2012. En outre, afin de répondre à la demande intérieure en gaz naturel, la Tunisie importe du gaz naturel de l'Algérie. En 2012, 53% du gaz naturel pour l'approvisionnement intérieur était produit en Tunisie et 47% était importé d'Algérie. Le volume de production montre une augmentation approximative de 40% par rapport à celui de 2008, et le volume d'importation enregistre également une augmentation de 40% environ.

La consommation en gaz naturel pour 2012 a été de 5.236 ktep. Quant à la consommation de gaz naturel en Tunisie, environ 70% de l'ensemble est consommé par les centrales électriques. Le volume de gaz naturel consommé par les centrales montre une augmentation d'environ 5,3% en moyenne durant les cinq dernières années. De même, une augmentation de 6,8% est relevée dans la consommation des gaz haute pression pour usage industriel et des gaz moyenne et basse pression pour usages commercial et domestique. Ceci est dû aux efforts déployés par la STEG pour élargir la zone d'alimentation en gaz. La STEG s'est fixé pour objectif d'attirer 1.000.000 de clients d'ici 2015 en connectant 70.000 clients par an.

Tableau 5.2-1 Transitions dans la production, import-export et consommation de gaz naturel

	Unité : ktep				
	2008	2009	2010	2011	2012
1. Production	2.040	2.507	3.030	2.883	2.793
Gaz de Miskar	1.470	1.567	1.509	1.324	1.017
Gaz commercial Sud	501	672	740	608	594
Gaz de Chergui	69	261	273	278	259
Gaz de Hasdrubal	-	7	460	560	846
Gaz de Maamoura	-	-	48	113	77
2. Importation	2.207	1.952	1.825	1.895	2.442
Algérie	2.207	1.952	1.825	1.895	2.442
Redevance	1.000	835	773	731	798
Achats contractuels	394	393	376	375	376
Achats supplémentaires	813	724	677	790	1.269
3. Consommation	4.227	4.447	4.855	4.777	5.236
STEG	2.481	2.629	2.916	2.853	3.211
PEI	660	626	636	649	619
HP, MP, BP*	1.086	1.192	1.303	1.275	1.406
4. Exportation	0	0	0	0	0

*HP : Haute pression, MP : Moyenne pression, BP : Basse pression

Source: STEG

5.3 Prévisions sur la consommation de gaz naturel et plan d'alimentation

Le Tableau 5.3-1 montre le volume de consommation de gaz naturel estimé pour les dix prochaines années. La demande en gaz naturel devrait enregistrer une augmentation de 3,8% par an en moyenne durant ces dix prochaines années, et la consommation en gaz naturel devrait atteindre 5.544 ktep en 2014, puis 7.592 ktep en 2022. Ces prévisions incluent le volume de gaz naturel qui sera utilisé dans les nouvelles centrales qui seront construites à l'avenir.

En outre, une diminution graduelle semble être apparue au niveau de la fourniture après une pointe atteinte en 2010. Afin de remédier à cette situation, un nouveau projet de développement, le projet STEG (South Tunisian Gas Project) dit «Gaz du Sud», est actuellement en cours d'exécution. Ce projet a pour objectif de résoudre les problèmes de l'insuffisance de capacité du gazoduc destiné au transport du gaz naturel produit dans le Sud tunisien à Gabès, et de l'usine de traitement du gaz située à Gabès. Ce projet inclut le plan de construction d'un nouveau gazoduc et le renforcement de l'usine de traitement du gaz. Le gazoduc devrait également être utilisé pour le gisement de Nawara qui est actuellement en cours de développement. Le projet devrait se terminer en 2016 et devrait fournir un volume estimé à 930 ktep par an. Toutefois, même après l'achèvement du STGP, la demande toujours croissante en gaz naturel ne sera pas couverte par le volume de gaz naturel produit dans le pays, qui dépend des importations pour compenser l'insuffisance de l'approvisionnement national. Les accords d'importation avec l'Algérie se terminent en 2019. A l'heure actuelle, le volume des importations en 2020 et après cette date n'est pas spécifié dans le plan d'alimentation.

Tableau 5.3-1 Volume de consommation de gaz naturel estimé et alimentation prévue

	Unité : ktep				
	2013	2014	2015	2016	2017
1. Production	2.747	2.716	2.542	3.027	2.791
Gaz de Miskar	939	875	652	583	535
Gaz commercial Sud	536	588	494	437	357
Gaz de Chergui	256	281	295	-	-
Gaz de Hasdrubal	980	934	906	888	826
Gaz de Maamoura	56	38	195	189	143
Gas du STGP*	-	-	-	930	930
2. Importation	2.665	2.828	3.626	4.284	4.660
Algérie	2.665	2.828	3.626	4.284	4.660
Redevance	484	484	900	900	900
Achats contractuels	395	395	376	376	376
Achats supplémentaires	1.786	1.949	2.350	3.008	3.384
3. Consommation	5.432	5.544	5.601	5.927	6.270
STEG, PEI	3.952	3.965	3.909	4.089	4.384
HP, MP, BP	1.480	1.579	1.692	1.838	1.966
4. Exportation	0	0	0	0	0

	2018	2019	2020	2021	2022
1. Production	2.358	2.071	1.963	1.751	1.545
Gaz de Miskar	487	442	410	374	343
Gaz commercial Sud	268	207	174	122	103
Gaz de Chergui	-	-	-	-	-
Gaz de Hasdrubal	596	453	428	325	169
Gaz de Maamoura	77	39	21		

Gas du STGP*	930	930	930	930	930
2. Importation	4.660	5.036			
Algérie	4.660	5.036			
Redevance	900	900			
Achats contractuels	376	376			
Achats supplémentaires	3.384	3.760			
3. Consumption	6.563	6.903	7.172	7.529	7.592
STEG, PEI	4.519	4.797	5.000	5.314	5.333
HP, MP, BP	2.044	2.106	2.172	2.215	2.259
4. Exportation	0	0	0	0	0

*STGP : South Tunisian Gas Project

Source : STEG

5.4 Possibilité d'alimentation en gaz vers la centrale CCPP Radès C

5.4.1 Vérification de l'accord d'alimentation en gaz naturel

A l'heure actuelle, la STEG a conclu un contrat avec l'ETAP pour l'alimentation en gaz naturel produit dans le pays, contrat qui est actualisé tous les ans. En outre, la STEG a passé un contrat pour la fourniture de gaz naturel importé avec la Société Algérienne des Hydrocarbures (Sonatrach), qui est une entreprise d'État. Le contrat d'importation de gaz naturel passé avec la Sonatrach est un accord à long terme valide jusqu'en 2019. Les importations d'Algérie comprennent les importations sur une base de redevances ainsi que les achats contractuels et supplémentaires. Le volume d'importation par achat contractuel est fixé chaque année et va de 375 à 395 ktep par an. La limite la plus basse du volume importé par achat supplémentaire est fixée à 400 ktep par an, sans qu'une limite plafond soit déterminée. A l'heure actuelle, la demande en volume de gaz naturel de la STEG ne peut pas être satisfaite et le gaz doit par conséquent être importé.

La STEG a tenté de procéder à des ajustements mensuels dans le programme de l'approvisionnement et de la demande en gaz naturel avec le MDI et l'ETAP afin d'assurer une alimentation stable de ce combustible.

5.4.2 Vérification du volume d'alimentation requis estimé en prenant en considération la durée de vie du projet

Comme indiqué dans le paragraphe 5.3, un plan a été élaboré pour l'alimentation en gaz naturel à l'avenir. Cette alimentation est constatée jusqu'en 2019, date à laquelle se termine le contrat avec l'Algérie. Dans l'intervalle, le fait que la demande puisse ou non être satisfaite en 2020 et après cette date dépend du contrat avec l'Algérie. A l'heure actuelle, les deux gouvernements poursuivent des discussions sur ce contrat d'importation.

L'abondance des réserves de gaz naturel en Algérie est le 9e rang dans le monde et ce volume est d'environ 70 fois la Tunisie. La consommation de gaz naturel en Algérie en 2011 est d'environ 37% du total de la production de gaz naturel et le gaz restant est exporté. Le volume de gaz naturel importé de la Tunisie est de 1,6% du total de la production de gaz naturel de l'Algérie. Actuellement, l'Algérie dispose d'un plan de développement de la production de gaz naturel. En conséquence, cinq (5) domaines de gaz seront produits le gaz naturel à partir de 2014, et le total de la production de gaz naturel vont augmenter d'environ 30% de l'état actuel. Lors de l'examen du plan de l'Algérie, l'équipe s'attend à ce que il est très possibilité d'augmenter le gaz naturel importé de l'Algérie dans l'avenir.

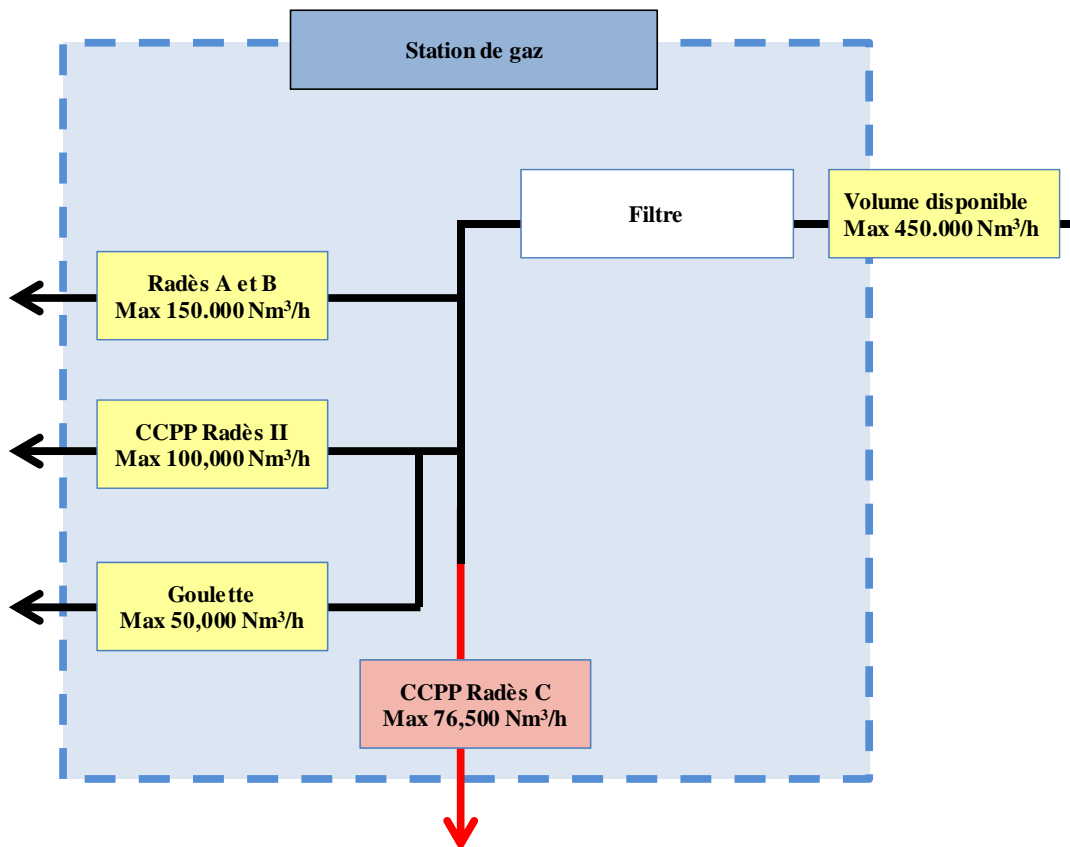
Afin d'assurer une alimentation stable en gaz naturel sur le long terme, il est essentiel de procéder à ce qui suit :

- Exécution du STGP conformément au calendrier prévu
- Dans le contrat avec l'Algérie qui prend fin en 2019, des efforts devront être déployés pour augmenter le volume d'achat et la période de validité du contrat.
- Des efforts devront être effectués pour le développement de nouveaux gisements de gaz en Tunisie.

En outre, la STEG prévoit actuellement de construire un gazoduc de 260 km de long, allant de Mellitah en Lybie jusqu'à Gabès en Tunisie. Si les importations à partir de la Lybie peuvent se réaliser, une alimentation en gaz naturel plus stable pourra être assurée.

5.4.3 Vérification de la pertinence et de la faisabilité du Projet du point de vue de l'alimentation en gaz

Le gazoduc utilisé pour l'alimentation en gaz naturel vers les trois centrales de CT Radès A et B, CCPP Radès II et la Goulette, bifurque à l'intérieur de la station de gaz existante qui est située sur le site de Radès A et B. De la même manière, le gazoduc pour l'alimentation en gaz naturel pour la centrale CCPP Radès C bifurquera également à l'intérieur de la station de gaz existante. La Figure 5.4.3-1 illustre le diagramme schématique du gazoduc de gaz naturel.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 5.4.3-1 Diagramme schématique du gazoduc de gaz naturel

Le Tableau 5.4.3-1 indique la consommation horaire de gaz naturel au moment de la puissance

nominale de chaque centrale. Le gaz naturel peut être fourni jusqu'au volume de 450.000 Nm³/h. En contrepartie, le total de la consommation en gaz naturel de chaque centrale est de 376.500 Nm³/h. Par conséquent, ceci montre que le gaz naturel pourra être approvisionné de manière suffisante jusqu'à la centrale CCPP Radès C.

Tableau 5.4.3-1 Consommation horaire de gaz naturel de chaque centrale à la puissance nominale

Unité : Nm³/h

Nom de la centrale	Consommation en gaz	Remarques
Radès A et B	150.000	–
Radès II	100.000	–
Centrale La Goulette	50.000	–
Radès C	76.500	–
Total	376.500	< 450.000

Source : Équipe d'étude de la JICA

Chapitre 6 Conception de base

Ce chapitre décrit la conception de base de la centrale électrique à cycle combiné (CCPP) qu'il est prévu d'introduire en tant que centrale électrique de Radès C. À cette fin, sont initialement menées les études de conception, dans lesquelles les conditions de conception et les spécifications techniques sont précisées et les types des composants et installations essentiels constituant la centrale sont discutés. Le plan d'implantation de la centrale est également présenté sur la base de l'expérience acquise de l'Équipe d'étude avec des centrales similaires pour confirmer que tous les composants et installations nécessaires à la réalisation de la centrale sont adéquatement organisés dans la zone du site candidat. Deuxièmement, les systèmes de base tels, que la turbine à gaz, la turbine à vapeur, le générateur de vapeur à récupération de chaleur («GVRC») etc. dont consiste la centrale, sont conçus qualitativement sur la base des conditions de conception spécifiées et les résultats d'études des composants clés. Finalement, le calendrier d'exécution des travaux de construction de la centrale est établi prenant en considération les résultats de la conception de base en question et l'arrière plan de ce projet.

6.1 Étude de conception

6.1.1 Conditions de conception

Les conditions de conception seront précisées pour finaliser l'étude de faisabilité de ce projet. Toutefois, toutes les conditions de conception n'ont pas été décidées en détail en raison du calendrier serré pour les discussions et l'étude pendant la période de préparation de l'étude de faisabilité. Il se peut en effet que des spécifications techniques de certaines conditions de conception soient provisoires ou supposées à l'étape de l'étude de faisabilité pour être révisées ou finalisées ultérieurement au cours de l'étape de la conception détaillée de ce projet. Le Tableau 6.1.1-1 ci-dessous indique les conditions de conception nécessaires à l'exécution de l'étude préparatoire du projet de construction de la centrale électrique à cycle combiné à Radès.

Tableau 6.1.1-1 Conditions de conception et spécifications techniques

Description	Conditions et/ou spécifications techniques	
(1) Conditions de conception de base a. Température du thermomètre sec (°C) b. Pression barométrique (kPa) c. Altitude (m) d. Humidité relative (%) e. Température du thermomètre mouillé (°C) f. Température de l'eau de refroidissement g. Type de combustible h. Pression d'alimentation en gaz naturel au point d'échange (Mpa(g)) i. Température d'alimentation en gaz naturel au point d'échange (°C)	Nominal (point d'évaluation du rendement)	Plage
	20,0	10,0 à 40,0
	101,325	
	2,0	
	70,0	20,0 à 90,0
	16,5	7,4 à 33,5
	25,0	15,5 à 30,0
	Gaz naturel spécifié en tant que combustible principal, combustible diesel en tant que combustible de réserve	
	5,5	3,3 à 7,6
		Max 50,0

Description	Conditions et/ou spécifications techniques
j. Conditions pour définir la capacité maximale des systèmes thermodynamique et électrique.	Conditions ambiantes : Température du thermomètre sec (10,0°C) Humidité relative 70,0% Température du thermomètre mouillé (7,4°C)
k. Durée économiquement exploitable	25 ans avec des réparations adéquates et/ou des remplacements de pièces de rechange non durables et/ou des pièces à usure normale
l. Eau d'appoint pour le processus	Eau déminéralisée
m. Type d'eau de refroidissement circulante	Eau de mer
(2) Caractéristiques techniques de l'équipement principal	
1) Centrale	
a. Type de disposition des arbres	Disposition de type multi-arbres (MS) avec cheminée de dérivation (BS)
b. Type d'exploitation	Exploitation à cycle combiné avec une fonction d'exploitation de la TG en cycle simple
c. Type de système de commande	À système de commande distribué (DCS)
d. Type de système de refroidissement du condenseur pour turbine à vapeur	À circuit ouvert
2) Turbine à gaz	
a. Type de fournisseur	Fabricants d'équipement d'origine (OEM) qui ont effectué le développement à grande échelle du prototype du type proposé de la machine et ont réalisé les améliorations qui ont suivi.
b. Normes d'application	ISO 3977 Partie 3 ou équivalent
c. Type de configuration	À cycle ouvert, à arbre unique (SS), robuste, alimentation au gaz naturel, à entraînement par l'extrémité froide, et à échappement axial
d. Type d'installation	Installation à l'intérieur avec une enceinte d'atténuation du bruit
e. Puissance nominale	Puissance nominale du fonctionnement en base en continu avec un facteur de pondération de charge de 1,0 pour le calcul des heures équivalentes de fonctionnement (EOH)
f. Vitesse de rotation	3 000 tr/min
g. Type de couplage	Couplé directement avec le générateur par couplage solide intégré

Description	Conditions et/ou spécifications techniques
h. Résistance de l'arbre	<p>Sa conception permettra de supporter le couple transitoire provenant d'un court circuit ou d'une synchronisation hors phase, selon le plus élevé.</p> <p>Classe F, avec une expérience d'exploitation commerciale extensive</p> <p>Conformément à l'ISO 7919-Partie 4 «Turbines à gaz»</p> <p style="text-align: center;">3.000 tr/min \pm3%</p> <p style="text-align: center;">Oui</p> <p style="text-align: center;">Oui</p>
i. Classe de température	
j. Vibration latérale de l'arbre	
k. Plage de variation de vitesse acceptable en fonctionnement à charge en continu	
l. Système de combustion sèche et à faible production de NOx pour le gaz naturel	
m. Système de refroidissement de l'air d'entrée	
n. Type de dispositif de démarrage	<p>- Un générateur / moteur synchrone avec un convertisseur de fréquence de thyristor ou</p> <p>- Un moteur à cage d'écureuil avec un convertisseur de couple</p> <p style="text-align: center;">Oui</p> <p style="text-align: center;">Oui</p>
o. Dispositif de nettoyage en ligne et hors ligne du compresseur	Oui
p. Dispositif de nettoyage du compresseur d'air humide	Oui
q. Réchauffeur de gaz naturel	<p>Conformément à l'option du fabricant Multicellulaire ou auto-nettoyante avec une efficacité de dépoussiérage de plus de 99,5% pour les poussières fines selon la norme ISO.</p> <p>Autoportante, fabriquée avec des plaques en acier, et d'une hauteur de 45m.</p>
r. Type de filtre à air d'entrée	
s. Cheminée de dérivation	
3) GVRC	
a. Normes d'application	
b. Type de configuration	
c. Type de cycle	
d. Température de sortie du gaz de carneau	
e. Type d'installation	
f. Système de combustion supplémentaire	
g. Cheminée de gaz de carneau	
	<p>Code ASME ou équivalent pertinent concernant les chaudières sous pression</p> <p>À écoulement de gaz latéral ou vertical avec des ballons de détentes et circulation naturelle</p> <p>Triple niveau de pression, réchauffage</p> <p>Pas moins de 90°C en considération de l'impact sur l'environnement</p> <p>Installation à l'extérieur</p> <p style="text-align: center;">Non</p> <p>Autoportante, fabriquée avec des plaques en acier soutenues par des charpentes métalliques, et d'une hauteur de 85m, en considération de l'impact sur l'environnement</p>

Description	Conditions et/ou spécifications techniques
<p>h. Vitesse du gaz de carneau à la sortie de la cheminée de gaz de carneau</p> <p>4) Turbine à vapeur</p> <p>a. Normes d'application</p> <p>b. Type de configuration</p> <p>c. Type de cycle</p> <p>d. Type de pressostat d'extraction vapeur</p> <p>e. Type d'installation</p> <p>f. Vitesse de rotation</p> <p>g. Plage de variation de vitesse minimale en fonctionnement à charge en continu</p> <p>h. Type de couplage</p>	<p>Pas plus de 25m/s</p> <p>ISO 14661 ou équivalent</p> <p>À deux (2) enveloppes, à trois (3) admissions, à pression glissante, à condensation, à échappement axial ou descendant</p> <p>Triple niveau de pression, réchauffage</p> <p>Type de pressostat interne</p> <p>Installation à l'intérieur avec atténuation du bruit</p> <p>Couvercle</p> <p style="text-align: center;">3.000 tr/min</p> <p style="text-align: center;">3.000 tr/min ±3%</p> <p>Couplé directement avec le générateur par couplage solide intégré</p>
<p>i. Résistance de l'arbre</p> <p>j. Vibration latérale de l'arbre</p> <p>k. Dérivation de vapeur</p> <p>5) Condenseur</p> <p>a. Type</p> <p>b. Type d'eau de refroidissement</p> <p>c. Échauffement dans l'ensemble du condenseur</p> <p>d. Système de nettoyage des tubes par soupapes d'inversion de débit d'eau de mer</p> <p>e. Dispositif de refroidissement des tubes de type mécanique</p> <p>6) Générateurs</p> <p>a. Normes d'application</p> <p>b. Type</p> <p>c. Tension nominale</p> <p>d. Type d'excitateur</p> <p>e. Échauffement des bobines</p>	<p>Sa conception permettra de supporter le couple transitoire provenant d'un court circuit ou d'une synchronisation déphasée, selon le plus élevé.</p> <p>Conformément à l'ISO 7919-Partie 2 «Turbines à vapeur et alternateurs pour applications terrestres»</p> <p style="text-align: center;">Oui</p> <p>À refroidissement de la surface du condenseur multitubulaire à calandre avec fonction de dégazage sous vide</p> <p style="text-align: center;">Eau de mer</p> <p style="text-align: center;">7,0°C</p> <p style="text-align: center;">Oui</p> <p style="text-align: center;">Oui</p> <p>IEC 60034-3 ou équivalent</p> <p>Monté horizontalement, rotor cylindrique, champ rotatif, synchrone refroidi à l'air ou à l'hydrogène</p> <p style="text-align: center;">24 kV (GTG) / 17,5kV (STG)</p> <p style="text-align: center;">Statique ou sans balai</p> <p style="text-align: center;">IEC classe B</p>

Description	Conditions et/ou spécifications techniques
f. Limite de température de l'isolateur 7) Transformateur principal a. Type de refroidissement b. Tension primaire c. Tension secondaire (3) Exigences opérationnelles 1) Type d'exploitation a. Type d'exploitation de base b. Plage anticipée de puissance de charge contrôlable de la centrale sans dérivation de vapeur c. Fonctionnement à puissance de charge à statisme de vitesse d. Fonctionnement à puissance de charge constante indépendamment de la demande d'exportation de chaleur e. Fonctionnement avec réglage de fréquence f. Exploitation constante à température d'entrée de la turbine g. Fonctionnement en cycle simple de la turbine à gaz h. Méthode de fonctionnement i. Mise en marche lors d'une panne de courant	IEC classe F À combustible naturel et à air 24 kV (GTG) / 17,5kV (STG) 220 kV Fonctionnement de base en continu 30 à 100% Oui Oui Oui Oui Oui Fonctionnement avec des écrans à cristaux liquides (LCD) à partir de la salle de contrôle à distance à l'aide d'un clavier et d'une souris Non
j. Fonctionnement isolé de la turbine à gaz à partir du réseau dans un cas d'urgence 2) Temps nécessaire pour le démarrage jusqu'au fonctionnement à pleine puissance après avoir appuyé sur le bouton de mise en marche (le temps pour la purge et la synchronisation n'est pas inclus) a. Démarrage à froid b. Démarrage à tiède c. Démarrage à chaud d. Démarrage à très chaud 3) Tension nominale de la source d'alimentation de l'équipement auxiliaire a. Alimentation en CA a) $200 \text{ kW} \leq P$ b) $3 \text{ kW} \leq P < 200 \text{ kW}$ c) $P < 3 \text{ kW}$	Oui 4 heures maximum 3 heures maximum 2 heures maximum 1 heure maximum CA <u>6.300</u> V CA <u>400</u> V CA <u>200</u> V

Description	Conditions et/ou spécifications techniques								
<ul style="list-style-type: none"> b. Alimentation en CC c. Éclairage d. Instrumentation e. Alimentation de contrôle f. Signal de contrôle 	<p>CC <u>220</u> V</p> <p>CA <u>200</u> V</p> <p>CA <u>200</u> V</p> <p>CA <u>100</u> V</p> <p>CC <u>24</u> V</p>								
<p>(4) Conditions de base pour la disposition de l'équipement principal</p> <ul style="list-style-type: none"> 1) Générateurs de turbine à gaz et à vapeur 2) GVRC 3) Disposition des axes de générateurs des turbines à gaz et à vapeur 4) Filtre à air de turbine à gaz 5) Équipement de commande, de surveillance et électrique 	<p>Installation à l'intérieur des bâtiments séparés de la turbine à gaz et de la turbine à vapeur avec un système de ventilation, un pont roulant et une aire de dépôt pour le transport de composants volumineux.</p> <p>Installation à l'extérieur sur le même axe central que le générateur de turbine à gaz</p> <p>Disposition en parallèle</p> <p>En position aussi haut que possible au-dessus du sol</p> <p>Dans les locaux intégrés aux bâtiments de la turbine à gaz</p>								
<p>(5) Émissions</p> <ul style="list-style-type: none"> 1) Émissions de gaz d'échappement (O₂ 15% base sèche) (75 - 100% de la charge de la turbine à gaz au-dessus de toutes les conditions ambiantes spécifiées) <ul style="list-style-type: none"> a. NO_x (ppmv) b. SO_x (ppmv) c. CO (ppmv) 	<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center;">Gaz naturel</td> <td style="text-align: center;">Carburant diesel</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">< <u>25</u></td> <td style="text-align: center;">< <u>42</u></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">Modifiable suivant la teneur en soufre</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">< <u>15</u></td> <td style="text-align: center;">< <u>80</u></td> </tr> </table>	Gaz naturel	Carburant diesel	< <u>25</u>	< <u>42</u>	Modifiable suivant la teneur en soufre		< <u>15</u>	< <u>80</u>
Gaz naturel	Carburant diesel								
< <u>25</u>	< <u>42</u>								
Modifiable suivant la teneur en soufre									
< <u>15</u>	< <u>80</u>								
<ul style="list-style-type: none"> d. PM₁₀ (mg/Nm³) 2) Émissions de bruit aérien avec des conditions d'état stable sans bruit de fond <ul style="list-style-type: none"> a. Niveau acoustique à une hauteur de 1m sur la limite de la centrale b. Niveau acoustique à une hauteur de 1m et une distance de 1 m de l'équipement ou de l'enceinte 	<p style="text-align: center;">< <u>10</u> < <u>15</u></p> <p>< <u>60</u> dB(A) : Jour</p> <p>< <u>50</u> dB(A) : Nuit</p> <p>< <u>85</u> dB(A)</p>								
<p>(6) Propriétés du gaz combustible</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Température b. Pression c. Composition 	<p>Max. <u>50</u> °C, Min. <u> </u> °C</p> <p>Point de rendement <u>5,5</u> MPa(g)</p> <p style="text-align: center;">Point de rendement</p>								

Description	Conditions et/ou spécifications techniques
CH ₄	<u>85,76</u> %
C ₂ H ₆	<u>7,26</u> %
C ₃ H ₈	<u>1,64</u> %
i-C ₄ H ₁₀	<u>0,21</u> %
n-C ₄ H ₁₀	<u>0,33</u> %
i-C ₅ H ₁₂	<u>0,07</u> %
n-C ₅ H ₁₂	<u>0,07</u> %
C ₆ H ₁₄	<u>0,06</u> %
N ₂	<u>4,02</u> %
CO ₂	<u>0,53</u> %
He	<u>0,04</u> %
	<u>100.0</u> %
d. Pouvoir calorifique net (valeur basse)	<u>45.755 kJ/kg</u>
e. Pouvoir calorifique brut (valeur haute) au point de rendement	<u>50.716 kJ/kg</u>
f. Densité à 101,3 kPa, 0 °C	0,82589kg/Nm ³
g. Indice de Wobbe (Indice de gaz) défini par ISO 3977-4	47.270 kJ/m ³ N
(7) Eau d'appoint pour le système thermodynamique	
a. Type d'eau	Eau déminéralisée
b. Température	<u>10 °C à 30 °C</u>
c. Débit disponible	<u>50</u> m ³ /h
(8) Exploitation et maintenance	
1) Turbine à gaz	Approvisionnement de pièces de rechange conformément au contrat de service à long terme (CSLT) pour un (1) cycle jusqu'à la première inspection majeure comprise.
2) Autres équipements	Approvisionnement de pièces de rechange pour deux années en heures de fonctionnement réel.
3) Formation du personnel d'E&M sur les ouvrages du contractant contrat d'ingénierie-approvisionnement-construction (IAC)	Oui
4) Trois (3) ingénieurs résidents (mécanique, électrique, et commande) du contractant IAC pendant la période de garantie pour le soutien au fonctionnement et à la maintenance.	Oui
5) Intervalle des inspections de la turbine à gaz sur la base des EOH (Heures équivalentes de fonctionnement)	
a. Inspection de la combustion	<u>12.000 heures</u>

Description	Conditions et/ou spécifications techniques
b. Inspection de la turbine c. Inspection majeure 6) Intervalle des inspections des autres équipements 7) Intervalle des remplacements des éléments filtrants	<p style="text-align: center;"><u>24.000 heures</u></p> <p style="text-align: center;"><u>72.000 heures</u></p> Conformément à la recommandation du fabricant Plus de 8 000 heures de fonctionnement réel pour les poussières fines selon la norme ISO
(9) Éléments couverts par la garantie	
1) Puissance fournie nette de la centrale	Oui
2) Rendement thermique net de la centrale pour des charges de 100, 75 et 50%	Oui
3) Émissions de gaz d'échappement à 75 - 100% de la charge de la turbine à gaz au-dessus de toutes les conditions ambiantes spécifiées	
a. NO _x	Oui
b. CO	Oui
c. PM ₁₀	Oui
4) Émissions de bruit aérien avec les conditions d'état stable sous toutes les conditions d'exploitation spécifiées	
a. Niveau acoustique à une hauteur de 1m sur la limite de la centrale	Oui
b. Niveau acoustique à une distance de 1m et une hauteur de 1 m de l'équipement ou de l'enceinte d'atténuation du bruit	Oui
5) Achèvement avec succès d'essais de fiabilité de deux (2) semaines	Oui
6) Vibration de l'arbre des groupes de turbines à gaz et à vapeur sur la base des normes ISO pertinentes pendant les essais de fiabilité	Oui

Source : Équipe d'étude de la JICA

6.1.2 Description du système de la centrale

Cette centrale est une centrale à cycle combiné (CCPP) qui produit seulement de l'énergie électrique. La configuration d'arbre(s) de la centrale est de type multi-arbres, dans laquelle les arbres des turbines à gaz et à vapeur sont séparés. Les principaux composants constituant la centrale comptent une turbine à gaz, un générateur de turbine à gaz, un GVRC, une turbine à vapeur, un générateur de turbine à vapeur, une sous-station, des bâtiments et des installations auxiliaires connexes.

La turbine à gaz est de grande puissance, appartenant à la classe F, qui est disponible sur le marché mondial avec une expérience d'exploitation commerciale extensive pour évaluer la fiabilité d'exploitation.

Le GVRC est à triple niveau de pression et à cycle de réchauffage, adapté à l'installation à l'extérieur. La turbine à gaz est généralement couplée au GVRC à triple niveau de pression et à cycle de réchauffage pour améliorer le rendement thermique de la centrale.

La turbine à vapeur est à triple admission et à condensation, avec échappement descendant ou axial.

6.1.3 Étude portant sur la configuration d'arbre(s)

(1) Type de configuration d'arbre(s)

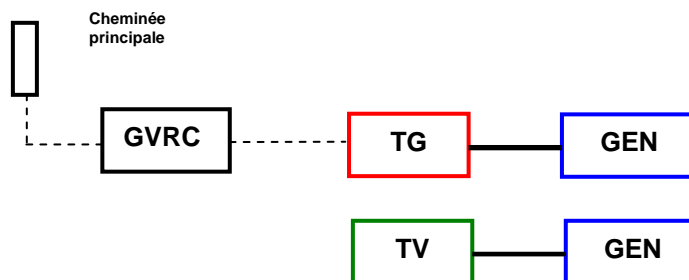
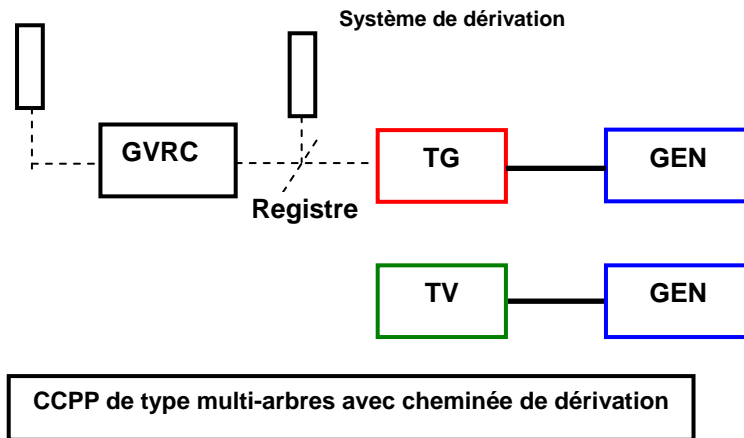
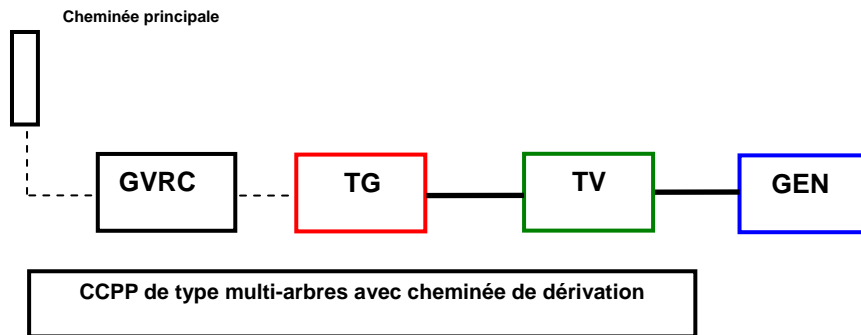
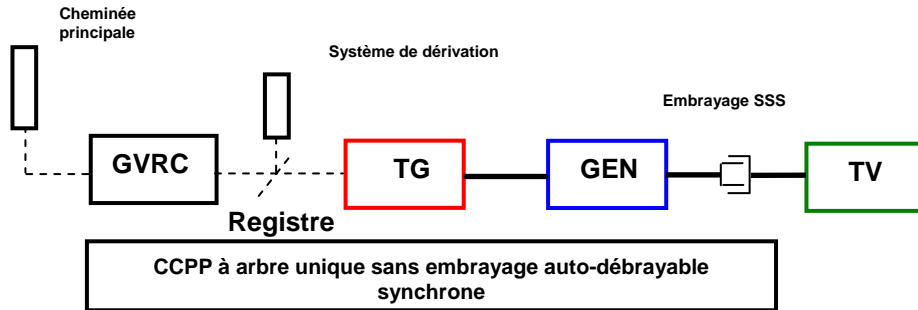
Vous trouverez ci-dessous une étude comparative portant sur le type de configuration d'arbre(s) de la centrale électrique à cycle combiné (CCPP) composée d'une (1) turbine à gaz, un (1) générateur de vapeur à récupération de chaleur (GRVC) sans brûleur, une (1) turbine à vapeur et un/des générateur(s).

Il y a principalement deux (2) types de configuration d'arbre(s). La configuration à arbre unique, dans laquelle la turbine à gaz, la turbine à vapeur et un générateur se trouvent sur le même arbre. Une autre, la configuration de type multi-arbres, dans laquelle l'arbre de la turbine à gaz / générateur et l'arbre turbine à vapeur / générateur sont séparés.

La configuration à arbre unique est classée en deux (2) types différents selon qu'elle comprend ou pas un embrayage auto-débrayable synchrone (SSS) et système de dérivation. Dans le cas de la première configuration, le groupe motopropulseur est disposé dans l'ordre suivant : turbine à gaz, générateur et turbine à vapeur. L'embrayage auto-débrayable synchrone est de type engagement et déengagement automatiques et est situé entre le générateur et la turbine à vapeur. Dans le cas de la deuxième configuration, le groupe motopropulseur est généralement disposé dans l'ordre suivant : turbine à gaz, turbine à vapeur, et générateur.

Dans le cas du type multi-arbres, deux (2) types de configurations de CCPP avec ou sans système de dérivation peuvent être considérés. Ces quatre (4) types de configuration d'arbre(s) de CCPP sont illustrés à la Figure 6.1.3-2.

CCPP à arbre unique avec embrayage auto-débrayable synchrone et système de dérivation



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.1.3-1 Configuration d'arbre(s)

Comme illustré dans ce qui précède, dans le cas d'une CCPP à arbre unique, un (1) générateur de grande puissance commun aux turbines à gaz et à vapeur est employé. Par contre, dans le cas d'une CCPP de type multi-arbres, deux (2) générateurs sont employés individuellement pour les turbines à gaz et à vapeur. Dans ce cas, l'une est la configuration de la centrale avec un système de dérivation composé d'une cheminée de dérivation et d'un registre, qui sont installés entre la turbine à gaz et le GVRC pour permettre à l'ensemble turbine à gaz / générateur de fonctionner en tant que cycle simple. L'autre est la configuration de la centrale sans système de dérivation.

Une étude de comparaison a été réalisée du point de vue du rendement thermique, de la flexibilité opérationnelle, de l'exploitabilité, de l'exigence de vapeur de démarrage et de puissance auxiliaire, des expériences d'application, de la fiabilité d'exploitation, de la maintenabilité, de l'exigence de la place occupée par l'installation, du coût de construction, du coût de production et du transport entre les quatre (4) types de configuration d'arbre(s) de la CCPP.

(2) Rendement thermique de la centrale

La configuration à arbre unique est équipée d'un (1) générateur de grande puissance, tandis que deux (2) générateurs de plus faible puissance sont employés dans la configuration de type multi-arbres. Dans le cas de la configuration avec le système de dérivation, la fuite du système de dérivation du gaz d'échappement influencera le rendement de la centrale. Il est estimé que la fuite sur toute la durée de vie de la centrale est de 0,5 à 1,5%. Ceci signifie que le rendement de la turbine à vapeur baisse de 0,5 à 1,5%. Par conséquent, le rendement thermique de la centrale avec le système de dérivation perd de 0,17 à 0,50% par rapport à la centrale sans le système de dérivation. Par conséquent, les rendements thermiques de la centrale pour les quatre (4) configurations sont comme estimés ci-dessous, prenant en considération que le rendement du générateur de grande puissance est plus élevé de quelque 0,1%. La perte de chaleur en raison de l'embrayage est considérée comme étant négligeable.

Type de configuration	SS CCPP avec SSS et BS	SS CCPP sans SSS et BS	MS CCPP avec BS	MS CCPP sans BS
Rendement thermique de la station (%)	$\Delta 0,17 \sim 0,50$	100	$\Delta 0,27 \sim 0,60$	$\Delta 0,1$

Où,	
CCPP à SS avec SSS et BS	CCPP à arbre unique avec embrayage et système de dérivation
CCPP à SS sans SSS et BS	CCPP à arbre unique sans embrayage et système de dérivation
CCPP à MS avec BS	CCPP de type multi-arbres avec système de dérivation
CCPP à MS sans BS	CCPP de type multi-arbres sans système de dérivation

(3) Flexibilité opérationnelle

Dans le cas d'une CCPP à arbre unique sans embrayage, la centrale ne peut pas être exploitée à moins que les composants de la turbine à gaz, le générateur de vapeur à récupération de chaleur, la turbine à vapeur et le générateur fonctionnent tous bien. Cependant, une CCPP à arbre unique avec un embrayage et un système de dérivation peut fonctionner en mode de cycle simple avec isolation de la turbine à vapeur en dégageant l'embrayage même si des composants du système thermodynamique, comprenant un GVRC, une turbine à vapeur et un générateur de turbine à vapeur, sont en panne pour une

raison quelconque. Le gaz d'échappement de la turbine à gaz peut être déchargé dans l'atmosphère par le biais du système de dérivation.

Dans le cas d'une configuration de type multi-arbres, si le système de dérivation a été prévu, l'ensemble turbine à gaz / générateur peut fonctionner en tant que cycle simple similaire à une CCPP avec une configuration à arbre unique dotée d'un embrayage.

À moins que la centrale soit équipée d'une cheminée de dérivation, celle-ci se comporte comme une centrale à arbre unique sans embrayage. Toutefois, la centrale peut être exploitée en mode de cycle simple par un déversement de la vapeur produite dans le condenseur, à condition que le GVRC et le condensateur soient l'un comme l'autre en état de fonctionnement, même si la turbine à vapeur est en panne. Ceci est une caractéristique spécifique d'une configuration de type multi-arbres sans cheminée de dérivation.

Ainsi, une CCPP avec un système de dérivation, quelle que soit la configuration d'arbre(s), est plus flexible en termes d'exploitabilité qu'une centrale sans système de dérivation. Il n'y a quasiment pas de différence en termes de flexibilité opérationnelle entre les deux types de configuration d'arbre(s) sans système de dérivation.

(4) Exploitabilité

La CCPP peut être exploitée seulement par réglage automatique du débit de combustible dans la turbine à gaz, et le cycle d'exploitation de démarrage, d'exploitation stable, et de mise à l'arrêt peut être entièrement automatisé sans égard au type de configuration d'arbre(s). L'embrayage SSS est de type auto-débrayable et synchrone. Par conséquent, il n'y a pas de différence majeure d'exploitabilité entre les deux types de configuration d'arbre(s). Il se peut que la séquence opérationnelle de la CCPP de type multi-arbres soit légèrement plus compliquée par rapport à la CCPP à arbre unique, en raison du plus grand nombre de composants.

(5) Exigence de vapeur de démarrage et de puissance auxiliaire

Dans le cas d'une CCPP de type multi-arbres ou une CCPP à arbre unique équipée d'un embrayage, la turbine à gaz peut être démarrée avec le GVRC séparément de la turbine à vapeur / générateur. Après un certain délai, la vapeur nécessaire pour le démarrage sera disponible par le biais du GRVC, et ensuite l'ensemble turbine à vapeur / générateur peut être démarré avec sa propre vapeur pour le refroidissement et l'étanchéité du passage d'écoulement.

Toutefois, dans le cas d'une configuration à arbre unique sans embrayage, la vapeur pour le refroidissement et l'étanchéité du passage d'écoulement de la turbine à vapeur, qui doit être démarrée avec la turbine à gaz, doit être fournie par une source extérieure. À cette fin, de la vapeur auxiliaire des chaudières existantes ou d'une chaudière auxiliaire autonome sera nécessaire.

Dans le cas d'une configuration à arbre unique sans embrayage, l'exigence de puissance pour le dispositif de démarrage est approximativement 2,5% de la puissance fournie de la turbine à gaz, alors qu'elle est approximativement de 2,0% pour les trois (3) autres types de CCPP.

Il n'y a aucune différence entre les exigences de puissance auxiliaire entre les types de CCPP à l'exception du dispositif de démarrage de la ligne d'arbre.

(6) Expériences d'application

Il y a de nombreuses expériences d'application avec les deux types de configuration d'arbre(s) des CCPP. Il est entendu que les deux types de configuration d'arbre(s) sont techniquement réalisables sans difficulté particulière.

(7) Fiabilité d'exploitation

La fiabilité d'exploitation de la centrale pour chaque type de CCPP peut être évaluée par le facteur de fiabilité de la centrale, qui peut être calculé à l'aide des facteurs de fiabilité de l'équipement principal qui est supposé être le suivant :

Turbine à gaz :	A1 = 97,5%
Système de dérivation :	A2 = 97,5%
Générateur de vapeur à récupération de chaleur :	A3 = 98,0%
Turbine à vapeur :	A4 = 98,5%
Générateur et transformateur de turbine à gaz :	A5 = 99,0%
Générateur et transformateur de turbine à vapeur :	A6 = 99,0%
Embrayage auto-débrayable synchrone :	A7 = 99,0%

Vous trouverez ci-dessous la fiabilité d'exploitation de la centrale sur la base des heures de fonctionnement (PORH) d'une CCPP à arbre unique calculée théoriquement en tant que $PORH_S$ et avec un embrayage en tant que $PORH_{SS}$, d'une CCPP de type multi-arbres sans système de dérivation en tant que $PORH_M$ et d'une CCPP de type multi-arbres avec système de dérivation en tant que $PORH_{MB}$.

$$PORH_S = A1 \times A3 \times A4 \times A5 = 0,9318 = 93,18\%$$

$$PORH_{SS} = A1 \times A2 \times A3 \times A4 \times A5 \times A7 + A1 \times A2 \times A5 \times A7 \times (1 - A3 \times A4) = 0,9317 = 93,17\%$$

$$PORH_M = A1 \times A3 \times A4 \times A5 \times A6 = 0,9224 = 92,24\%$$

$$PORH_{MB} = A1 \times A2 \times A3 \times A4 \times A5 \times A6 + A1 \times A2 \times A5 \times (1 - A3 \times A4 \times A6) = 0,9411 = 94,11\%$$

À partir des résultats des calculs ci-dessus, la corrélation suivante a pu être estimée parmi les valeurs de fiabilité opérationnelle sur une base horaire des quatre (4) types de CCPP.

$$PORH_{MB} (94,11\%) > PORH_S (93,18\%) = PORH_{SS} (93,17\%) > PORH_M (92,24\%)$$

Celle-ci indique que la fiabilité d'exploitation de la centrale d'une CCPP de type multi-arbres avec un système de dérivation ($PORH_{MB}$) est légèrement supérieure aux autres types de CCPP.

La valeur PORH indique la fiabilité d'exploitation de la centrale sur la base des heures de fonctionnement. Toutefois, lorsque la turbine à gaz est exploitée dans un mode de cycle simple, la puissance fournie totale de la centrale peut être réduite de deux tiers environ. Par conséquent, il est nécessaire d'évaluer la fiabilité d'exploitation de la centrale sur la base de l'énergie électrique (PORE). La valeur PORE de chaque configuration d'arbre(s) peut être calculée comme indiqué ci-après.

$$PORE_S = A1 \times A3 \times A4 \times A5 = 0,9317 = 93,17\%$$

$$PORE_{SS} = A1 \times A2 \times A3 \times A4 \times A5 \times A7 \times (2/3 + 1/3 \times 0,995) + A1 \times A2 \times A5 \times A7 \times (1 - A3 \times A4) \times 2/3$$

$$= 0,9194 = 91,94\%$$

$$PORE_M = A1 \times A3 \times A4 \times A5 \times A6 = 0,9224 = 92,24\%$$

$$PORE_{MB} = A1 \times A2 \times A3 \times A4 \times A5 \times A6 \times (2/3 + 1/3 \times 0,995) + A1 \times A2 \times A5 \times (1 - A3 \times A4 \times A6) \times 2/3 \\ = 0,9257 = 92,57\%$$

Par conséquent, l'ordre de priorité de la valeur PORE de chaque configuration d'arbre(s) peut être exprimé comme indiqué ci-dessous :

$$POREs (93,17\%) > PORE_{MB} (92,57\%) > PORE_M (92,23\%) \geq POREs (91,94\%)$$

(8) Coût de la maintenance

Par comparaison à une CCPP à arbre unique, une CCPP de type multi-arbres est équipée de composants supplémentaires, tels qu'un générateur, un transformateur élévateur, des systèmes d'huile de lubrification et pour commandes, une cheminée de dérivation, un silencieux de cheminée de dérivation, et un registre de gaz d'échappement. Par conséquent, il est considéré que la maintenance d'une CCPP de type multi-arbres nécessite plus d'heures de travail par la main d'œuvre et revient à plus cher.

(9) Place occupée par l'installation

Comme indiqué dans le paragraphe précédent, étant donné qu'une CCPP de type multi-arbres comprend plus d'équipements et de machines qu'une CCPP à arbre unique, une plus grande superficie est nécessaire pour son installation. En outre, l'efficacité d'utilisation de l'espace est inférieure parce que l'ensemble turbine à gaz / générateur et l'ensemble turbine à vapeur / générateur sont installés séparément. Sur la base de notre expérience, l'encombrement pour l'installation du groupe motopropulseur d'une CCPP de type multi-arbres est supérieur de 15 - 25% par rapport à une CCPP à arbre unique, suivant l'installation du système de dérivation.

Une plus grande superficie pour l'installation de l'équipement signifie plus de travaux de génie civil, architecturaux, et de construction, et, par conséquent, des coûts plus élevés. Les Figures 6.1.3-2 et 6.1.3-3 ci-dessous sont des plans typiques d'un groupe motopropulseur sans embrayage d'une CCPP à arbre unique, et d'un groupe motopropulseur avec un système de dérivation d'une CCPP de type multi-arbres utilisant une turbine à gaz de classe F, respectivement.

Dans le cas d'un groupe motopropulseur d'une CCPP à arbre unique avec un embrayage et un système de dérivation, la longueur du côté le plus long est supposée faire 20m de plus que la configuration illustrée à la Figure 6.1.3-1. Par conséquent, la superficie occupée par l'installation s'approche de près à celle pour un groupe motopropulseur d'une CCPP de type multi-arbres avec un système de dérivation.

(10) Construction échelonnée

La configuration de type multi-arbres avec un système de dérivation se distingue par le fait qu'elle se prête à la construction échelonnée. Le délai de réalisation du système de turbine à gaz est normalement plus court que celui du système thermodynamique, ce qui signifie qu'il peut être mis en service sur une base commerciale plus rapidement. Cette caractéristique représente un avantage pour les projets qui doivent répondre à une demande accrue d'électricité.

(11) Coût de construction

Une CCPP de type multi-arbres compte un plus grand nombre de composants qu'une CCPP à arbre unique, comme indiqué dans ce qui précède. Par conséquent, il est facilement estimé que son coût de construction sera plus élevé que celui d'une CCPP à arbre unique. Suivant les résultats des estimations de construction obtenues à l'aide d'un logiciel informatique, la différence de coût relative entre les différents scénarios est indiquée ci-dessous en tant que valeur de référence pour cette étude.

SS CCPP sans SSS et BS	100% (Base)
SS CCPP avec SSS et BS	Plus 2,2%
MS CCPP sans BS	Plus 4,2%
MS CCPP avec BS	Plus 6,1%

(12) Coûts de production d'électricité

Les coûts de production d'électricité des trois (3) autres type des CCPP par rapport à la CCPP à arbre unique sans embrayage auto-débrayable synchrone et sans système de dérivation peuvent être calculés comme suit.

1) Coût de combustible

Le coût de combustible (consommation de combustible) est proportionnel à la fiabilité d'exploitation de la centrale sur une base horaire. Par conséquent, les coûts de combustible des trois (3) autres types de CCPP par rapport à la CCPP à arbre unique sans embrayage auto-débrayable synchrone et sans système de dérivation sont estimés comme suit :

SS CCPP avec SSS et BS	Moins 0,01% (= 93,18 – 93,17)
MS CCPP sans BS	Moins 0,93% (= 93,17 – 92,24)
MS CCPP avec BS	Plus 0,98% (= 93,17 – 94,11)

2) Coût de recouvrement des investissements

Le coût de recouvrement des investissements proportionnel au coût de construction peut être estimé comme indiqué ci-dessous en se référant aux résultats dans la sous-section précédente (11). Par conséquent, les valeurs relatives des autres configurations d'arbre(s) par rapport à la CCPP à arbre unique sans embrayage auto-débrayable synchrone et sans système de dérivation peuvent être exprimées comme suit :

SS CCPP avec SSS et BS	Plus 2,2%
MS CCPP sans BS	Plus 4,2%
MS CCPP avec BS	Plus 6,1%

3) Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité sont proportionnelles à la fiabilité d'exploitation de la centrale sur une base d'énergie électrique. Par conséquent, les valeurs relatives des autres configurations d'arbre(s) par rapport à la CCPP à arbre unique sans embrayage auto-débrayable synchrone et sans système de dérivation peuvent être exprimées comme suit :

SS CCPP avec SSS et BS	Moins 1,24% (= 93,18 – 91,94)
MS CCPP sans BS	Moins 0,94% (= 93,18 – 92,24)
MS CCPP avec BS	Moins 0,61% (= 93,18 – 92,57)

Par conséquent, le coût de production d'électricité d'une CCPP à arbre unique avec embrayage auto-débrayable synchrone et système de dérivation par rapport à une CCPP à arbre unique sans embrayage auto-débrayable synchrone et sans système de dérivation est calculé comme étant plus élevé de 2,7% ($= ((1-0,0001) \times 1 / (1+2) + (1+0,022) \times 2 / (1+2)) / (1 - 0,0124) - 1,0) = 0,027$). Dans ce cas, le taux du coût de combustible par rapport au coût de recouvrement des investissements est supposé être de 1 contre 2. Le coût de production des deux (2) autres types de CCPP peut être calculé similairement. Les résultats du calcul sont les suivants :

MS CCPP sans BS	Plus 3,5%
MS CCPP avec BS	Plus 5,0%

(13) Transport terrestre

Le site du projet est situé sur le littoral maritime pas loin de Tunis, la capitale de la Tunisie. Il y a deux (2) centrales électriques de type conventionnel et une (1) CCPP adjacente au site en question. Par conséquent, il n'y a pas de différence entre les types de configuration d'arbre(s) en termes de transport terrestre.

(14) Résumé de l'étude

Les résultats de l'étude décrits ci-dessus sont résumés au Tableau 6.1.3-1. Les cellules en jaune indiquent que la configuration d'arbre(s) de la cellule en question est préférée par rapport aux autres scénarios pour l'élément de comparaison considéré. Comme indiqué dans ce tableau, si la priorité d'ensemble est jugée à partir de la surface totale des cellules en jaune, la configuration à arbre unique sans embrayage et sans cheminée de dérivation se place en première position. La configuration à arbre unique avec un embrayage et une cheminée de dérivation et la configuration de type multi-arbres avec une cheminée de dérivation occupent la deuxième place. La configuration de type multi-arbres sans cheminée de dérivation vient en dernière position.

Cependant, la priorité change suivant les éléments de comparaison considérés comme les plus importants, les conditions du site, et les exigences dans le cadre du projet. Dans le cas du présent projet, la première priorité est la possibilité de mettre en œuvre une construction échelonnée dans laquelle un fonctionnement à cycle simple de turbine à gaz peut être réalisé. Par conséquent, une configuration de type multi-arbres sera sélectionnée pour le présent projet. En outre, cette configuration est placée au premier rang également en termes de fiabilité d'exploitation sur la base d'un fonctionnement horaire.

Pour les raisons indiquées ci-dessus, la configuration de type multi-arbres avec une cheminée de dérivation a été sélectionnée pour le présent projet.

Tableau 6.1.3-1 Résumé des résultats de l'étude comparative portant sur la configuration d'arbre(s) de la CCPP

Élément de comparaison		CCPP à arbre unique		CCPP de type multi-arbres	
		Sans embrayage auto-débrayable synchrone	Avec embrayage auto-débrayable synchrone et une cheminée de dérivation	Avec une cheminée de dérivation	Sans cheminée de dérivation
1. Rendement thermique		Base (100%)	$\Delta 0,17 \sim \Delta 0,50\%$	$\Delta 0,27 \sim \Delta 0,60\%$	$\Delta 0,10\%$
2. Flexibilité opérationnelle (Fonctionnement en cycle simple)		Base (Non)	Plus flexible (Oui)	Plus flexible (Oui)	Légèrement flexible (oui sous conditions)
3. Exploitabilité		Base	Similaire	Légèrement compliqué en raison du fonctionnement d'un plus grand nombre d'équipements	
4. Exigence au démarrage	Vapeur	Vapeur auxiliaire externe	Propre vapeur	Propre vapeur	Vapeur auxiliaire externe
	Puissance pour le dispositif de démarrage	Env. 2,5% de la capacité de la TG	Env. 2,0% de la capacité de la TG	Env. 2,0% de la capacité de la TG	Env. 2,0% de la capacité de la TG
5. Expérience d'application		Base	Similaire	Similaire	Similaire
6. Fiabilité d'exploitation	PORH	Base (100%)	$\Delta 0,0\%$	+ 0,9%	$\Delta 0,9\%$
	PORE	Base (100%)	$\Delta 1,2\%$	$\Delta 0,6\%$	$\Delta 0,9\%$
7. Coût de la maintenance		Base	Similaire	Un peu plus élevé en raison d'un plus grand nombre d'équipements	
8. Place occupée par le groupe motopropulseur		Base (100%)	+ 15%	+ 25%	+ 10%
9. Construction échelonnée		Non	Non	Oui	Non
10. Coût de construction		Base (100%)	+ 2,2%	+ 6,1%	+ 4,2%
11. Coûts de production d'électricité		Base (100%)	+ 2,7%	+ 5,0%	+ 3,5%
12. Transport terrestre		Base	Similaire	Similaire	Similaire

Source : Équipe d'étude de la JICA

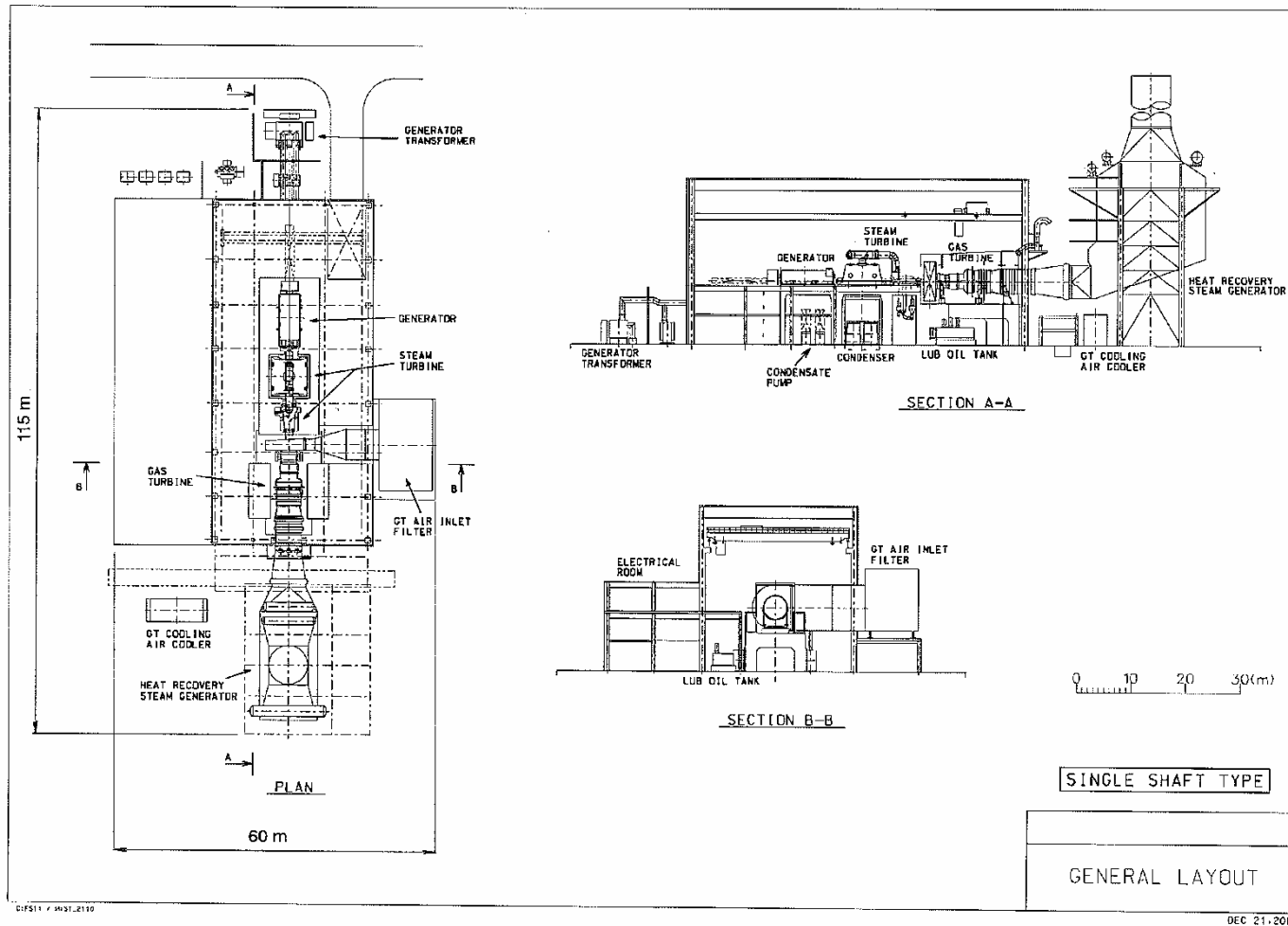


Figure 6.1.3-2 Disposition typique d'une centrale électrique à cycle combiné à arbre unique

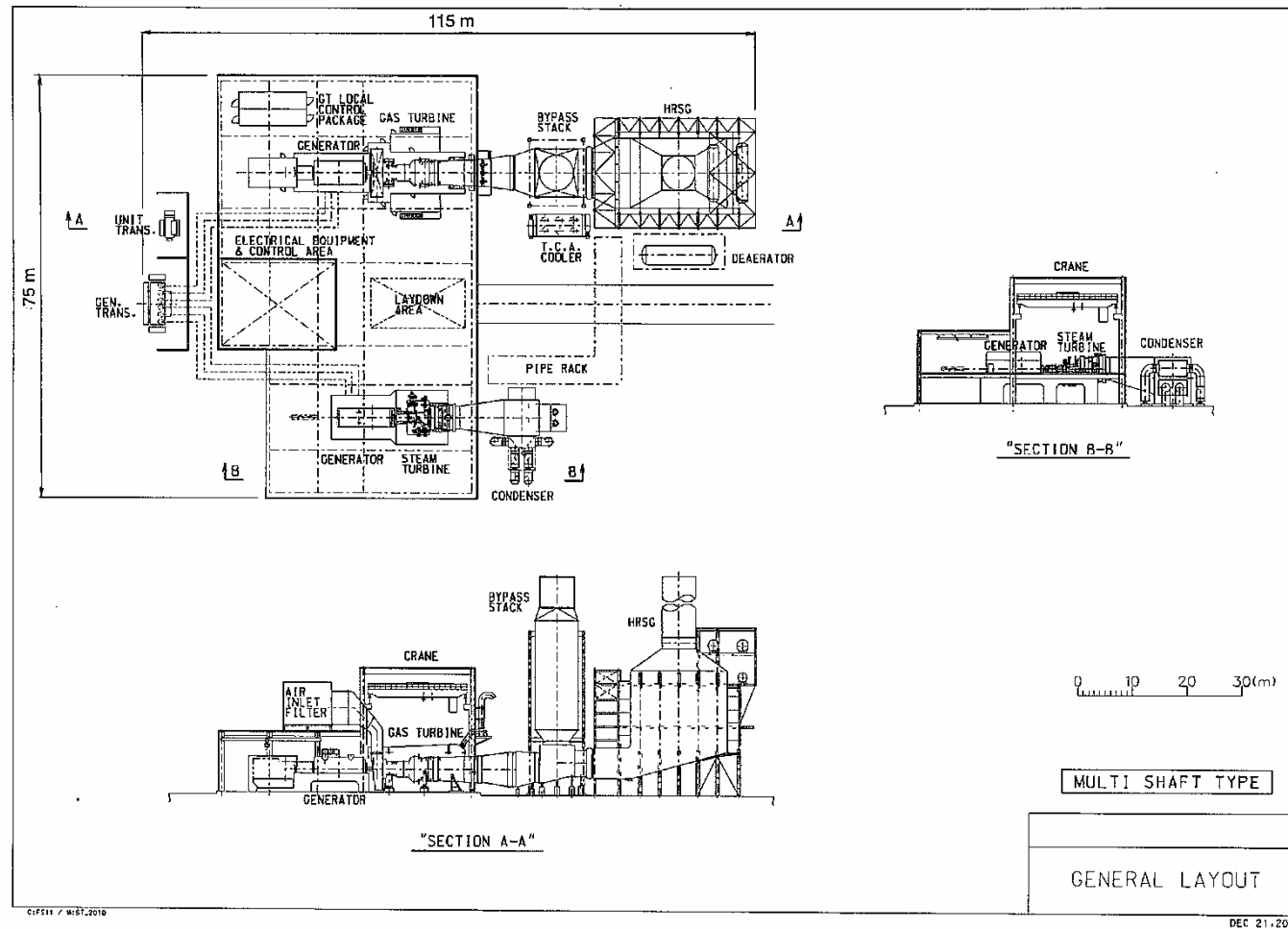


Figure 6.1.3-3 Disposition typique d'une centrale électrique à cycle combiné de type multi-arbres

6.1.4 Turbine à gaz candidate et performance

(1) Codes et normes de conception

Le système de turbine à gaz sera généralement conçu conformément à l'ISO 3977-3 Turbines à gaz -- «Spécifications pour l'acquisition -- Partie 3: Exigences de conception» et ISO 21789 « Applications des turbines à gaz -- Sécurité» ou codes et normes équivalents.

(2) Modèles candidats

La turbine à gaz est le composant le plus important ayant une incidence directe sur la fiabilité d'exploitation de la centrale électrique à cycle combiné. Par conséquent, il est nécessaire qu'elle possède la plus haute fiabilité d'exploitation possible. Contrairement à la turbine à vapeur conçue sur mesure à la réception de chaque commande, la turbine à gaz est normalement d'une conception standard des fabricants de turbines à gaz dans le but d'éviter une longue durée de développement avant la livraison et de réduire les coûts de la conception à la demande. Il est d'usage de sélectionner des modèles de turbine à gaz adéquats répondant aux exigences du projet parmi les fabricants d'équipement d'origine (OEM) de gammes standards de turbines à gaz. Ici, les OEM sont des fabricants qui ont effectué le développement à grande échelle du prototype du type proposé de la machine ainsi que toutes les améliorations qui ont suivi. La raison de la fourniture de la machine par un OEM s'explique par le fait que l'OEM a le concept définitif de la nature essentielle de la conception de la machine, développée par ses soins, et qu'il est capable d'adopter de nouvelles approches pour tout problème qui pourrait survenir.

Les turbines à gaz sont toujours en cours de développement et leurs paramètres de conception sont améliorés année après année. Aujourd'hui, des modèles de turbine à gaz fournissant des performances au-dessus de la classe F dont la température d'entrée de la turbine à gaz est spécifiée comme étant aux alentours de 1.300°C sont offerts au public. Toutefois, il ne s'agit pas toujours de machines opérationnelles possédant suffisamment d'heures d'exploitation commerciale. Par conséquent, il est nécessaire de confirmer si la dernière version du même modèle que le fabricant peut proposer possède l'expérience d'exploitation commerciale adéquate permettant de vérifier la fiabilité d'exploitation du modèle. Dans le but de confirmer une telle situation, la turbine à gaz proposée devra satisfaire certains critères et exigences. Notamment, la turbine à gaz proposée devra être une machine techniquement similaire aux turbines à gaz de référence qui possède une expérience d'exploitation commerciale un (1) mois avant la date de clôture de l'appel d'offres internationale, comme décrit ci-dessous.

- Les heures d'exploitation commerciale prouvée d'au moins trois (3) turbines à gaz de référence totaliseront pas moins de 30 000 heures d'exploitation réelle.
- Une (1) turbine à gaz au moins sur les trois (3) turbines à gaz de référence se trouvera à l'extérieur du pays d'origine du fabricant de la turbine à gaz.
- Les heures d'exploitation commerciale prouvée de l'unité ayant le plus grand nombre d'heures d'exploitation sur les trois (3) turbines à gaz de référence atteindront plus 16.000 heures d'exploitation réelle.
- Les heures d'exploitation commerciale prouvée minimum de chacune des trois (3) turbines de référence ne pourront être inférieures à 6.000 heures d'exploitation réelle.

En outre, le soumissionnaire fournira les données et informations requises au Tableau 6.1.4-1 dans le Documents de soumission pour vérifier la similarité technique de la turbine à gaz proposée avec les turbines à gaz de référence.

Tableau 6.1.4-1 Similarités techniques de la turbine à gaz proposée

Description	Turbine à gaz proposée	Numéro d'identification des turbines à gaz de référence		
		1	2	3
(1) Performance				
No. du modèle				
Type de cycle				
Nbre. d'arbre(s)				
Puissance fournie (MW)				
Rendement thermique (%)				
Débit d'air à l'entrée du compresseur (kg/s)				
Rapport de pression (-)				
Température d'entrée référentielle de la turbine conformément à l'ISO 3977-3 (°C)	Turbine HP			
	Turbine BP			
Température à la sortie de la turbine (°C)				
(2) Compresseur				
Type				
Vitesse de rotation (tr/min)				
Aube variable de guidage d'entrée	Oui / Non	Oui / Non	Oui / Non	Oui / Non
Nbre. d'étages				
Nbre. d'étages d'ailettes de stator variables				
Matériau du rotor				
Matériaux des aubes fixes				
Matériaux des aubes rotatives				
(3) Brûleur « combustor »				
Type				
Nbre. de chambres de combustion mixte tubo-annulaire				
Nbre. d'assemblages de buses pour le type annulaire				
Matériau de chambres de combustion				
Matériau des éléments de transition				
(4) Turbine				
Type				
Vitesse de rotation (tr/min)				
Matériau du distributeur du premier étage	Turbine HP			
	Turbine BP			
Matériau de l'aube du premier étage	Turbine HP			
	Turbine BP			
Matériau du distributeur du deuxième étage				

Matériau de l'aube du deuxième étage					
Matériau du disque du rotor	Turbine HP				
	Turbine BP				
Type de méthode de refroidissement du distributeur du premier étage	Turbine HP				
	Turbine BP				
Type de méthode de refroidissement de l'aube du premier étage	Turbine HP				
	Turbine BP				
Type de méthode de refroidissement du distributeur du deuxième étage					
Type de méthode de refroidissement de l'aube du deuxième étage					

Toutes les valeurs des paramètres de performances dans le tableau ci-dessus seront fournies avec une (1) figure conforme aux conditions ISO en position grande ouverte de l'ailette de guidage d'entrée du compresseur.

Les données et informations sur l'expérience d'exploitation commerciale des turbines à gaz de référence seront témoignées par les lettres de confirmation écrites et signées par les propriétaires des centrales citées.

Prenant en considération les indications ci-dessus, l'Équipe d'étude de la JICA a décidé que les modèles des turbines à gaz qui seront employées pour ce projet appartiendront à la classe F, conformément aux spécifications dans le manuel «Gaz Turbine Handbook 2010».

Au cours de la sélection des modèles de turbine à gaz répondant aux critères et exigences, la possibilité de l'exploitation de la turbine à gaz proposée en mode de cycle simple sera considérée en raison du potentiel que cette solution représente pour une mise en service dans des délais plus courts dans le but de faire face à la pénurie imminente d'électricité en Tunisie. Par exemple, Alstom peut fournir deux (2) types de turbine à gaz GT26. Une est la GT26 avec un refroidisseur à trempe à l'air (AQC - Air Quench Cooler), tandis que l'autre est la GT26 avec un système de refroidissement à circuit ouvert qui utilise de la vapeur pour refroidir l'air extrait du compresseur d'air pour le refroidissement interne d'éléments chauds de la turbine à gaz. Par conséquent, le deuxième type de la turbine à gaz GT26 ne peut pas être utilisé en mode de cycle simple sans un agent de refroidissement de vapeur d'un système thermodynamique. Pour cette raison, la turbine à gaz GT26 où l'air ambiant est utilisé en tant qu'agent de refroidissement peut être choisie en tant que CCPP candidate pour la centrale.

General Electric (GE) a deux (2) versions de turbine à gaz, 9FA et 9FB, de classe F, conformément aux exigences de ce projet. Toutefois, la première a une capacité thermique et une puissance installée inférieures aux caractéristiques figurant dans ce qui précède. Par conséquent, elle est exclue de toute considération pour cette étude.

Mitsubishi Heavy Industries (MHI) a également deux (2) versions de turbine à gaz, M701F4 et M701F5, de classe F, conformément aux exigences de ce projet. La première a beaucoup d'expérience dans le monde. Cependant, le deuxième modèle n'a pas l'expérience d'exploitation spécifiée dans ce qui précède à ce stade, bien que ses performances soient

meilleures. Pour cette raison, le deuxième modèle n'est pas considéré comme modèle candidat pour ce projet.

Par conséquent, les quatre (4) modèles de turbine à gaz suivant seront éventuellement sélectionnés en tant que modèles candidats pour ce projet avec les valeurs de performance indiquées au Tableau 6.1.4-1 sur les conditions ISO conformément au manuel en question.

Tableau 6.1.4-1 Données de performance des quatre (4) modèles candidats de turbine à gaz

Modèle de turbine à gaz	GT26 (AQC)	9FB	M701F4	SGT5-4000F
Puissance nominale base ISO (MW)	292,1	288,2	312,1	292,0
Rendement (%)	38,50	37,85	39,30	39,83
Rapport de pression	34,7	18,0	18,0	18,2
Débit d'air (kg/s)	653,2	655,1	702,6	692,2
Température du gaz d'échappement (°C)	615,0	641,7	596,7	577,2

Source : Équipe d'étude de la JICA

(3) Fabricants de turbine à gaz

Selon le manuel utilisé comme référence, les fabricants des quatre (4) modèles de turbine à gaz mentionnés ci-dessus sont ceux figurant au Tableau 6.1.4-2 :

Tableau 6.1.4-2 Fabricant OEM des quatre (4) modèles de turbine à gaz

Modèle de turbine à gaz	Fabricant OEM
GT26 (AQC)	Alstom
9FB	GE
M701F4	Mitsubishi
SGT5-4000F	Siemens

Source : Équipe d'étude de la JICA

6.1.5 Performance de la centrale avec une turbine à gaz candidate

La CCPP sera constituée d'une turbine à gaz candidate qui est disponible dans le marché mondial actuel et du système thermodynamique adapté. Par conséquent, la performance de la centrale variera suivant le type de la turbine à gaz candidate qui sera employée pour ce projet. Cette section décrit la performance de la centrale calculée pour chacune des turbines à gaz candidates.

(1) Conditions des calculs de base

Les conditions des calculs de base telles que les conditions ambiantes et la composition du gaz combustible spécifiées au Tableau 6.1.1-1 en tant que conditions nominales.

(2) Modèles candidats des turbines à gaz

La performance de la centrale sera calculée pour les quatre (4) modèles candidats des turbines à gaz dont les données de performance figurent au Tableau 6.1.4-1 de la section précédente.

(3) Type du système thermodynamique

La centrale à cycle combiné est une combinaison d'un «système à cycle intégré» d'une turbine à gaz avec un cycle de Brayton et d'un «système thermodynamique» d'une chaudière - turbine à vapeur avec un cycle de Rankine. La performance et le coût de construction de la centrale à cycle combiné varient suivant la conception du système thermodynamique pour le système à cycle intégré donné de la turbine à gaz. En général, plus le cycle du système thermodynamique n'est compliqué, plus la performance et le coût de construction de la centrale à cycle combiné sont élevés. Avec une turbine à gaz de classe F, le système thermodynamique à triple niveau de pression et à cycle de réchauffage est généralement utilisé.

(4) Paramètres de conception du système thermodynamique

Les paramètres de conception du cycle du système thermodynamique peuvent être individuels en fonction des axes de conception qui seront proposés par les fabricants de la centrale électrique à cycle combiné. Les paramètres de conception du cycle du système thermodynamique seront précisés en considération des plages de fonctionnement prévues dans la fourchette spécifiée des conditions ambiantes. Les paramètres de conception du cycle du système thermodynamique sont provisoirement estimés comme suit pour le calcul des bilans thermique et massique des quatre (4) modèles candidats des CCPP.

- Système de refroidissement de l'air d'entrée de la TG Pas considéré
- Perte de pression à l'entrée de la TG 1,0 kPa
- Contre-pression à l'échappement de la TG 3,5 kPa
- Fuite de gaz d'échappement provenant de la cheminée de dérivation 0,0 %
- Configuration du cycle Triple niveau de pression, réchauffage
- Type de GVRC Sans brûleur
- Conditions de la vapeur à l'entrée du robinet d'étranglement de la turbine aux conditions ambiantes assignées de fonctionnement du site
 - Vapeur HP
 - Température 540°C
 - Pression 12,7 MPa (130,0 ata)
 - Vapeur PI
 - Température 540°C
 - Pression 2,75 MPa (28,0 ata)
 - Vapeur BP
 - Température Combinaison des températures du surchauffeur BP et de la vapeur à la sortie TPI
 - Pression 0,49 MPa (5,0 ata)
- Température d'entrée du réchauffeur 60°C
- Condenseur
 - Différence de température terminal 5°C
 - Température 37,0°C
 - Pression 6,6 kPa
- Système de refroidissement
 - Type À circuit ouvert

Type d'eau de refroidissement	Eau de mer
Condenseur température à l'entrée	25,0°C
Température à la sortie	32,0°C

- (5) Résultats du calcul des bilans thermique et massique
 Les bilans thermique et massique des centrales électriques à cycle combiné pour les quatre (4) modèles candidats de turbine à gaz sont calculés sur la base des conditions indiquées dans la sous-section précédente. Les résultats des calculs sont résumés au Tableau 6.1.5-1.

Table 6.1.5-1 Données de la performance prévue des CCPP avec les quatre (4) modèles de turbine à gaz

Type de modèle de turbine à gaz	GT26	9FB	M701F4	SGT5-4000F
Puissance fournie brute de la centrale (MW)	417,0	428,7	443,8	409,9
Puissance fournie brute de la TG (MW)	274,1	274,7	297,4	274,4
Puissance fournie brute de la TV (MW)	142,9	154,0	146,4	135,5
Rendement thermique brut de la centrale (%)	57,3	57,7	57,8	57,7
Exigence en puissance auxiliaire (MW)	8,3	8,6	8,9	8,2
Puissance fournie nette de la centrale (MW)	408,7	420,1	434,9	401,7
Rendement thermique net de la centrale (%)	56,1	56,5	56,6	56,5

Source : Équipe d'étude de la JICA

Comme l'indique le tableau ci-dessus, il est estimé que la puissance fournie nette de la centrale des quatre (4) CCPP variera entre 401,7 MW et 434,9 MW sur la base des conditions de calcul spécifiées ci-dessus. Les besoins de puissance fournie nette de la centrale, qui seront spécifiés dans le dossier de l'appel d'offres international, devraient se situer entre 380 MW - 460 MW, tenant compte de manière adéquate des données de puissance fournie calculées. La puissance fournie nette nominale de la centrale devrait être de 420 MW en tant que valeur moyenne de la fourchette de puissance fournie en question.

Il est prévu que le rendement thermique net de la centrale se situe entre 56,1% et 56,6% dans les mêmes conditions. Par conséquent, pour les besoins relatifs au rendement thermique net de la centrale, il sera spécifié dans le dossier d'appel d'offres « pas moins de 54,0% », tenant compte de manière adéquate des données de puissance fournie calculées.

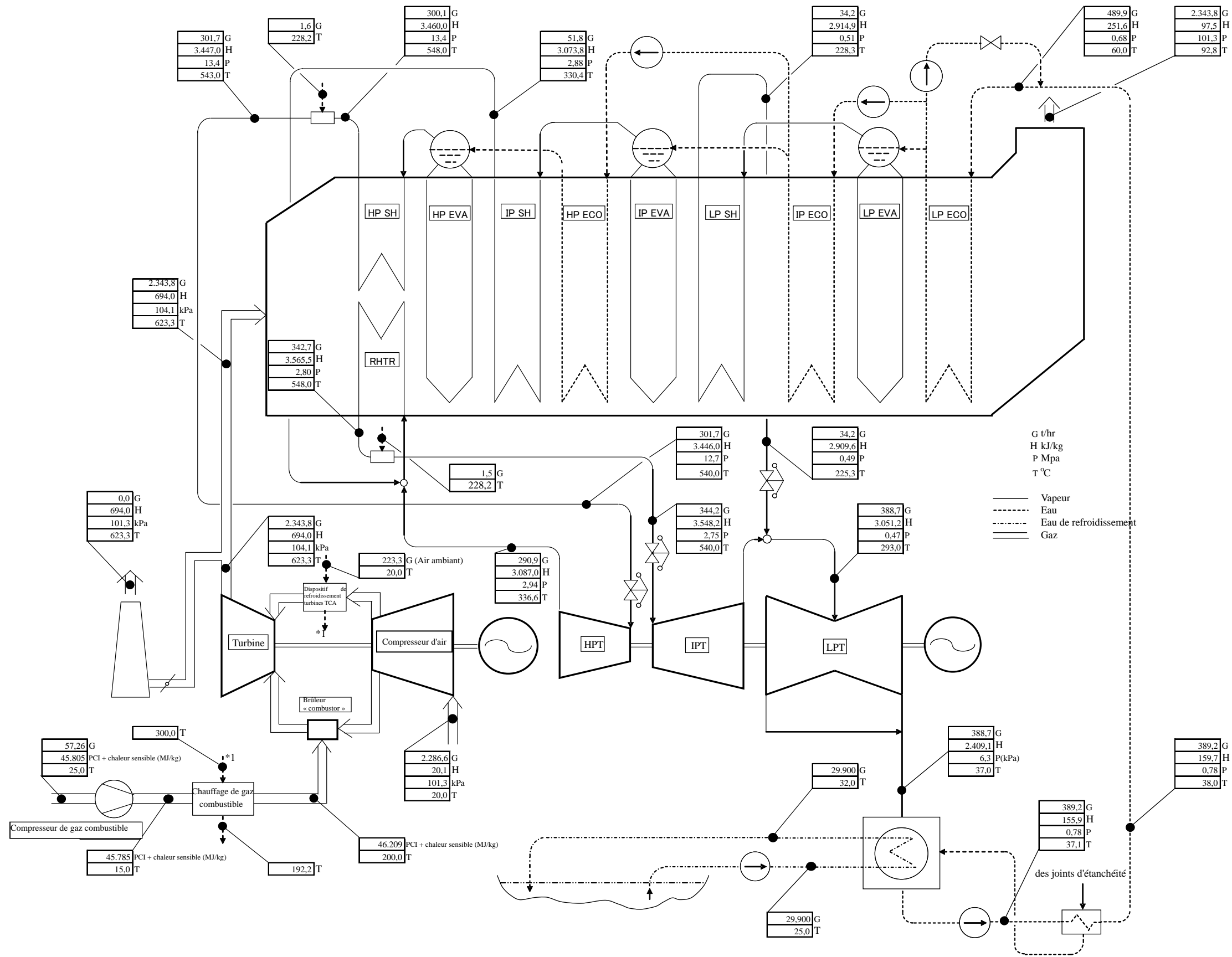
Les diagrammes des bilans thermique et massique suivants correspondant aux résultats des calculs des bilans thermique et massique exposés ci-dessus sont indiqués dans les figures ci-dessous.

Figure 6.1.5-1 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine GT26 d'Alstom

Figure 6.1.5-2 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine à gaz 9FB de GE

Figure 6.1.5-3 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine à gaz M701F4 de MHI

Figure 6.1.5-4 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine à gaz SGT5-4000F de Siemens



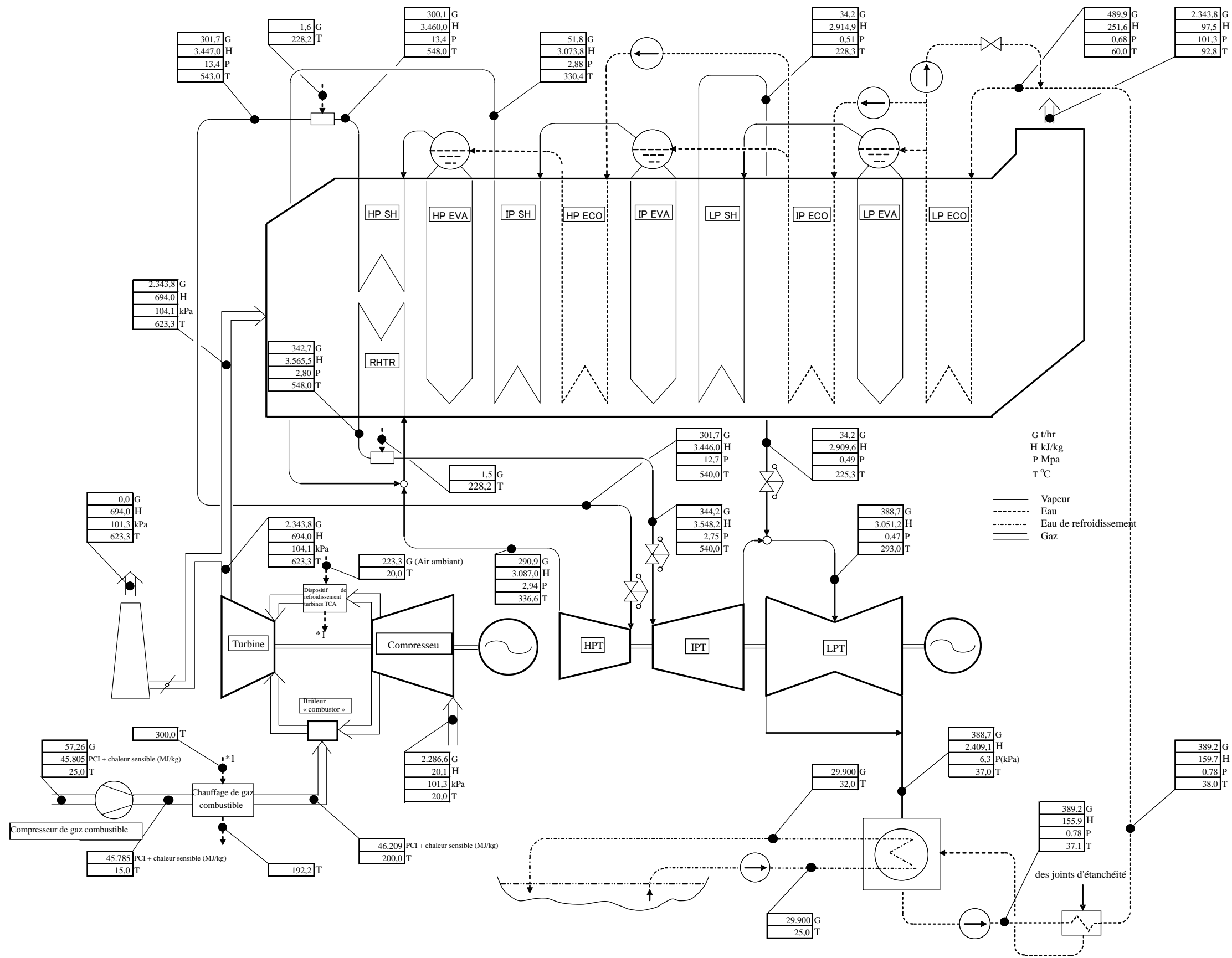
Puissance fournie brute	
Turbine à gaz	274.200 kW
Turbine à vapeur	142.900 kW
Total	417.100 kW
Rendement thermique brut de la centrale	57,3 %
Puissance auxiliaire	8.300 kW
Puissance fournie nette	408.800 kW
Rendement thermique net	56,1 %

Conditions d'exploitation	
Température du thermomètre sec	20,0 °C
Pression ambiante	101,3 kPa
Humidité relative	70,0 %
Température du thermomètre mouillé	16,5 °C
Type de combustible	Gaz naturel
Pouvoir calorifique net	45.750 kJ/kg

Diagramme des bilans thermique et massique
au point d'évaluation du rendement
Type de turbine à gaz Alstom GT26

Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.1.5-1 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine GT26 d'Alstom



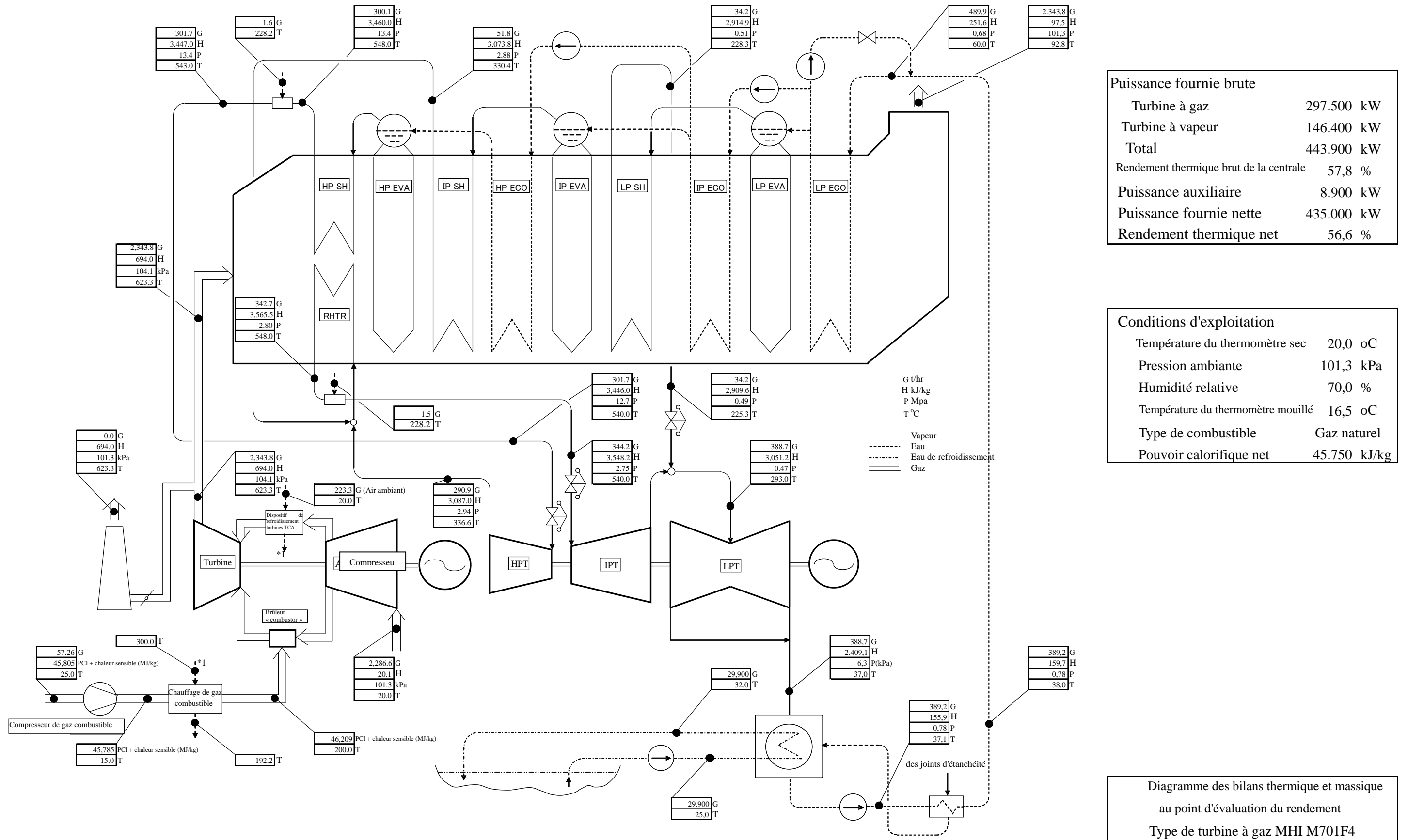
Puissance fournie brute	
Turbine à gaz	274.700 kW
Turbine à vapeur	154.100 kW
Total	428.800 kW
Rendement thermique brut de la centrale	57,7%
Puissance auxiliaire	8.600 kW
Puissance fournie nette	420.200 kW
Rendement thermique net	56,5 %

Conditions d'exploitation	
Température du thermomètre sec	20,0 oC
Pression ambiante	101,3 kPa
Humidité relative	70,0 %
Température du thermomètre mouillé	16,5 oC
Type de combustible	Gaz naturel
Pouvoir calorifique net	45.750 kJ/kg

Diagramme des bilans thermique et massique
au point d'évaluation du rendement
Type de turbine à gaz GE F9FB

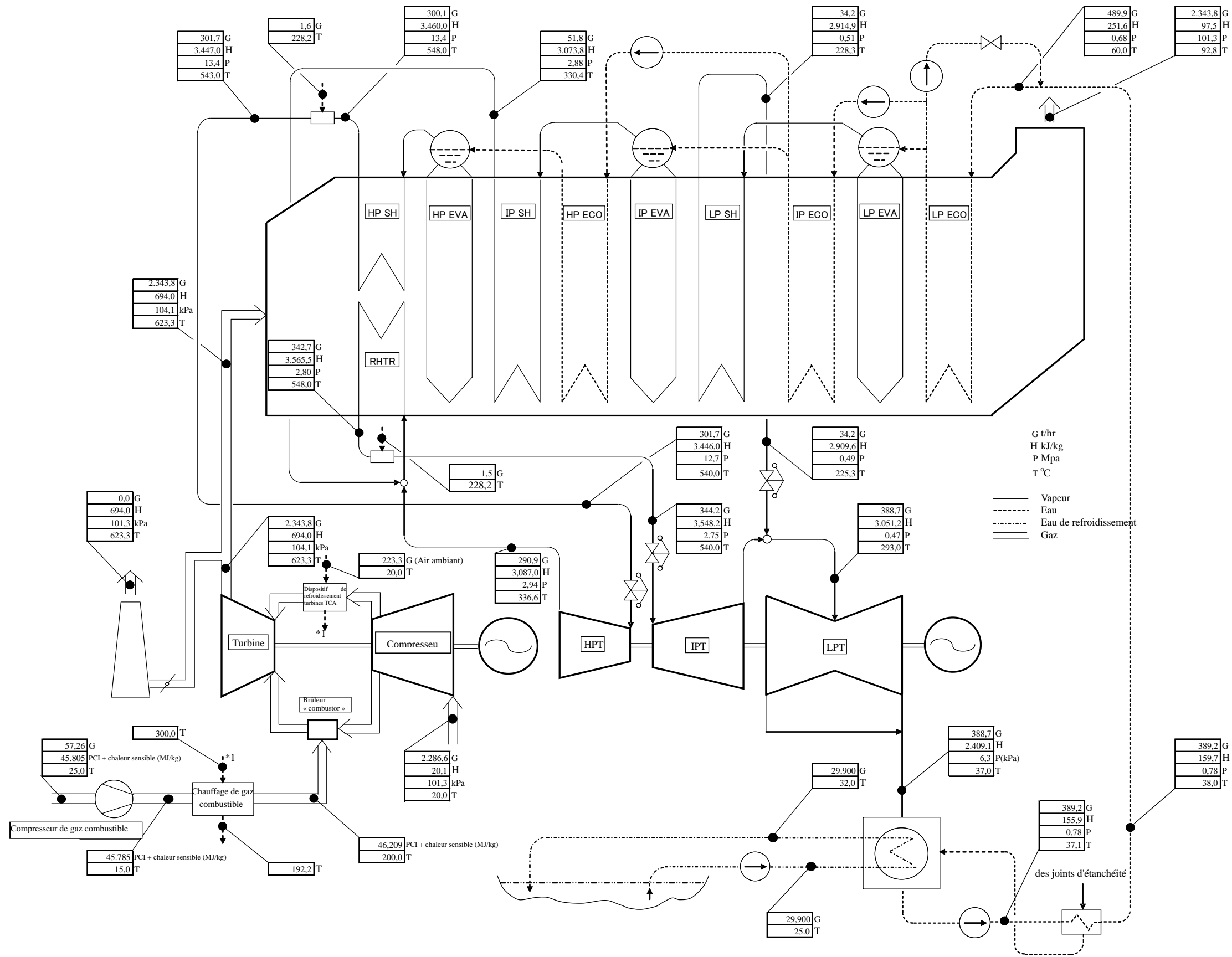
Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.1.5-2 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine F9B de GE



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.1.5-3 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine à gaz M701F4 de MHI



Puissance fournie brute	
Turbine à gaz	274.400 kW
Turbine à vapeur	135.500 kW
Total	409.900 kW
Rendement thermique brut de la centrale	57,7 %
Puissance auxiliaire	8.200 kW
Puissance fournie nette	401.700 kW
Rendement thermique net	56,5 %

Conditions d'exploitation	
Température du thermomètre sec	20,0 °C
Pression ambiante	101,3 kPa
Humidité relative	70,0 %
Température du thermomètre mouillé	16,5 °C
Type de combustible	Gaz naturel
Pouvoir calorifique net	45.750 kJ/kg

Diagramme des bilans thermique et massique
au point d'évaluation du rendement
Type de turbine à gaz SMS SGT5-4000F

Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.1.5-4 Diagramme des bilans thermique et massique de la CCPP avec la turbine à gaz SGT5-4000F de Siemens

6.1.6 Système de refroidissement du condenseur

Les trois (3) types de système de refroidissement du condenseur, à savoir le système de refroidissement à circuit ouvert, le système de refroidissement à tour de refroidissement à tirage aspiré et le système de refroidissement par ventilation forcée, doivent être considérés en tant que système de refroidissement du condenseur de la turbine à vapeur pour le Projet. Les avantages et les inconvénients d'un système de refroidissement varient suivant les conditions du site, les conditions d'exploitation et les conditions économiques, telles que le prix de vente de l'électricité et les coûts du combustible.

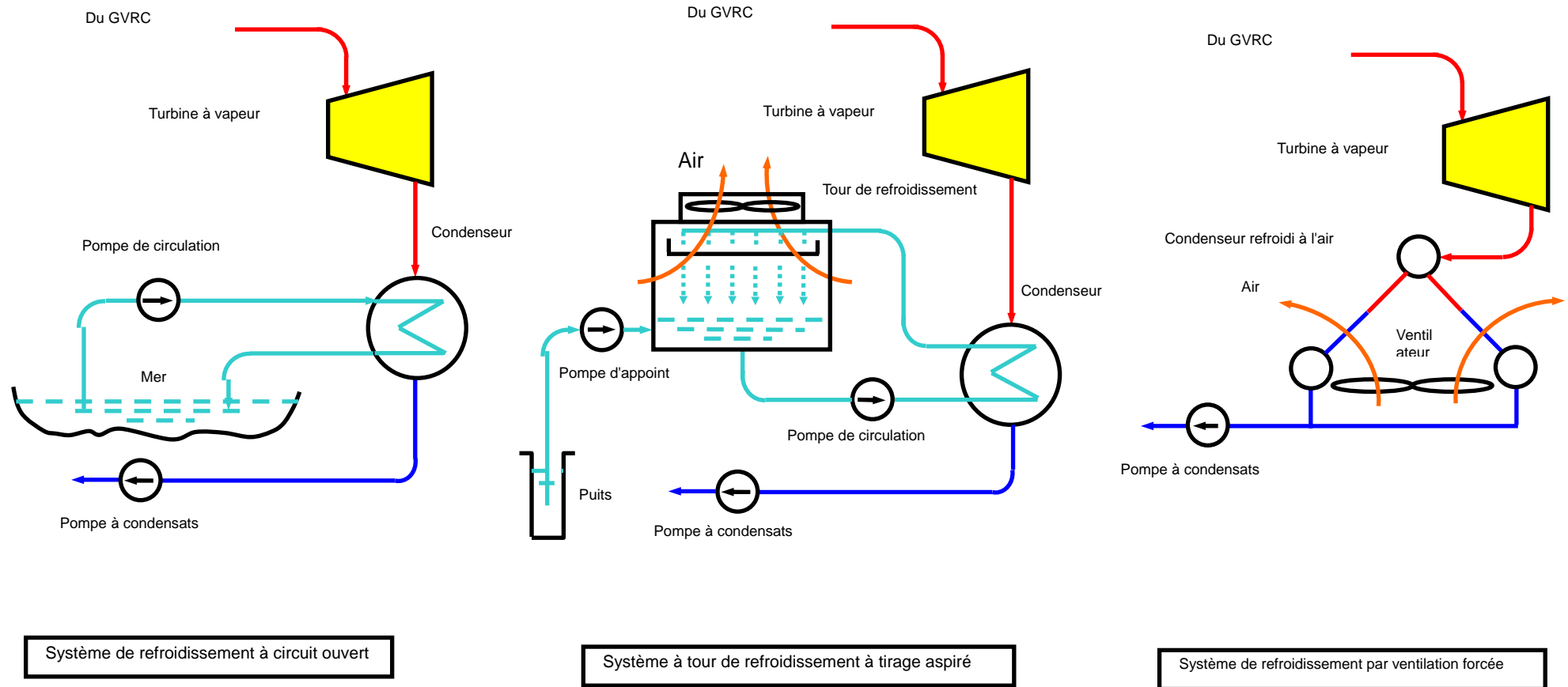
Le système de refroidissement à circuit ouvert est fréquemment utilisé lorsque le site se trouve en bord de mer, de fleuve, ou de lac, et qu'un débit suffisant d'eau de refroidissement circulante pour refroidir le condenseur est disponible économiquement sans impacts sur l'environnement. La pression du condenseur est normalement la plus basse de ces trois (3) options disponibles. Par conséquent, la puissance fournie de la turbine à vapeur est la plus élevée. Ce système est le plus économique du point de vue de la performance de la centrale.

Le système à tour de refroidissement à tirage aspiré est communément utilisé lorsqu'un débit d'eau de refroidissement n'est pas économiquement disponible et qu'un débit d'eau pour compenser l'évaporation et les pertes de refoulement et de purge peut être obtenu.

Le système de refroidissement par ventilation forcée est généralement utilisé lorsque le site se trouve dans des zones désertiques ou de l'arrière-pays pauvres en eau. La pression du condenseur est normalement la plus haute des trois (3) options disponibles. Par conséquent, la puissance fournie de la turbine à vapeur est la plus basse. La puissance auxiliaire requise pour faire fonctionner le système de refroidissement est supérieure en raison des nombreux ventilateurs à tirage aspiré nécessaires. La superficie occupée par l'installation de ce système est la plus grande des trois (3) options disponibles. Cependant, ce système est le plus respectueux de l'environnement parce qu'il ne nécessite pas d'eau.

Les trois (3) types de système de refroidissement du condenseur, sont représentés schématiquement à la page suivante.

Le site du présent projet est situé sur le littoral maritime, où des centrales électriques sont déjà installées et en service. La construction de conduites d'amenée et d'évacuation pour la circulation de l'eau de mer utilisée pour le refroidissement dans le cadre de ce projet ne pose aucun défi économique, technique ou environnemental. Pour les raisons exposées ci-dessus, le système de refroidissement à circuit ouvert est retenu de part sa pertinence pour ce projet.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.1.6-1 Diagramme schématique des trois (3) systèmes de refroidissement du condenseur,

6.1.7 Système de refroidissement de l'air d'entrée de compresseur

(1) Généralités

La puissance fournie de turbine à gaz chute en raison de la réduction de poids du débit d'air entrant du compresseur qui diminue avec l'augmentation de la température de bulbe sec de l'air ambiant. De ce fait, une méthode pour augmenter la puissance fournie de la turbine à gaz est de refroidir l'air d'entrée de la turbine à gaz du compresseur.

Le système de refroidissement de l'air d'entrée de la turbine à gaz du compresseur peut être subdivisé en deux (2) systèmes différents selon les effets d'évaporation et les effets de réfrigération.

Dans le premier système, l'air d'entrée du compresseur est refroidi par la chaleur latente d'évaporation de l'eau fournie dans le courant d'air d'entrée. L'effet de refroidissement au moyen de ce système est influencé par les conditions de température, notamment celle de l'air d'entrée et celle de l'humidité relative, et est limité à certain degré de température. Il existe deux (2) types de systèmes de refroidissement dont le système par évaporation et le système par nébulisation en fonction de la méthode d'approvisionnement en eau. Dans le cas d'un système de refroidissement par évaporation, l'eau est fournie dans le courant d'air d'entrée sous forme de gouttelettes d'eau, tandis que dans le cas d'un système de refroidissement par nébulisation, l'eau est fournie sous forme de brouillard créé par injection d'eau dans le courant d'air à partir de buses sous conditions de haute pression de 10 à 20 MPa.

Dans ce second système, l'air d'entrée du compresseur est refroidi indirectement grâce au matériel réfrigéré par le système de réfrigération. L'effet de refroidissement par ce système n'est pas influencé par les conditions de l'air d'entrée et l'on peut s'attendre à une forte chute de la température d'air d'entrée. Cependant, une grande quantité d'énergie thermique de refroidissement est nécessaire. En cas de système de refroidissement par réfrigération, différents types de système de réfrigération comme les types mécaniques, par absorption et par stockage de glace directs et indirects peuvent être envisagés. Cependant, le système de refroidissement par réfrigération avec le système de réfrigération mécanique indirect par un frigorigène R-134a, qui a moins de gaz à effet de serre est envisagé aux fins de l'étude de comparaison simplifiée.

Dans cette section, plus de trois (3) types de systèmes de refroidissement de l'air d'entrée sont étudiés à partir des points de vues techniques et économiques et un (1) type de système est recommandé en matière d'exigences d'appels d'offres dans le cadre du présent projet pour faciliter l'évaluation des offres. L'étude en la matière a été menée pour la turbine à gaz M701F4 dont les données et les informations peuvent être obtenues plus facilement.

(2) Type de système de refroidissement de l'air d'entrée

1) Système de refroidissement par évaporation

Avec le système de refroidissement par évaporation, l'eau est ajoutée à l'air d'entrée de turbine à gaz du compresseur. Une partie de l'eau s'évapore en absorbant la chaleur latente de l'air. Cela aboutit à un refroidissement de l'air et à une augmentation de densité d'air. Cela signifie une augmentation du débit massique d'air d'entrée et du rapport de pression résultant en une augmentation de la puissance et du rendement de la turbine à gaz. L'effet de chute de température par le système de refroidissement par évaporation est influencé non seulement par les conditions atmosphériques, mais également par la conception du

refroidisseur, en particulier par son efficacité. L'efficacité du refroidisseur (CE) est définie par la formule suivante : La valeur de l'efficacité du refroidisseur (CE) est comprise entre 75% à 90% en fonction des conditions atmosphériques et de la conception du refroidisseur.

$$CE = \frac{T_{2DB} - T_{1DB}}{T_{2DB} - T_{WB}} \times 100 (\%)$$

Où,

T_{2DB} : Température de bulbe sec de l'air sortant

T_{1DB} : Température de bulbe sec de l'air entrant

T_{WB} : Température de bulbe humide de l'air

Le système de refroidissement par évaporation à installer sur le côté en aval du système de filtration d'air est constitué normalement d'un matériel de refroidissement, d'un système d'approvisionnement en eau, d'un dispositif d'élimination de brouillard, d'un équipement de recyclage d'eau et d'un équipement de traitement d'eau. Le schéma simplifié est représenté tel qu'à la Figure 6.1.7-1.

La quantité d'eau d'appoint à fournir est la somme de l'évaporation, du transfert et de la purge. Le taux de purge est déterminé par la dureté de l'eau d'appoint, le taux d'évaporation, et le degré de concentration devant être permis.

Il faut noter que la mise en place du système de refroidissement par évaporation provoque une chute de pression supplémentaire dans le conduit d'entrée d'air.

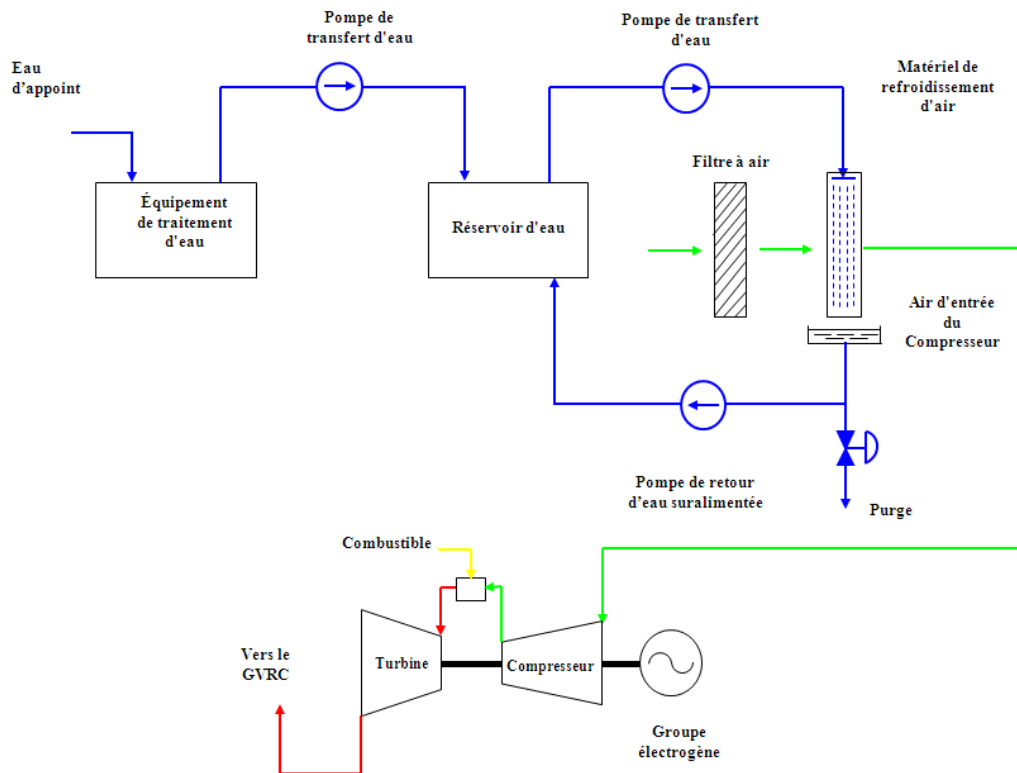


Figure 6.1.7-1 Schéma du Système de refroidissement par évaporation

2) Système de refroidissement par nébulisation

Le système de refroidissement par nébulisation est similaire à celui par évaporation avec des matériels de support en ce qu'il refroidit l'air d'entrée par évaporation de l'eau. Mais au lieu d'utiliser un matériel évaporatif, l'eau est atomisée en fines microgouttelettes de brouillard de sorte qu'elles puissent rapidement s'évaporer.

L'eau déminéralisée est pulvérisée par les buses de brouillard à une pression de 140 bar (g) à 200 bar (g) pour former de petites gouttelettes de brouillard ayant un diamètre moyen de 10 microns.

Dans la plupart des cas, l'assemblage de buses de brouillard est installé en aval du système de filtration d'air et immédiatement en amont du silencieux. L'assemblage de buses de brouillard peut également se situer en amont du système de filtration d'air. Dans ce cas, il est nécessaire d'utiliser le dispositif d'élimination de gouttelette de brouillard afin d'éviter de mouiller les éléments filtrants.

Dans le cas du refroidisseur par évaporation, la technique en nid d'abeilles est utilisée pour maximiser la surface de l'eau exposée à l'air et accélérer le débit d'évaporation de l'eau. Dans la nébulisation à haute pression, les surfaces d'évaporation sont les gouttelettes de brouillard mêmes. Pour cette raison, l'effet de la chute de température du refroidisseur par nébulisation est plus élevé que celui du refroidisseur par évaporation. Normalement, la température de bulbe sec de l'air d'entrée chute à la température de bulbe humide de l'air. On peut dire que l'efficacité de refroidissement est généralement de 100 %.

La Figure 6.1.7-2 montre le schéma simplifié du système de refroidissement par nébulisation.

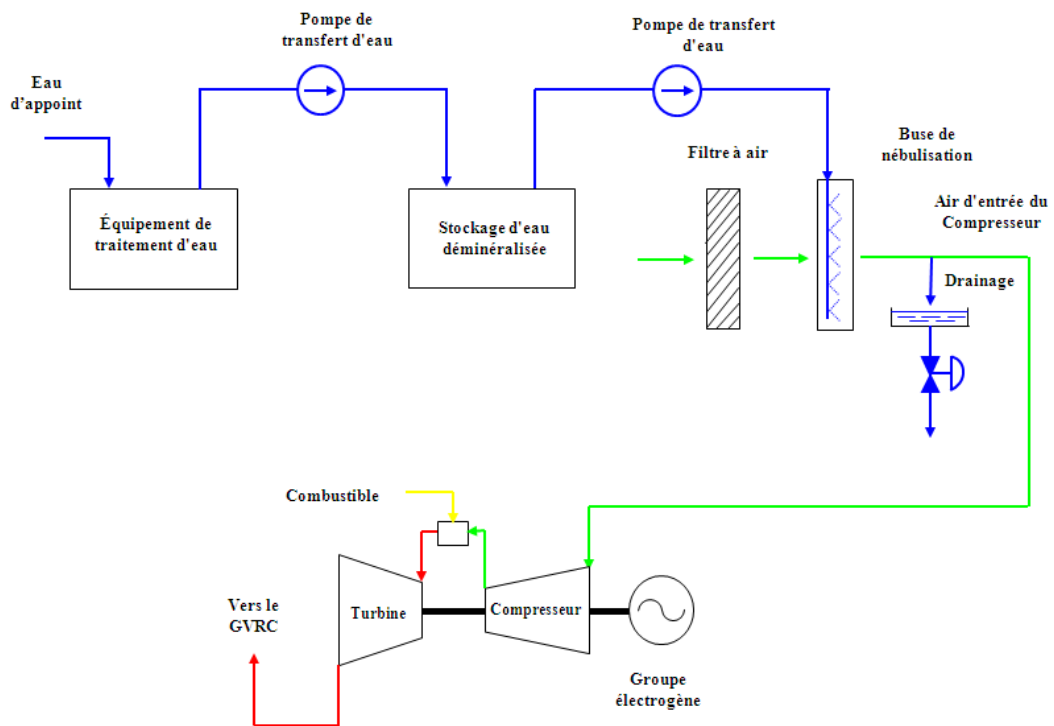


Figure 6.1.7-2 Schéma du Système de refroidissement par nébulisation

3) Système de refroidissement par réfrigération

Dans un système de refroidissement par réfrigération, la chaleur est extraite du flux d'air d'entrée à travers l'échangeur de chaleur (bobine de réfrigération). En d'autres termes, le refroidissement est réalisé en supprimant la chaleur sensible et la chaleur latente du flux d'air en se servant de l'échangeur de chaleur. Par conséquent, les avantages les plus palpables sont que l'on obtient le refroidissement de l'air d'entrée, indépendamment de l'humidité ambiante et que la plage de chute de la température d'air d'entrée est de loin plus grande qu'avec les autres systèmes. Le refroidissement est limité à 8 °C pour éviter la formation de glace sur l'aube directrice d'entrée.

Un mélange d'eau et de glycol est habituellement utilisé comme moyen de refroidissement pour l'échange de chaleur avec l'air d'entrée. La proportion d'eau et de glycol est déterminée en fonction de la température minimale que le liquide de refroidissement subira. Le liquide de refroidissement alimenté à l'échangeur de chaleur peut être refroidi par plusieurs méthodes, y compris le cycle de réfrigération mécanique, le cycle de réfrigération par absorption et un système de stockage de glace.

Dans un système de refroidissement par réfrigération, l'échangeur de chaleur est installé en aval du système de filtration de l'air d'entrée, où se trouve l'emplacement de la voie dégagée. Un dispositif d'élimination de brouillard est équipé pour empêcher les gouttelettes d'eau condensée de pénétrer dans le compresseur. L'échangeur de chaleur est en général du type à plaque-ailette et ses matériaux sont généralement en cuivre et en aluminium, respectivement. Le dispositif d'élimination de brouillard est souvent du type à ailettes en plaques à inertie et presque toutes les gouttelettes d'eau du condensateur sont capturées et peuvent être emportées par le flux d'air. Les conduits d'entrée et le plénum situés après la bobine de réfrigération sont toujours exposés à l'air saturé, raison pour laquelle ils sont généralement fabriqués en acier inoxydable.

La Figure 6.1.7-3 montre le schéma simplifié du système de refroidissement par réfrigération.

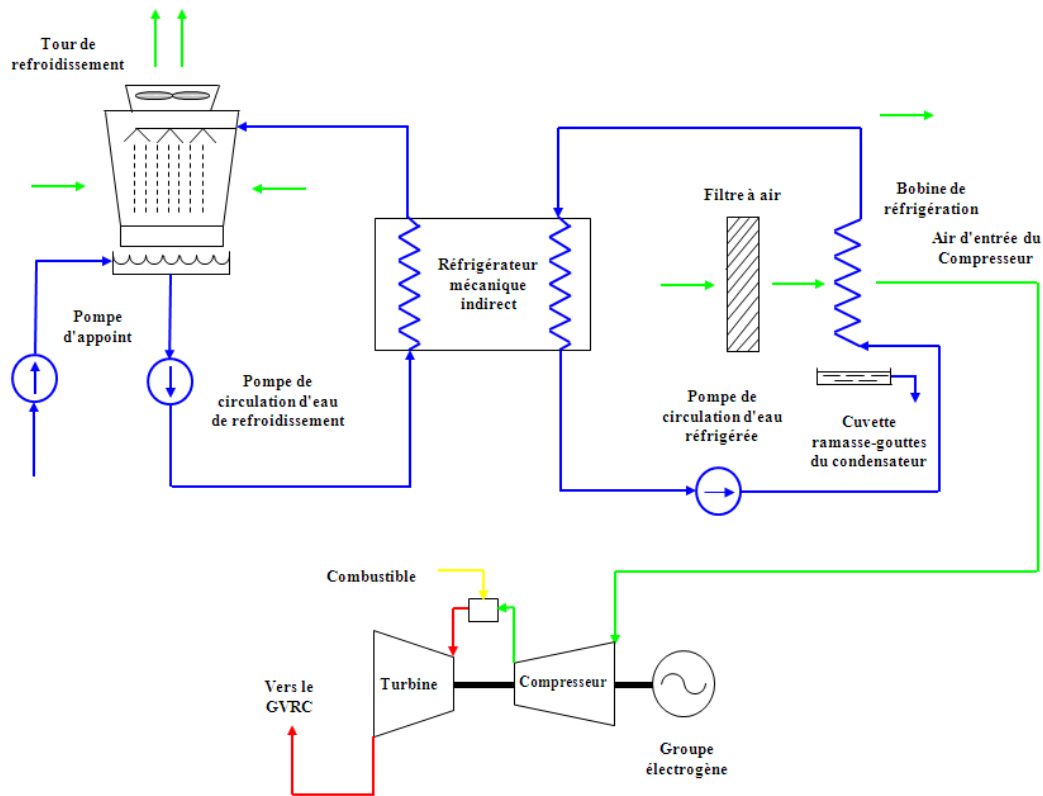


Figure 6.1.7-3 Schéma du Système de refroidissement par réfrigération

Comme le montre le schéma ci-dessus, dans ce cas, un système de type réfrigérateur mécanique (turbo-réfrigérateur) indirect est envisagé. Le frigorigène est fréon R-134a. L'eau qui circule à partir de la tour de refroidissement est utilisée comme source de chaleur à faible température du système de réfrigération.

(3) Étude des paramètres

1) Méthode

La puissance fournie nette sera augmentée par l'introduction du système de refroidissement de l'air d'entrée. Cette augmentation de puissance fournie nette peut être considérée comme un gain. D'autre part, le coût de consommation de combustible s'élève, ce qui constitue la dépense. L'étude économique sera effectuée en comparant le coût d'augmentation de l'unité de puissance fournie (\$ US / kW) qui peut être obtenu en divisant la somme des coûts du système de refroidissement de l'air d'entrée et de la valeur actualisée des coûts totaux de combustible et d'entretien à travers la durée de vie utile par la puissance fournie nette augmentée. Le coût de production est également comparé.

Pour ce but, la puissance fournie nette augmentée, l'augmentation de la consommation de combustible et le coût de mise en place du système de refroidissement de l'air d'entrée doivent être estimés. Les augmentations de la consommation de puissance fournie et de combustible sont estimées en appréciant le sens de l'ingénierie thermodynamique, et les coûts des trois (3) candidats de systèmes de refroidissement et sont obtenues par le logiciel dont TEPCO est le propriétaire.

2) Conditions

Les conditions suivantes sont présumées pour le calcul de la puissance fournie nette augmentée, l'augmentation de consommation de combustible, et la valeur actuelle du coût total du combustible à travers la durée de vie utile.

- a) Conditions ambiantes et d'exploitation
- | | |
|---------------------------------|-----------------------------|
| Température de bulbe sec | 40,0 °C |
| Température de bulbe humide | 31,5°C |
| Humidité relative | 55,0 % |
| Heures de fonctionnement annuel | 825 heures (= 5 × 30 × 5,5) |
- b) État du système de refroidissement
- | | |
|---|--|
| Type de système candidat | Type à évaporation (ET)
Type par nébulisation (FT)
Type par réfrigération (CT) |
| Efficacité du refroidissement avec le type par évaporation | 85 % |
| Efficacité du refroidissement avec le type par nébulisation | 100 % |
| Chute de température du type par réfrigération | 20 °C |
- c) Conditions économiques
- | | |
|---|--|
| Années de service en continu (SY) | 30 ans |
| Durée de construction (CP) | 3 ans |
| Taux d'actualisation (DR) | 0,08 (8 %) |
| Prix courant du combustible | (12,1 \$ US / GJ PCS)
(18,2 TND / GJ PCS) |
| Indice d'actualisation (EF) du prix unitaire du combustible | 0,02 (2%) / an |
| Coût d'entretien annuel actuel (PM) | 0,5% du coût en capital pour ET
1,5% du coût en capital pour CT
1.5 % of capital cost for CT |
| Indice d'actualisation (EM) pour le coût d'entretien annuel | 0,015 (1,5%) / an |
- Le facteur de nivellement (LF) du prix de combustible à travers une année de service peut être calculé par l'équation suivante, généralement indiquée dans le manuel de l'ingénierie économique.

$$LF = (1 + EF)^{CP} \times \frac{DR}{(DR - EF)} \times \frac{(1 + DR)^{SY} - (1 + EF)^{SY}}{(1 + DR)^{SY} - 1} = 1.29$$

De même, le facteur de nivellement (LM) de coûts d'entretien par année de service est calculé.

$$LM = (1 + EM)^{CP} \times \frac{DR}{(DR - EM)} \times \frac{(1 + DR)^{SY} - (1 + EM)^{SY}}{(1 + DR)^{SY} - 1} = 1.21$$

Le facteur (PWF) pour convertir le coût annuel de la valeur actuelle peut être calculé à partir de l'équation suivante communément connue.

$$PWF = \frac{1}{(1 + DR)^{CP}} \times \frac{1}{DR} \times \frac{(1 + DR)^{SY} - 1}{(1 + DR)^{SY}} = 8.94$$

Le coût de production (GC) est la somme des coûts de recouvrement du capital, du coût du combustible et de l'entretien et peut être calculé par l'équation suivante similaire à la formule d'évaluation de la STEG.

$$GC = \frac{CC \times 10^5}{825 \times AP \times PWF} + \frac{HR \times PF \times LF}{10^4} + \frac{PM \times LM \times 10^5}{825 \times AP} \left(\frac{\text{US Cent}}{\text{kWh}} \right)$$

Où,

CC : Coût en capital (1.000 \$ US)

AP: Puissance fournie nette augmentée (kW)

RH: Taux de chaleur (kJ PCS / kWh)

PF: Prix unitaire actuel du combustible (\$ US / GJ PCS)

PM: Coût d'entretien annuel actuel (1000 \$ US)

D'autres symboles sont indiqués à la page précédente.

3) Résultats de l'étude des paramètres

Les résultats de l'étude de la performance et des paramètres économiques sur la base des hypothèses des conditions décrites plus haut dues à l'utilisation des trois (3) candidat de systèmes de refroidissement de l'air d'entrée sont décrits ci-après.

a) Paramètres de performance

Les résultats de l'estimation de paramètres de performance sont tels que dans le tableau ci-dessous:

Tableau 6.1.7-1 Paramètre de performance

Type de système	Évaporation	Nébulisation	Réfrigération
Chute de température d'entrée (° C)	7.2	8.5	20.0
Puissance fournie augmentée (kW)	13.200	15.600	37.600
Puissance auxiliaire totale supplémentaire (kW)	20	80	11.740
Pour les pompes (kW)	20	80	440
Pour le réfrigérateur (kW)	-	-	11.100
Pour le ventilateur de la tour de refroidissement (kW)	-	-	200
Puissance fournie nette augmentée (MW)	13.180	15.520	25.860
Augmentation de la consommation de combustible (kg / heure)	1.951	2.304	5.429
Taux de chaleur (kJ PCS / kWh)	7.460	7.460	10.580

Comme le montre le tableau ci-dessus, en cas de système de refroidissement par réfrigération de l'air d'entrée, la puissance fournie augmentée est de 37.600 kW, cependant une quantité énorme de chaleur (33.700 kW) doit être retirée dans l'air d'entrée. À cet effet, un système de réfrigération avec la capacité de réfrigération de 9.570 USRT est nécessaire et la puissance auxiliaire requise est de 11.740 kW. Par conséquent, la puissance fournie augmentée effective est réduite à 25.860 kW.

b) Paramètres économiques

Les résultats de l'estimation des paramètres économiques sont présentés au tableau ci-dessous :

Tableau 6.1.7-2 Paramètre économique

Type de système	Évaporation	Nébulisation	Réfrigération
Coût en capital (1.000 \$ US)	1.811	1.090	19.800
Coût nivelé annuel en combustible (1000 \$ US)	1.263	1.491	3.314
Coût d'entretien annuel moyen actualisé (1000 \$ US)	11	7	120
Valeur actuelle totale (1.000 \$ US)	13.200	14.500	52.300
Valeur actuelle totale par kW (\$ US / kW)	1.000	930	2.020
Coût de production (Cent US / kWh)	13,6	12,6	27,5
Coût de recouvrement du capital (Cent US / kWh)	1,9	0,95	10,4
Coût du combustible (Cent US / kWh)	11,6	11,6	16,5
Le coût d'entretien (Cent US / kWh)	0,1	0,05	0,6

Comme le montre le tableau ci-dessus, la valeur actuelle totale par kW et le coût de production du système de refroidissement de l'air d'entrée de type par réfrigération est presque le double des deux autres (2) systèmes.

4) Résultats de l'étude

Les systèmes de refroidissement par évaporation et nébulisation sont à un même niveau, ils sont fonctionnels et utilisés dans le monde entier pour le refroidissement de l'air d'entrée de turbine de gaz, spécialement pour les pics de charge d'utilisation des turbines à gaz avec plus d'expérience de fonctionnement. Leurs coûts en capital et les coûts d'entretien en fonctionnement sont les plus bas. Leur amélioration de performance est limitée et fortement influencée par l'humidité du site. Cependant, l'amélioration des performances du second système est légèrement supérieure à celle du premier système. Le premier système peut fonctionner sur l'eau brute après traitement et le second, sur de l'eau déminéralisée.

Il n'y a pas de différences fondamentales entre les paramètres économiques des deux systèmes. La différence technique consiste en la taille d'un brouillard d'eau sortant du système de refroidissement. Le brouillard d'eau du premier système est grand et est pratiquement éliminé par le dispositif d'élimination de brouillard. Alors que, celui du second système est aussi petit que 10 microns et est entraîné dans le courant d'air. Par conséquent, certains brouillards d'eau atteignent l'entrée du compresseur et l'érosion par le brouillard d'eau peut se produire sur les aubes de compresseur. Ces problèmes d'érosion sont effectivement rapportés dans certains documents. La conclusion de ces documents indique qu'une action d'envergure doit être menée pour éviter le risque d'un tel problème lors de l'introduction d'un système de refroidissement par nébulisation.

Le système de refroidissement par réfrigération a l'avantage qu'il n'est pas sensible aux conditions atmosphériques ambiantes et que l'on peut pousser l'amélioration du rendement plus loin par rapport aux autres systèmes. D'autres parts, le capital initial et les coûts d'exploitation et d'entretien sont plus élevés. L'expertise est nécessaire pour exploiter et entretenir une centrale avec ce système. Un autre frigorigène et un dispositif pour baisser la température, tel qu'un tour de refroidissement sont nécessaires. La charge parasite de ce système est beaucoup plus élevée que celle des deux autres (2) systèmes. Ce sont des inconvénients du système de refroidissement par réfrigération.

Le système de refroidissement par réfrigération est limité dans de tels cas particuliers où est-il installé le stockage de glace qui est fonctionnel même pendant la nuit lorsque le tarif de l'électricité est réduit jusqu'à près de la moitié de celui de la journée. Il est des rares cas où ce système est utilisé pour les entreprises de services publics d'électricité. La raison se

trouve en ce que de tels inconvénients existent et les paramètres économiques sont considérablement pessimistes à en juger par les résultats de l'étude des paramètres de la section précédente.

(4) Conclusion de l'étude

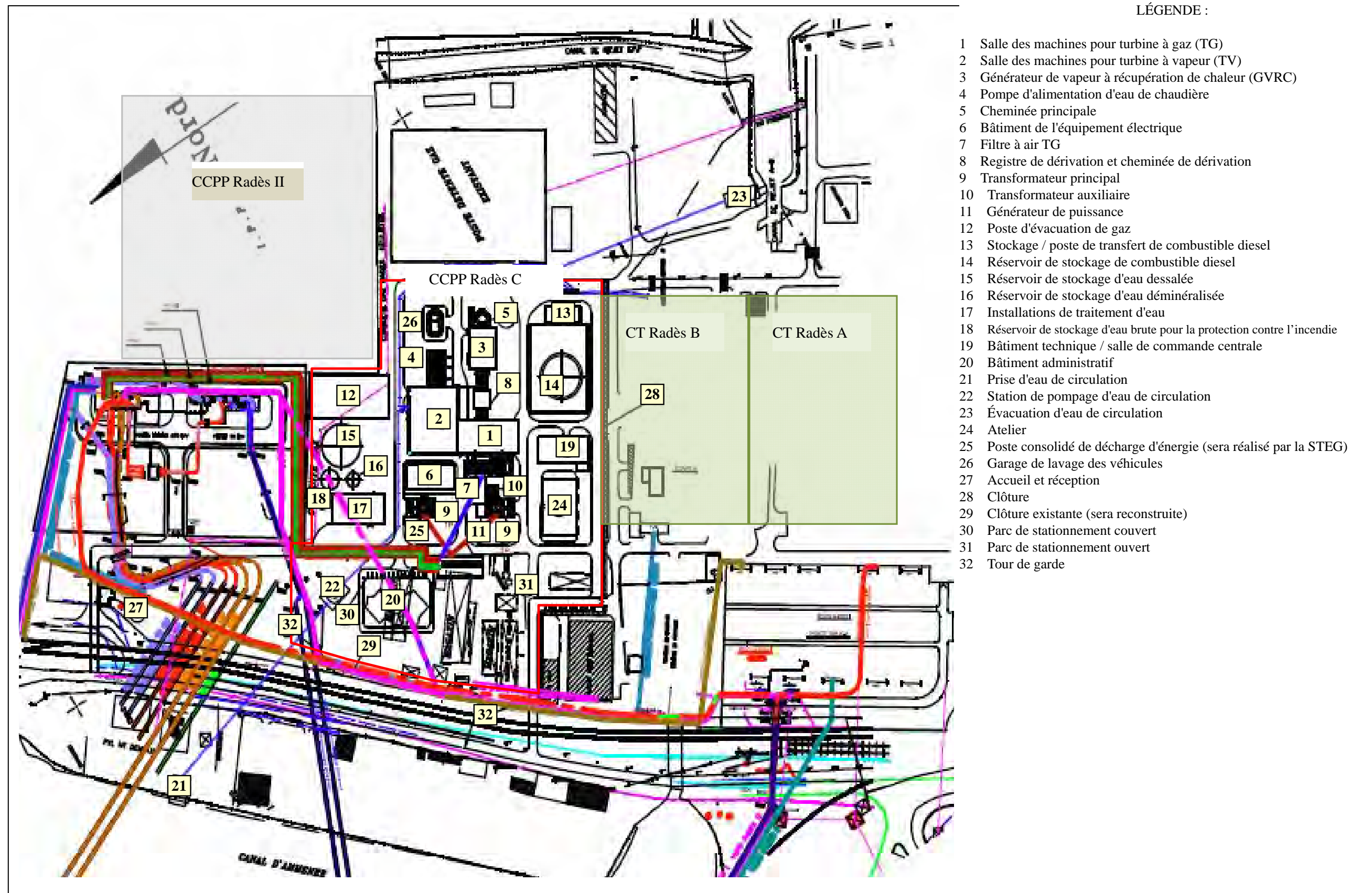
Il n'est pas possible de trouver une raison justifiable l'utilisation du système de refroidissement par réfrigération pour le présent projet.

En comparant le système de refroidissement par évaporation avec le système refroidisseur par nébulisation, il n'y a pas de différence fondamentale dans les paramètres économiques entre les deux systèmes. Il est implicite dans les documents que dans le cas de ce second système, toute érosion peut arriver aux aubes de compresseur.

Par voie de conséquence, l'équipe d'étude recommande que le système de refroidissement par évaporation soit spécifié dans les documents d'appel d'offres.

6.2 Plan du terrain

Le site candidat est situé dans une zone adjacente au côté ouest de centrales Radès A et B. L'arrangement conceptuel de la CCPP de Radès C est indiqué à la Figure 6.2-1.



Source : STEG

Figure 6.2-1 Plan du terrain

6.3 Systèmes de base pour la conception de la centrale

6.3.1 Système de la turbine à gaz

(1) Codes et normes de conception

Le système de turbine à gaz sera généralement conçu conformément à l'ISO 3977-3 Turbines à gaz -- «Spécifications pour l'acquisition -- Partie 3:Exigences de conception» et ISO 21789 « Applications des turbines à gaz -- Sécurité»

(2) Turbine à gaz

La turbine à gaz aura les caractéristiques suivantes : configuration à arbre unique, cycle ouvert, robustesse, classe F, avec une conception à sec à faible production de NOx adaptée au gaz naturel spécifié.

La turbine à gaz aura un nombre minimum de paliers, et elle sera située sur un cadre en acier ou une charpente métallique adéquate et une fondation en béton. Sa taille lui permettra de supporter le couple transitoire imposé sur l'arbre en cas de court circuit du générateur ou de synchronisation hors phase, selon le plus élevé. La puissance fournie sera extraite à l'extrémité froide de l'arbre.

Un système de refroidissement par évaporation de l'air d'entrée sera considéré pour augmenter la puissance fournie sur des conditions de température ambiante plus élevée.

La turbine à gaz sera complète avec tous les systèmes auxiliaires, tels que le système de démarrage, le système de lubrification, le système de filtration d'air d'entrée, le système d'alimentation de gaz combustible, le dispositif tournant, l'équipement de contrôle et de monitoring nécessaire pour une exploitation sûre, fiable et efficace avec le combustible spécifié. La conception de la turbine à gaz permettra son installation à l'intérieur dans une enceinte adaptée, conforme aux exigences spécifiées relatives au bruit.

Elle permettra également un fonctionnement de base en continu, conformément aux normes du fabricant, par combustion du gaz naturel avec la fourchette de composition spécifiée. Il sera possible de démarrer, faire fonctionner, et mettre à l'arrêt la turbine à gaz avec le gaz naturel spécifié.

La turbine à gaz sera dotée d'un système de démarrage et de commande automatique pouvant être contrôlé à partir de la salle de commande centrale de l'installation.

Le système de commande de la turbine à gaz permettra de réaliser les opérations suivantes en tant que cycle simple et combiné :

- Fonctionnement à charge constante, à toutes les charges de la charge réduite à la pleine charge.
- Exploitation sans régulateur (régulation par rapport à la charge)
- Exploitation constante à température d'entrée de la turbine
- Fonctionnement à vide pendant certaines périodes de temps en tant que cycle simple
- Fonctionnement en charge réduite ne dépassant pas 30% de la pleine charge en tant que cycle combiné à plein régime de la turbine à vapeur en maintenant toutes les soupapes de dérivation fermées.

- Cycle automatique de purge pour s'assurer que le gaz naturel spécifié est éliminé de la turbine à gaz et de l'ensemble du système d'échappement jusqu'à la sortie des cheminées. Le temps de purge sera réglable.
- Délestage de charge de la pleine charge sans déclenchement pour faciliter la resynchronisation.

La construction du carter de la turbine à gaz sera à ligne de partage horizontale pour faciliter la maintenance et permettre l'accès aux aubes fixes et mobiles sans difficultés majeures.

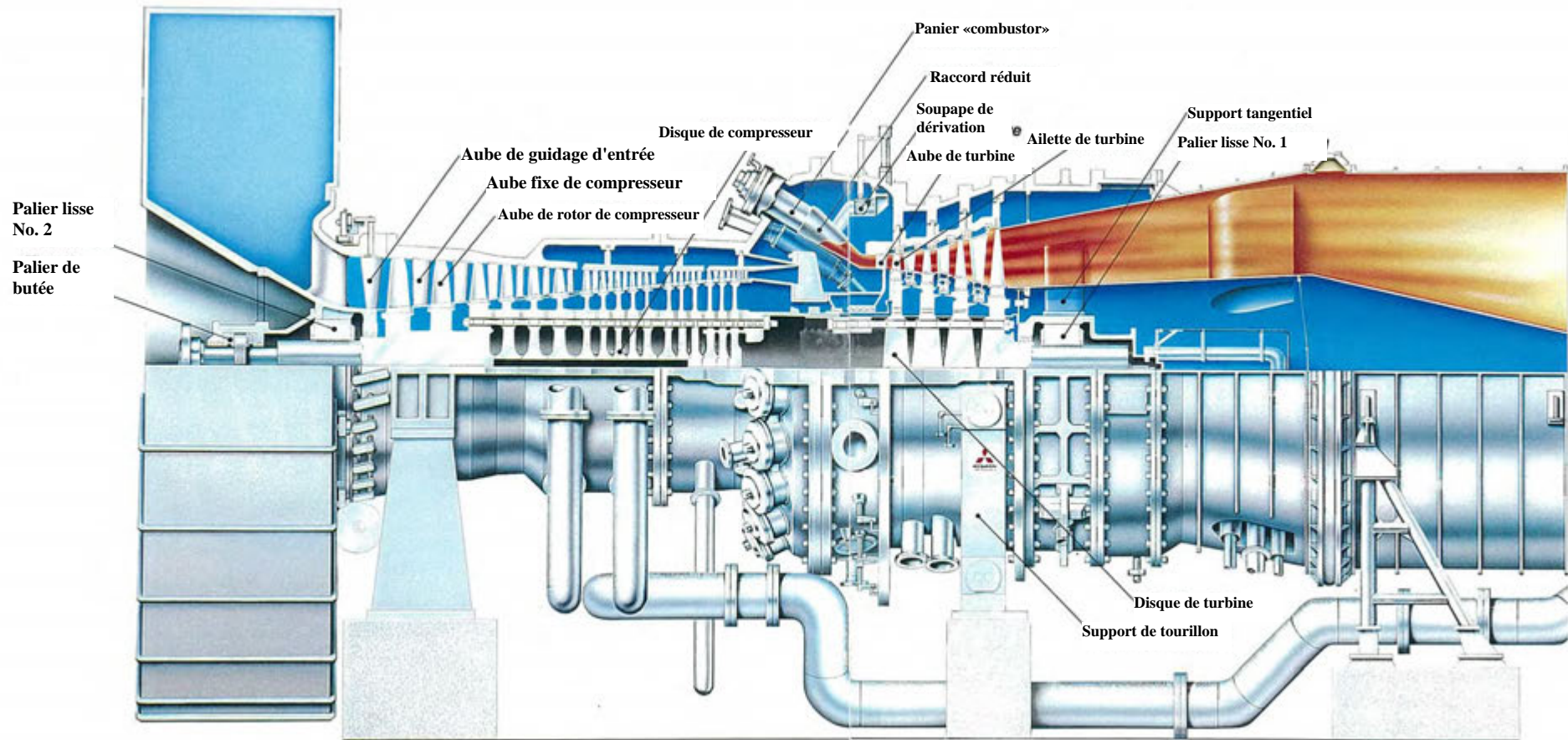
Le carter sera entièrement insonorisé et isotherme, mais sa conception permettra un démontage et remontage sans effort inutile pour les révisions et contrôles. Le matériau d'isolation sera impérativement exempt d'amiante, ininflammable, chimiquement inerte, et recouvert d'une feuille métallique. La conception de l'isolation thermique et acoustique doit prévoir une protection contre les infiltrations d'huile de lubrification.

Un espace de travail de 0,8m minimum sera prévu sur le périmètre de la turbine à gaz sans aucune interférence, que ce soit par des tuyaux, des câbles ou des parois.

Les paliers lisses seront des paliers à coussinet-douille. La poussée axiale sera orientée dans une direction, dans toutes les conditions d'exploitation en état stable, et absorbée par un palier de butée axiale réglé. Tous les principaux paliers de type hydrodynamique seront équipés d'indicateurs et de détecteurs de température à la sortie de l'huile de palier et d'indicateurs et de détecteurs de vibration. Les détecteurs doivent être en mesure de déclencher l'alarme et / ou l'arrêt automatique suivant les pratiques des fabricants.

Des pièces endoscopiques pour l'inspection des pièces internes de première importance seront prévues.

La Figure 6.3.1-1 présente le plan en coupe longitudinal d'une turbine à gaz de classe F typique, qui est l'une des turbines à gaz candidates applicables pour ce projet.



Source : Catalogue de MHI

Figure 6.3.1-1 Plan en coupe longitudinal d'une turbine à gaz de classe F typique

(3) Système de démarrage

Le dispositif de démarrage et l'équipement associé d'alimentation électrique seront adaptés à l'accélération de la turbine à l'ensemble turbine à gaz / générateur et à l'exploitation prolongée pendant les cycles de purge et de nettoyage du compresseur. La puissance nominale du dispositif de démarrage sera déterminé de manière à produire le couple de démarrage et d'accélération avec la marge appropriée pour permettre à l'ensemble turbine à gaz / générateur d'accélérer jusqu'à la vitesse nominale de l'état d'arrêt en 25 minutes (sans compter le temps de purge et de synchronisation) sur tous les régimes machine sans aucune difficulté sur toute la plage de température ambiante spécifiée. La puissance du dispositif de démarrage et de son alimentation sera minimisée pendant la durée spécifiée de l'accélération.

Les deux (2) types de dispositif de démarrage suivants sont concevables pour une turbine à gaz et un générateur d'une puissance adaptée à une CCPP de type multi-arbres, conformément aux besoins pour cette centrale.

- Un générateur / moteur synchrone avec un convertisseur de fréquence statique
- Un moteur à cage d'écureuil avec un convertisseur de couple

Le système de démarrage devrait être de préférence classé sans limite en termes de nombre de tentatives de démarrage consécutives et sans restriction concernant le taux de démarrage.

Des mécanismes de verrouillage seront prévus pour empêcher l'ensemble turbine à gaz / générateur de démarrer lorsque la pression d'huile de lubrification n'est pas suffisante pour permettre au rotor de l'ensemble turbine à gaz / générateur de tourner.

Tout dispositif de démarrage se dégagera automatiquement et se mettra à l'arrêt avant que la vitesse maximum permise ne soit atteinte. Le dispositif de démarrage est normalement dégagé à la vitesse auto-entretenu ou au régime ralenti, et est au repos pendant le fonctionnement. Tout défaut de dégagement entraînera automatiquement l'interruption de la séquence de démarrage.

L'ensemble turbine à gaz / générateur sera en mesure de démarrer instantanément de n'importe quel état d'arrêt tant qu'il s'agit d'une condition de réserve.

Le système de commande du démarrage, y compris les actions préalables au démarrage telles que la rotation seront exécutables manuellement et automatiquement comme suit :

Démarrage manuel : La séquence de démarrage sera maintenue et avancée aux événements tels que le démarrage, la purge, l'allumage, et à la vitesse minimum de réglage du régulateur.

Démarrage automatique : La séquence de démarrage sera avancée automatiquement à la vitesse minimum de réglage du régulateur ou à la disposition à la synchronisation ou à la charge pré-réglée.

Le système de commande de démarrage sera fourni avec une fonction de purge automatique pour assurer l'exploitation sûre et sans risque.

(4) Système de lubrification

Le système de lubrification sera généralement conçu conformément à la dernière version de l'API 614. Un système de lubrification complet sera fourni et entièrement intégré avec un système d'huile de levage (si applicable), un système de purification de l'huile, et des orifices de drainage de l'huile usée pour la turbine à gaz / générateur. Le système de lubrification aura une capacité suffisante pour satisfaire les exigences des systèmes qui seront fournis avec l'huile de lubrification.

Le système inclura de manière adéquate un groupe d'urgence permettant le démontage et l'entretien de n'importe quel équipement sans nuire à l'exploitation de la centrale.

Le système de lubrification sera de préférence séparé de celui de la turbine à vapeur / générateur.

Le temps de rétention du réservoir d'huile ne sera pas moins de huit (8) minutes sur la base d'un débit normal d'huile et d'une contenance de rétention, ce qui correspond au volume total au-dessous du niveau minimum d'exploitation.

Les alarmes doivent au minimum se déclencher lors de l'occurrence des situations suivantes :

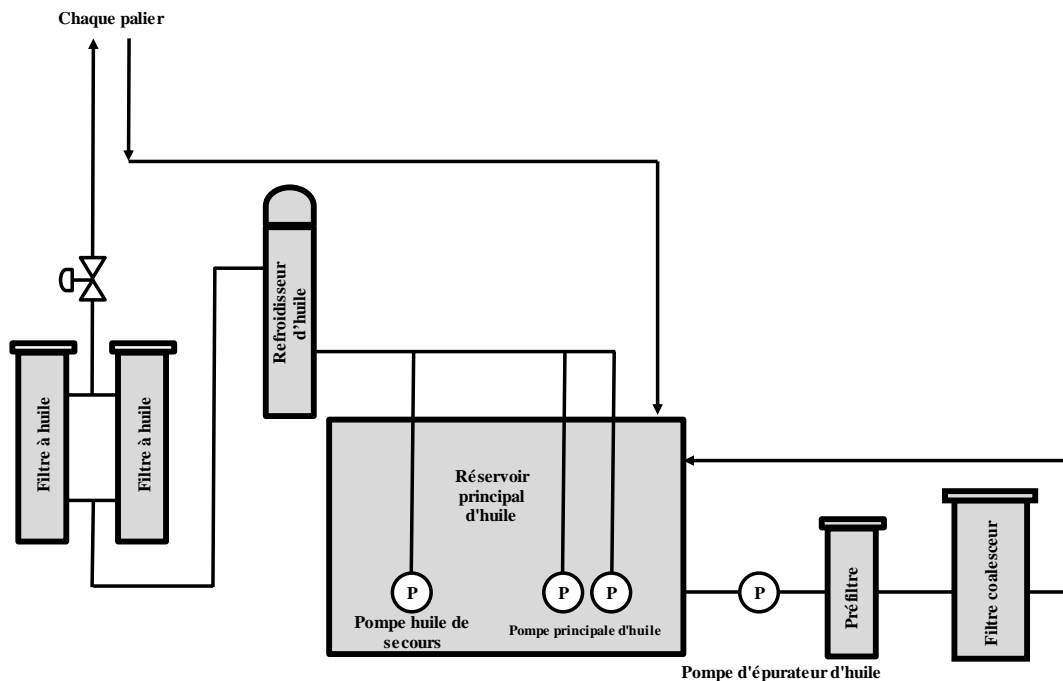
- Basse pression de l'alimentation d'huile de lubrification
- Bas niveau du réservoir d'huile de lubrification
- Haute température de l'évacuation d'huile de lubrification
- Haute température de l'alimentation d'huile de lubrification
- Haute pression différentielle du filtre d'huile de lubrification

Tous les puits et conduites de récupération de fluides des paliers seront dotés d'indicateurs visuels visibles de la plateforme locale ou du niveau d'exploitation.

Les orifices de refoulement des clapets de décharge seront dirigés vers le réservoir d'huile.

Dans le cas d'une défaillance du courant CA, la pompe de lubrification de secours CC qui fonctionnera pour le désamorçage des arbres tournant et le refroidissement des paliers démarrera automatiquement. Une pompe à moteurs CA/CC en tandem combinés ne sera pas acceptée.

Lorsque l'huile est alimentée d'un système commun vers deux (2) machines, ou plus, les caractéristiques de l'huile devront être spécifiées par le contractant. Le Contractant s'assurera que l'huile spécifiée satisfait les exigences des différentes machines, et que celle-ci peut être approvisionnée localement.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.1-2 Représentation graphique du système de lubrification

(5) Système d'alimentation en combustible

Le système de combustion de la turbine à gaz sera d'une conception à deux (2) combustibles afin que le gaz naturel spécifié disponible localement en Tunisie puisse être utilisé sans aucune difficulté en tant que combustible principal. La turbine à gaz sera dotée d'une fonction permettant l'utilisation de combustible diesel en tant que combustible de réserve.

Le point d'échange du gazoduc de gaz naturel est situé à l'extérieur de la clôture de bornage adjacente au site de la centrale. La pression au point d'échange est spécifiée de 3,3 à 7,6MPa (g). Les données de distribution des particules de poussières nécessaires pour la conception de l'installation de pré-traitement seront examinées en temps voulu.

Le système d'alimentation en gaz combustible permettra d'alimenter la turbine à gaz avec le gaz naturel spécifié dans des conditions normales d'exploitation avec un pré-traitement approprié, et la station de précompression nécessaire, comme exigé, dans les pires conditions d'alimentation envisageables.

Le système d'alimentation en gaz combustible couvrira tous les équipements exigés pour le démarrage, la mise à l'arrêt et le fonctionnement en continu de la turbine à gaz. La fourniture en équipement inclura également, mais non exclusivement, une soupape de dosage d'écoulement de combustible, un régulateur de pression, un robinet d'arrêt, un débitmètre, un filtre fin, et un collecteur de distribution.

Une installation de chauffage du gaz combustible permettant de chauffer le gaz combustible en question avec de l'air chaud extrait du compresseur de la turbine à gaz en tant que moyen de refroidir la turbine pour améliorer le rendement thermique de la centrale peut être fournie selon le fabricant de la turbine à gaz

La conception de la turbine à gaz permettra l'utilisation sans aucune difficulté de combustible diesel pendant une semaine lorsque l'alimentation du gaz combustible se trouve interrompue pour une raison quelconque. Tout équipement nécessaire à cette fin, y compris les réservoirs de stockage d'huile, fera partie de la fourniture.

Toute autre condition nécessaire pour la conception de la turbine à gaz sera examinée à l'étape de la conception détaillée.

(6) Système de prise d'air

1) Généralités

L'alimentation en air pour la turbine à gaz se fera à partir d'une prise d'air atmosphérique surélevée à l'extérieur du bâtiment de la turbine à gaz et de la turbine à vapeur. La prise d'air doit également être positionnée de manière à éviter l'infiltration des gaz d'échappement de la cheminée principale du générateur de vapeur à récupération de chaleur.

La conception du capot protecteur permettra un accès rapide au système de filtration d'air. Après la filtration, l'air sera dirigé vers la bride d'arrivée du compresseur de la turbine à gaz.

Le système de prise sera complet avec une crépine d'entrée et des grilles, des filtres, des conduits hermétiques des filtres à l'entrée du compresseur, une crépine de protection contre les dommages par corps étrangers, atténuateurs de bruit, et tous les contrôles et instrumentations nécessaires à la sécurité du contrôle

Le nombre de points d'accès et de pénétrations dans le système de prise d'air pour la maintenance et l'inspection sera minimisé. Il sera possible de verrouiller de façon sûre toutes les portes ou trappes, et des verrous seront fournis pour empêcher toute tentative de démarrage avec des portes ou trappes qui ne seraient pas correctement fermées.

2) Système de filtration d'air

Le système de filtration de prise d'air sera effectué par un système sec à étages. Les éléments filtrants pourront de préférence être lavés et réutilisés dans le but de minimiser les déchets industriels. La conception du système de filtration d'air permettra de maintenir l'efficacité de collecte de poussières à 99,5% au minimum, avec la méthode de pondération pour les poussières fines selon la norme ISO pendant le fonctionnement, et les particules restantes au-dessous de 5 microns de diamètre.

L'intervalle entre les remplacements des éléments filtrants ne sera pas inférieur à 6 000 heures d'exploitation pour l'utilisation de poussières fines selon la norme ISO.

La prise d'air sera dotée d'un silencieux en aval du système de filtration, et l'ensemble des conduits sera scellé pour éviter l'entrée des particules d'air non filtré.

Les filtres d'air choisis permettront de réduire la teneur en sable, en poussière et en sel de l'air atmosphérique à un niveau qui n'est pas préjudiciable à la vie de la turbine à gaz et dans les conditions atmosphériques les plus extrêmes sur le site.

Un système de filtration d'air auto-nettoyant sera acceptable en tant que solution alternative. Le système de filtre sera composé de médias filtrants et de cartouches filtrantes de grande efficacité, pouvant être nettoyés automatiquement par des impulsions

inversées d'air comprimé pris de l'étage intermédiaire du compresseur d'air de la turbine à gaz. Le niveau acoustique durant l'opération de nettoyage inverse ne dépassera pas 85dB (A) à la distance de 1m du système.

La conception minimisera la chute de pression du système d'admission. L'équipement d'instrumentation et de contrôle sera également maintenu au minimum, mais il devra inclure un pressostat différentiel sur chaque étage du système de filtration.

3) Conduit d'entrée d'air

Le conduit sera complet avec tous les joints de dilatation, ailettes de guidage, supports et charpentes métalliques de soutien, antivibrateurs, brides, silencieux, revêtement et autres équipements nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du système.

Les joints de dilatation empêcheront toute transmission de charges ou de forces sur la bride d'arrivée de la turbine à gaz.

Il n'y aura pas de joints coulissants dans le conduit. Tous les joints de dilatation seront dotés d'une collerette permettant leur retrait sans perturber les sections principales du conduit.

Aucun écrou, boulon ou rivet emprisonné ne sera utilisé dans l'aval du conduit du système de filtration.

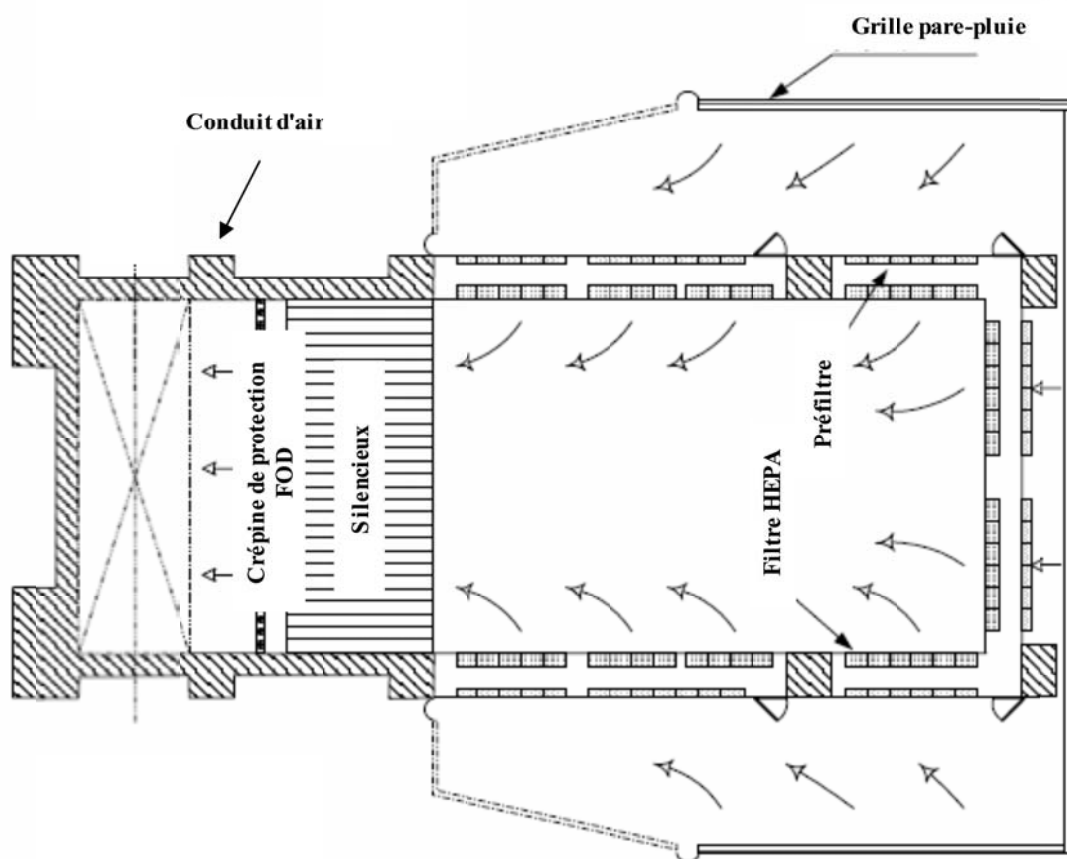
Des portes de dérivation seront prévues dans le conduit pour permettre la dérivation du système de filtration d'air dans le cas d'une pression différentielle excessive à travers le système de filtration. La construction de la porte de dérivation utilisera de préférence un mécanisme de contrepoids. Une alarme dans la salle de contrôle sera initiée en cas de pression différentielle élevée du filtre. Dans le cas d'une hausse supplémentaire de pression différentielle, une autre alarme sera initiée, accompagnée d'une ouverture automatique des portes de dérivation.

4) Silencieux

Un silencieux sera fourni pour contrôler le bruit du compresseur d'air au niveau spécifié. Les panneaux acoustiques du silencieux seront conçus pour une durée de vie de trente (30) ans en condition de pleine charge de la turbine à gaz. Le silencieux pourra être retiré du conduit sans démonter ou enlever un autre conduit que celui contenant le silencieux. Les panneaux acoustiques du silencieux seront construits avec de l'acier inoxydable. Le remplissage et les panneaux seront entièrement résistants aux pires conditions atmosphériques anticipées sur le site. Des précautions seront prises pour éviter le tassement ou le bourrage du matériau de remplissage. Le matériau de remplissage sera à l'épreuve contre les animaux nuisibles.

5) Crépine de protection contre les dommages par corps étranger (FOD)

Étant donné qu'il y a un risque que des corps étrangers pénètrent dans la turbine à gaz et endommagent les pièces rotatives, une crépine de protection contre les FOD sera installée à l'entrée du compresseur pour réduire la taille des corps pouvant pénétrer à l'intérieur à une taille qui n'est pas susceptible d'entraîner de tels dommages. L'emplacement de la crépine sera suffisamment en amont pour éviter que de larges objets n'entraînent un blocage localisé notoire de l'écoulement risquant de provoquer une défaillance des aubes.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.1-3 Système de prise d'air

6.3.2 Système de turbine à vapeur

(1) Codes et normes de conception

Le système de la turbine à vapeur sera en principe conçu conformément aux normes les plus récentes de l'ISO 14661 «Turbines thermiques pour applications industrielles» ou codes et normes équivalents.

(2) Turbine à vapeur

La turbine à vapeur sera de type à récupération de chaleur, trois (3) admissions, deux (2) enveloppes, à condensation, et directement raccordée au générateur. La vapeur sera évacuée vers le bas jusqu'à un condenseur à surface qui est refroidi par de l'eau de mer en circulation d'un système de refroidissement à circuit ouvert.

La turbine à vapeur sera une turbine à trois (3) niveaux de pression avec des sections HP, PI et BP.

La conception de turbine à vapeur et des systèmes auxiliaires permettra un fonctionnement continu dans toutes les conditions spécifiées tout au long de la durée de vie spécifiée de la centrale.

La capacité maximum de la turbine à vapeur sera définie de manière à satisfaire les paramètres tels que la pression, la température et le débit de la vapeur qui seront développés par le GVRC lorsque la turbine à gaz est exploitée à sa capacité maximum à température ambiante.

La turbine à vapeur sera complète avec tous les systèmes auxiliaires, tels que le condenseur de vapeur, le système de lubrification, le système du contrôle d'alimentation en huile, les robinets d'arrêt et d'étranglement de vapeur, le système de gestion, le système de dérivation de vapeur, le dispositif tournant, l'équipement de contrôle et de monitoring nécessaire pour une exploitation sûre, fiable et efficace. La conception de la turbine à vapeur permettra son installation à l'intérieur, dans une enceinte adaptée aux exigences spécifiées relatives au niveau du bruit.

La turbine à vapeur aura un nombre minimum de paliers, et elle sera située sur un cadre en acier ou une charpente métallique adéquate et une fondation en béton, et de taille adaptée pour supporter le couple transitoire imposé sur l'arbre en cas de court circuit du générateur ou de synchronisation hors phase, selon le plus élevé. La puissance fournie sera extraite du côté de la section de la turbine BP.

La conception de la grille d'aubes de la turbine permettra à la turbine de supporter une exploitation continue quelle que soit la charge à une fréquence de réseau comprise entre 48,5 et 51,5Hz avec n'importe quelle limitation dans le temps permise pour une fréquence inférieure à 48,5Hz.

Les aubes seront entièrement protégées contre l'érosion provoquée par l'humidité. Les aubes de la dernière étape seront protégées contre l'érosion par trempe au chalumeau ou par protection anti-érosion de stellite ou autre matériau adapté. D'autres dispositions de protection contre l'érosion, telles que des rainures de drainage sur les quelques dernières aubes fixes et sur l'enveloppe de turbine, seront également considérées si ces dispositions se révèlent efficaces.

La turbine à vapeur sera conçue de manière à ce que la durée de vie des principaux composants n'excède pas 75% de la durée prévue sur la base des heures de service spécifiées pour l'exploitation dans les conditions spécifiées.

La turbine sera fournie avec le nombre nécessaire de pièces endoscopiques pour inspecter l'état des aubes à intervalles réguliers.

La turbine à vapeur sera conçue avec des matériaux ayant fait leurs preuves et à leur actif une expérience d'exploitation commerciale extensive dans des conditions d'exploitation similaires. En particulier, une attention spéciale sera accordée au matériau du monorotor intégré dont les conditions d'exploitation varient entre les pièces se trouvant à l'avant et celles se trouvant à l'arrière.

En ce qui concerne l'enveloppe et les raccords de tuyaux connexes, la probabilité de la survenance simultanément de conditions extrêmes de pression et de température sera

prise en compte. Outre le calcul de l'épaisseur minimum de l'enveloppe, une marge sera prévue pour le facteur corrosion, si le matériau de l'enveloppe n'est pas résistant à la corrosion.

La conception du rotor lui permettra de supporter en toute sécurité une vitesse supérieure, par, au minimum, 10%, à la vitesse instantanée qui risque de se produire lorsque la pleine charge est délestée dans les conditions ambiantes à capacité maximum. Si le rotor est d'une structure coffrée, le disque restera en place à la vitesse mentionnée ci-dessus.

La Figure 6.3.2-1 est le plan en coupe longitudinale d'une turbine à vapeur typique qui pourrait s'appliquer au présent projet.

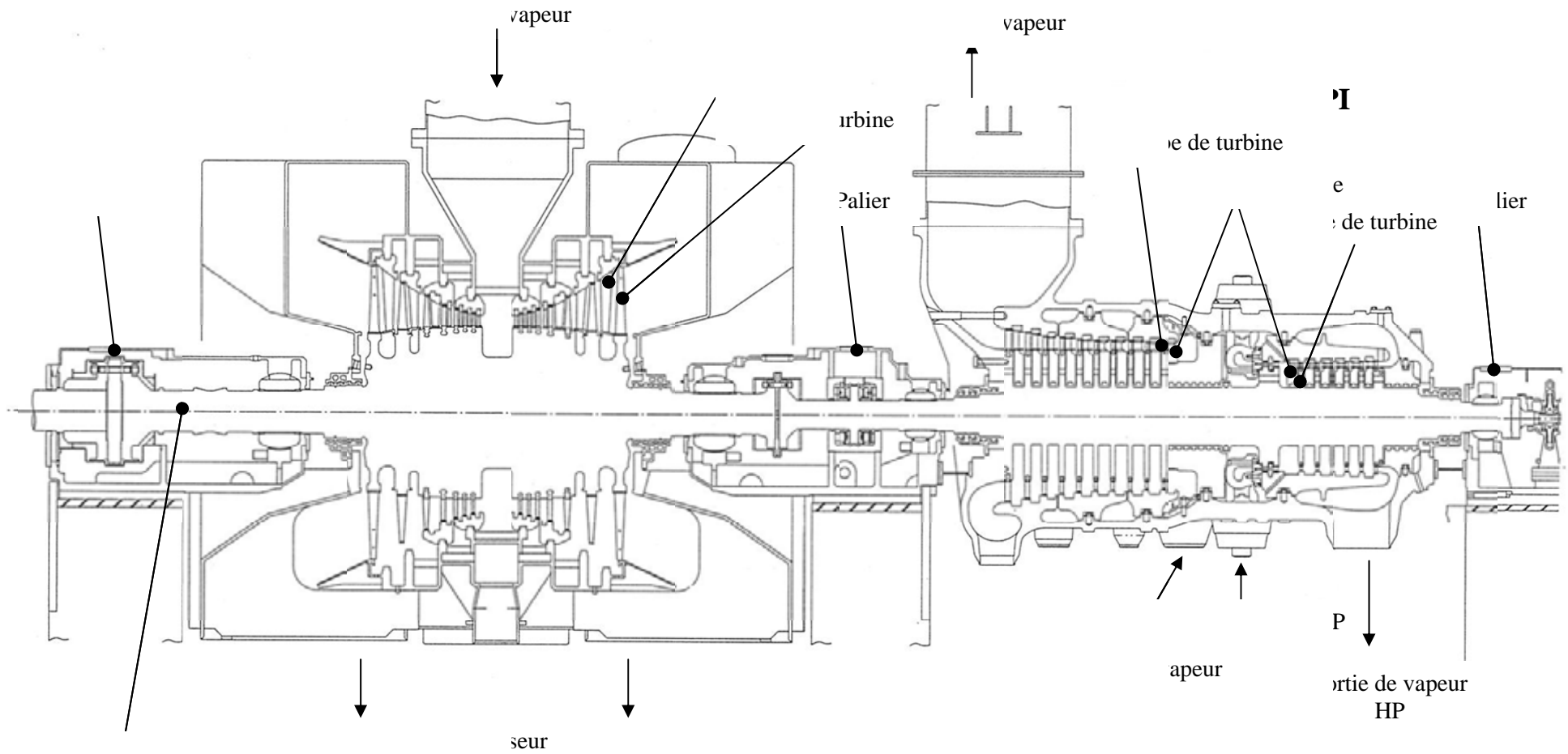


Figure 6.3.2-1 Plan en coupe longitudinale d'une turbine à vapeur typique

6.3.3 Système du générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC)

(1) Introduction et champ d'application

Cette partie des spécifications couvre le (1) générateur de vapeur de récupération de la chaleur (GVRC), complet avec les canalisations, les attaches, l'ensemble des soupapes et tuyaux, et autres éléments spécifiés, associés au générateur de la turbine à gaz du bloc à cycle combiné.

Le GVRC aura un triple niveau de pression, une circulation naturelle ou forcée, une fonction de réchauffage, et sera d'une conception ayant fait ses preuves conformément aux exigences du Code ASME B&PV (chaudières sous pression) ou équivalent, s'il y a lieu. Sa conception lui permettra d'accepter le débit massique de gaz d'échappement maximum d'une turbine à gaz à la sortie continue de base avec la température ambiante minimum spécifiée. Et, la conception des surfaces chauffantes tiendra compte de la variation sur le profile température / débit qui se produira dans les gaz quittant la turbine à gaz à différentes charges et conditions ambiantes.

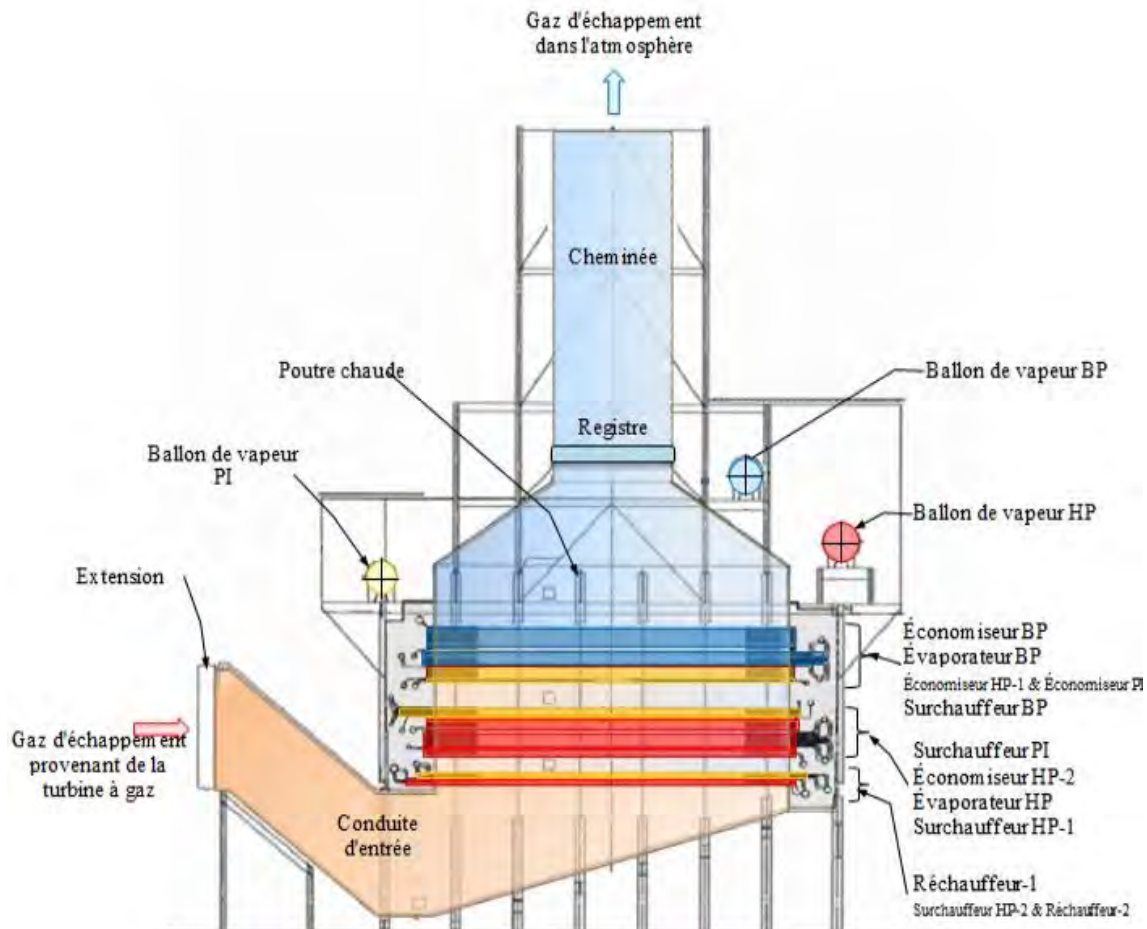
Le GVRC pourra, en ayant recours au registre de réglage de modulation, assurer le démarrage et arrêt inhérents rapides de la turbine à gaz sans contrainte thermique excessive. Il sera conçu pour fonctionner sur le gaz d'échappement de la turbine à gaz lorsqu'elle est alimentée par le gaz combustible ou le carburant diesel.

Un système de dérivation de gaz d'échappement avec une cheminée de dérivation sera incorporé pour améliorer la flexibilité de l'exploitation à cycle combiné.

La conception du GVRC aura pour but de minimiser la contre-pression sur la turbine à gaz tout en maintenant les conditions de la sortie nominale et de vapeur. Il sera construit avec de grands modules, testés en usine, et expédiables, afin de réduire le temps d'installation.

Les modules de transfert de chaleur suivants seront considérés, selon les cas, pour la conception du GVRC :

- Section du surchauffeur haute pression
- Section évaporateur haute pression
- Section économiseur haute pression
- Section réchauffeur
- Section surchauffeur pression intermédiaire
- Section évaporateur pression intermédiaire
- Section économiseur pression intermédiaire
- Section surchauffeur basse pression
- Section évaporateur basse pression
- Section économiseur basse pression
- Réchauffeur à condensats (si nécessaire)



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.3-1 GVRC à débit vertical de gaz

Afin de minimiser le temps de mise à l'arrêt pour les contrôles et la maintenance, des dispositions seront prises pour un accès aisé au circuit de gaz de carneau, aux tubes d'alimentation, et autres parties sous pression. Des portes d'accès avec mécanisme d'étanchéité incorporé pour prévenir les fuites de gaz dans l'atmosphère seront prévues.

La conception du GVRC permettra son installation à l'extérieur avec une résistance complète aux intempéries. Des auvents seront fournis pour protéger autant le personnel que l'équipement (fixation des ballons de vapeur, vannes et soupapes, pompes de circulation) de l'environnement externe.

Les ballons de vapeur seront d'une taille leur permettant de faire face à des variations de niveau d'eau dans les conditions transitoires de démarrage et d'exploitation sans avoir recours à des déversements ou transferts d'eau préjudiciable. La contenance des ballons de vapeur sera suffisante de manière à ce que le déclenchement d'une des pompes d'eau d'alimentation de la chaudière en service n'entraîne pas le déclenchement du GVRC avant que la pompe d'eau d'alimentation de la chaudière de réserve atteigne sa charge d'exploitation. Les détails de l'aménagement général du système de circulation d'eau, y compris le nombre et le diamètre interne des canalisations et des conduites pour chaque

circuit, seront fournis.

Le GVRC sera disposé avec l'ensemble des parties sous pression, y compris les ballons de vapeur, les surchauffeurs, les réchauffeurs, les évaporateurs, les économiseurs, les collecteurs, les tuyaux de descente et la tuyauterie incorporée, en tant qu'unité autonome dotée de sa propre charpente métallique. Cette structure sera plutôt indépendante de tout bâtiment, sauf pour des points normaux d'interconnexion avec des galeries d'accès, des plateformes, ou des escaliers.

La conception du GVRC, d'accessoires et de systèmes auxiliaires connexes aura été développée aussi bien pour la charge et le cycle de base, en particulier lorsque les contraintes des matériaux des composants et la conception structurelle sont concernées. Toute caractéristique spéciale du GVRC nécessaire pour permettre un fonctionnement sous pression constante et variable pour la température correspondante de la vapeur de la turbine sera incorporée.

(2) Conception et conditions d'exploitation

Le GVRC sera adapté et en mesure, en condition d'exploitation normale et anormale, de satisfaire la conception ayant fait ses preuves de la centrale à cycle combiné, conformément aux diagrammes du bilan thermique. Le côté gaz des passages du GVRC sera conçu pour la température, la pression, et le débit massique maximum pouvant être anticipés dans toutes les conditions d'exploitation (y compris en état de déclenchement). Les valeurs maximales ne seront pas nécessairement concurrentes.

Le GVRC sera en mesure de satisfaire les exigences d'un fonctionnement en charge de base soutenue ainsi que d'une exploitation en deux (2) équipes.

Le GVRC pourra fonctionner automatiquement à pression variable aussi bien en fonctionnement en charge de base qu'en régime à deux (2) cycles afin de minimiser les niveaux de contrainte thermique de la turbine et d'obtenir la flexibilité et l'efficacité désirées. Le fabricant définira les caractéristiques de la pression variable du GVRC, y compris la charge minimum à laquelle le fonctionnement en pression variable peut être entretenu.

Dans les conditions imposant une baisse de charge totale, la charge thermique sur le GVRC sera rapidement réduite à la capacité du système de dérivation de vapeur par le biais des registres de contrôle de modulation de dérivation du gaz d'échappement.

Le démarrage et le chargement à pleine charge de la turbine à gaz ne seront pas restreints au fonctionnement à cycle combiné. Il est prévu que le registre de dérivation puisse être exploité à un certain nombre de positions intermédiaires prédéfinies pour servir les démarrages à chaud, à tiède, à froid du GVRC avec la turbine à gaz fonctionnant à pleine charge ainsi que pendant le fonctionnement en dérivation HP/BP.

La conception du GVRC permettra un démarrage dans les deux (2) modes de fonctionnement suivants :

- Démarrage avec TG ; et
- Démarrage du GVRC lorsque TG fonctionne déjà à pleine charge. La régulation du gaz de carneau sera effectuée en réglant le registre de dérivation.

La conception du GVRC sera optimisée pour un fonctionnement efficace en continu sur toute la plage d'exploitation de la turbine à gaz. L'efficacité entre 70% et 100% du MCR (puissance de sortie continue et totale) sera maximisée.

La qualité de l'eau d'alimentation satisfera les exigences du GVRC et de la turbine à vapeur conformément aux codes applicables.

(3) Normes de conception et codes de pratique

Tous les matériaux, la conception, fabrication, construction ainsi que les inspections et les essais seront conformes aux critères et recommandations des codes et normes pertinents.

Toutes les parties sous pression, attaches, fixations et sous-ensembles seront conçus, construits, et testés pour se conformer aux exigences de l'organisme agréé d'inspections.

(4) Conception et construction du GVRC

1) Circuit de gaz du GVRC

Le circuit de gaz d'échappement de la turbine à gaz à travers le GVRC sera horizontal ou vertical avec les tubes d'alimentation en eau et en vapeur situés horizontalement / verticalement à travers l'écoulement de gaz pour s'adapter à la configuration de la centrale et conformément à la conception standard du fabricant.

Les surfaces chauffantes de différents modules dans l'écoulement de gaz réduiront la température du gaz à la valeur la plus basse utilisable dans la pratique, avec chacun des combustibles disponibles pour la turbine à gaz, sans risque de dommages des produits soufrés corrosifs à la sortie de l'économiseur ou à l'intérieur de la cheminée. Le contrôle de la température de l'eau d'alimentation pour assurer que la température des métaux dans n'importe quelle partie de l'économiseur se maintienne au-dessus du point de rosée sera effectué en ayant recours au dégazeur.

Les tubes et les collecteurs dans chaque chambre de distribution pourront être entièrement vidangés, et des dispositions seront prévues pour accéder aux tubes pour l'inspection et la maintenance.

2) Tubes

Les tubes seront en acier étiré ou soudage par résistance électrique (EWR) selon l'expérience du fabricant. La conception, la fabrication et les essais des tubes seront conformes aux spécifications standard pertinentes.

Le taux de circulation adéquate sera fourni pour minimiser les revirements de circulation qui peuvent se produire pendant un démarrage rapide ou un changement de la charge. Des ailettes ajoutées sur le tube pour l'échangeur de chaleur pour améliorer les caractéristiques de transfert de chaleur doivent être continuellement soudées à la surface extérieure des tubes. Toutes les soudures et connexions de tubes sur les collecteurs seront à l'extérieur des passages de gaz et aisément accessibles pour l'inspection et la maintenance.

3) Surchauffeurs et réchauffeurs

Les tubes du surchauffeur HP seront conçus et situés dans l'unité du GVRC de manière à ce que la température de vapeur à l'amenée de la turbine à vapeur n'excède pas les limites définies de la boîte à vapeur HP et du rotor, avec la turbine à gaz à puissance continue en base ayant la température ambiante la plus élevée, sans recours à la désurchauffe de la vapeur.

La conception sera compatible avec les exigences du fonctionnement en pression constante et variable et les caractéristiques variables de l'écoulement du gaz d'échappement de la turbine à gaz.

La conception des surchauffeurs HP, PI, et BP dans les unités de GVRC permettra d'assurer la distribution de vapeur à travers les tubes quelles que soient les charges. Les surchauffeurs et réchauffeurs seront composés d'éléments pouvant être entièrement vidangés. Les tubes des surchauffeurs et des réchauffeurs seront conçus sans écoulement de vapeur dans les tubes pendant le démarrage. La sélection des matériaux obéira aux mêmes critères.

L'acier inoxydable austénitique ne sera utilisé à aucun endroit dans le surchauffeur.

4) Évaporateurs

Les chambres de distribution des évaporateurs HP, PI et BP seront conçues pour réaliser un taux de production de vapeur de manière à ce que le gaz quittant les zones ne dépasse pas 17,5°C au-dessus de la température de saturation de vapeur dans cette zone (à savoir, la différence de température au point de pincement : maximum 17,5°C).

L'évaporateur sera conçu pour fonctionner au-dessus de l'étendue de pleine charge du GVRC sans bruit ou vibration, et la conception assurera une distribution équitable d'eau à travers les tubes. Les éléments des évaporateurs pourront être entièrement vidangés.

5) Économiseurs

Les économiseurs HP, PI, et PB seront conçus pour assurer le fonctionnement stable sans vapeur / l'écoulement monophasique sur toute l'étendue de fonctionnement du GVRC. Les connexions seront arrangées entre le ballon de vapeur et l'entrée de l'économiseur pour permettre la circulation de l'eau devant être maintenue dans l'économiseur pendant le démarrage. Si la recirculation de l'eau à travers l'économiseur s'avère nécessaire pendant le démarrage ou l'exploitation à faible charge, les connexions seront aménagées, complètes avec une pompe pour répondre à ce besoin.

Les éléments de l'économiseur pourront être entièrement vidangés.

6) Réchauffeur à condensats (si applicable)

Un réchauffeur à condensats pour le GVRC en tant que dernier module de récupération thermique sera fourni, si nécessaire, pour une récupération thermique maximum. Le réchauffeur à condensats sera conçu pour la pression de coupure de la pompe d'extraction du condensat. La sélection du matériau pour le réchauffeur sera adaptée à l'eau de condensat sous-aérée.

7) Contrôle de la température de la vapeur

La température de la vapeur à la sortie des surchauffeurs et des réchauffeurs sera contrôlée en utilisant des désurchauffeurs à pulvérisation directe. La capacité de chaque désurchauffeur sera sélectionnée prenant en considération toutes les conditions d'exploitation, et en particulier le fonctionnement avec le système avec conduit.

Le poste de commande d'eau de pulvérisation sera doté d'une vanne d'isolement motorisée dans la ligne commune, verrouillée pour fermer automatiquement lorsque la température

de la vapeur descend au-dessous d'un point fixé et pour empêcher l'amenée d'eau dans la turbine à vapeur.

8) Soupapes de sécurité

Les soupapes de sécurité dont le nombre, la conception et la capacité auront été approuvés, seront montées dans les endroits approuvés conformément aux exigences établies par les réglementations pertinentes. Les soupapes de sécurité à la sortie du surchauffeur auront une taille leur permettant d'avoir une capacité de refoulement équivalente à, au minimum, 20% de la quantité maximum de vapeur générée par le GVRC. Les soupapes de sécurité sur le ballon de vapeur auront une capacité de refoulement totale équivalente au minimum au reste de la quantité de vapeur maximum requise pour la protection du GVRC.

Les soupapes de sécurité sur le réchauffeur doivent être de taille permettant d'assurer le passage du débit maximum du réchauffeur sans provoquer de montée de pression d'entrée du réchauffeur de plus de 10% de la pression de tarage la plus élevée.

9) Isolation et gainage du GVRC

L'ensemble du GVRC sera isolé à l'intérieur et/ou à l'extérieur, et toute isolation externe sera recouverte conformément aux spécifications visant à assurer une unité entièrement résistante aux intempéries, adaptée à l'exploitation à l'extérieur.

L'isolation sera en un matériau ayant fait ses preuves et convenant à un service en continu à la température maximum de fonctionnement.

10) Portes d'accès et d'inspection

Des portes d'accès et d'inspection dont le type et la taille auront été approuvés seront fournies pour permettre l'entrée pour la maintenance et le nettoyage du circuit de gaz et les parties sous pression du GVRC.

11) Purges et drainages (évacuation)

Le ballon de vapeur sera fourni avec une connexion de purge d'eau continue placée de manière à assurer une évacuation préférentielle d'eau concentrée dans le ballon, complète avec des vannes d'isolement et de régulation parallèles coulissantes à des positions accessibles, adjacentes aux connexions du ballon, permettant de contrôler le taux de vapeur de 0,05% minimum à 4% maximum de la vapeur nominale du GVRC.

Une conduite de purge et de drainage intermittents sera incluse lorsque nécessaire à partir de toutes les sections descendantes du GVRC jusqu'aux réservoirs de dépressurisation intermittente. Et le GVRC sera fourni avec des réservoirs de dépressurisation continue et intermittente.

Un nombre adéquat de valves d'échappement électrique et de valves de vidange de surchauffeur et réchauffeur sera fourni pour le fonctionnement automatique pendant le démarrage, le chargement et la mise à l'arrêt.

12) Système de recirculation de l'économiseur / du réchauffeur à condensats (si applicable)

Des pompes de recirculation d'économiseur / de réchauffeur à condensats seront fournies si la conception d'ensemble de la centrale exige un tel aménagement pour la sécurité et l'efficacité de l'exploitation avec la flexibilité et la fiabilité désirées de la centrale, comme spécifié dans les Considérations techniques sous démarrage et fonctionnement à charge

réduite.

(5) Exigences de contrôle et d'instrumentation du GVRC

1) Généralités

Les exigences de contrôle et de protection pour le GVRC sont principalement soumises aux caractéristiques suivantes :

- Sur le côté gaz, à l'emplacement de l'échappement de la turbine à gaz et du registre de dérivation du GVRC
- Sur le côté alimentation / vapeur, aux soupapes de décharge des pompes HP/PI et BP et d'arrêt de vapeur HP/PI et BP du GVRC.

Le système de contrôle pour le GVRC sera mis en œuvre dans le système de contrôle distribué (DCS). Toutes les fonctions de contrôle nécessaires et les verrouillages requis pour la sécurité et l'efficacité de l'exploitation du GVRC seront incorporés dans le DCS. Des stations de contrôle sur le terrain et des stations I/O à distance du DCS séparées seront fournies pour les paramètres et les signaux relatifs au verrouillage et à la protection prévus à des fins de contrôle et de monitoring.

Les fonctions de contrôle du GVRC comprendront les éléments suivants en tant que strict minimum :

- Contrôle de l'eau d'alimentation HP, PI et BP
- Contrôle du ratio démarrage / charge
- Contrôle de la température de la vapeur superchauffée
- Contrôle de la température de la vapeur réchauffée, etc.

Le mécanisme de protection / de verrouillage principal associé au GVRC sera mis en œuvre en utilisant les signaux associés aux éléments suivants, en tant que strict minimum :

- Déclenchement de la turbine à gaz
- Niveaux des ballons haut-haut et bas-bas
- Déclenchement de la turbine à vapeur
- Défaut de dérivation de la vapeur de la turbine à vapeur
- Déclenchement de secours local et à distance, etc.

Le démarrage, le fonctionnement dans la plage de charge normale et la mise à l'arrêt du GVRC seront entièrement automatisés jusqu'au niveau du groupe fonctionnel. Toutefois, le remplissage initial du GVRC et l'établissement du niveau initial du ballon du GVRC seront contrôlés manuellement et supervisés à partir de la salle de commande centrale, et seulement les contrôles locaux pourront être fournis pour le purgeur et le robinet d'évent, dans les cas où ceux-ci ne sont pas automatiques, et qui ne sont pas nécessaires pendant la détermination normale de l'indice de vapeur.

Le GVRC pourra fonctionner en pression constante jusqu'à 60% de charge, et ensuite en pression variable.

Dans le cas d'un déclenchement de la turbine à vapeur (quelle que soit la charge), un taux excessif de montée de la température du surchauffeur HP/PI à l'intérieur du GVRC ou un déclenchement du GVRC provoqué par exemple par une perte d'approvisionnement d'eau d'alimentation initiera les verrouillages appropriés pour déplacer le volet de déviation en position de la cheminée et ne pas déclencher la turbine à gaz à moins que le volet de

déviations n'arrive pas à se mettre dans la bonne position dans le délai prédéfini. Des signaux permissifs du GVRC seront requis pour déplacer le volet de déviation de la position de la cheminée de dérivation en position du GVRC.

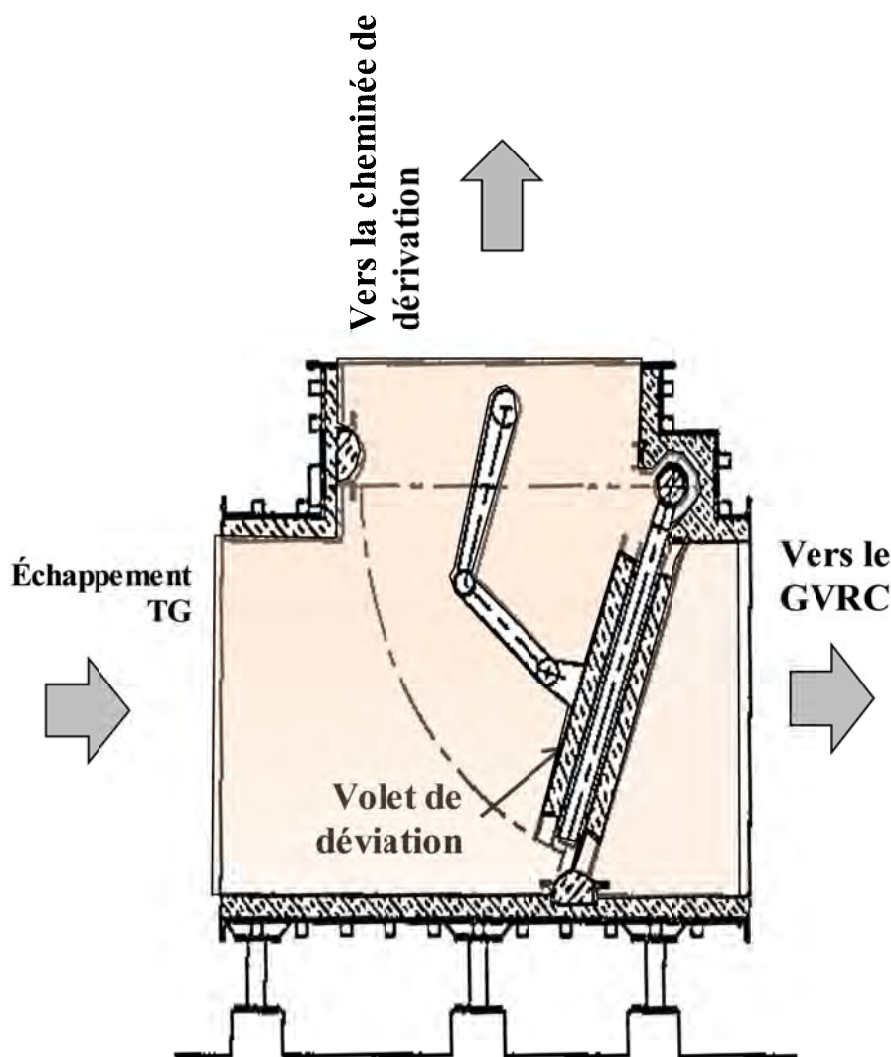
Les états suivants, en tant que strict minimum, déplaceront le volet de déviation en position de cheminée de dérivation.

- Déclenchement de la turbine à gaz
- Niveau de ballon bas-bas
- Défaut de dérivation de la vapeur de la turbine à vapeur
- Déclenchement de secours local et à distance
- Dans le cas d'un déclenchement de la turbine à vapeur, le volet de déviation sera déplacé à une position intermédiaire prédéterminée pour maintenir le GVRC dans un état prêt pour le rechargement.

Dans le cas d'un déclenchement de la turbine à vapeur, le système de dérivation de la turbine à vapeur fonctionnera de manière à maintenir le GVRC dans un état prêt MTBF (temps moyen entre défaillances critiques) du contrôle du GVRC et du système de protection, à l'exception du transmetteur, les éléments de détection et dispositifs de régulations, dont les heures de conception dépasseront le niveau de cent mille heures (100 000).

Le fabricant fournira, sans pour autant s'y limiter, les système d'instrumentation, de contrôle et de protection suivants, avec tous les composants et accessoires nécessaires :

- Système de contrôle de modulation du GVRC
- Contrôle de séquence du système du GVRC
- Système de contrôle autonome du GVRC
- Instrumentation du GVRC, etc.



Source : Équipe d'étude de la JICA
Figure 6.3.3-2 Registre de dérivation

2) Exigences du contrôle des gaz d'échappement de la turbine

Tous les systèmes de contrôle et d'instrumentation exigés pour la régulation et la supervision de l'entrée de chaleur du GVRC incluront les contrôles pour le positionnement du volet de dérivation du gaz d'échappement de turbine (GET) pour la régulation du débit du GET dans le GVRC, ainsi que pour les mesures de la température et de la pression sur le côté gaz et le côté vapeur.

Le système de contrôle régulera le débit du GET dans le GVRC pour atteindre le taux maximum de l'augmentation initiale de vapeur, la variation de température de charge et d'alimentation de vapeur compatibles avec les limitations des contraintes thermiques nominales associées avec les composants critiques du GVRC et de la turbine à vapeur. Le démarrage automatique du GVRC sera possible dans toutes les conditions d'exploitation, incluant les suivantes :

- Le démarrage et le chargement du générateur de la turbine à gaz et le GVRC.
- Le démarrage du GRVC quelle que soit la condition de la température initiale (à savoir, de froid à la température de pleine charge) avec le générateur de la turbine à gaz fonctionnant à charge partielle ou à pleine charge.

Pour contrôler la montée de température et de pression du GVRC et de la conduite de vapeur au démarrage, le volet de déviation doit être réglé aux positions prédéterminées basées sur la charge de la turbine à gaz ainsi que sur la conditions du GVRC au démarrage. Il est possible que cette fonction ne soit pas nécessaire si le GVRC est en mesure de gérer tout l'écoulement du gaz d'échappement pour toutes les conditions du démarrage et pendant les conditions d'exploitation transitoire sans avoir besoin d'ajuster le volet de déviation aux positions intermédiaires.

Outre les exigences de démarrage, le système de contrôle répondra aux conditions de perturbation suivantes :

- Il maintiendra une production maximum de vapeur compatible avec la capacité de dérivation de la turbine dans l'éventualité d'un déclenchement de la turbine à vapeur pour permettre le rechargement de la turbine à vapeur avec un minimum de retard.
- Il minimisera l'effet d'une baisse de charge en un bloc partielle ou totale et maintiendra le GVRC dans un état qui minimisera le retard dans la reconnexion et le chargement subséquents de la turbine à vapeur.

Les fonctions de contrôle et de supervision des éléments de centrale suivants seront considérées :

- Le volet de déviation du GET
- Le passage de gaz entre le volet de déviation d'entrée et l'échappement du GVRC
- L'économiseur, le ballon, l'évaporateur et les sections du surchauffeur du GVRC BP
- L'économiseur, le ballon, l'évaporateur et les sections du surchauffeur du GVRC HP/PI

Les séquences principales et fonctions de contrôle de protection incluront les éléments suivants en tant que strict minimum.

- Le démarrage et le contrôle du chargement du GVRC

L'exigence de ces fonctions de contrôle est séquentielle en nature. Outre le volet de déviation du GET, les contrôles de séquence des robinets d'arrêt du GVRC et des soupapes de dérivation connexes, y compris de monitoring de tous les états, seront gérés par ces fonctions de contrôle.

Une vérification pour s'assurer que le volet de déviation est complètement fermé dans la position de cheminée de dérivation fera partie du contrôle préalable dans la séquence de démarrage du GVRC. Seuls les contrôles locaux sont considérés comme étant nécessaires au fonctionnement du volet de déviation. Une restriction par un système de permis de travail sera appliquée.

- Mise à l'arrêt

Cette fonction pourra être initiée manuellement et automatiquement à partir du système de contrôle central. La fonction de mise à l'arrêt initiera la fermeture coordonnée de l'entrée du GET et la fermeture des vannes d'arrêt du GVRC après un délai adéquat. La mise à l'arrêt des pompes d'alimentation et des pompes de circulation peut être considérée comme une action manuelle.

Cette fonction de séquence initiera le déclenchement de la turbine à gaz si le volet de

déviations ne parvient pas à se mettre en position de cheminée de dérivation dans un délai déterminé après le déclenchement du GVRC et le lancement du fonctionnement du volet de déviation.

La supervision du GVRC ne doit exercer aucune fonction de contrôle directe, mais doit couvrir tous les appareils de mesures nécessaires pour le contrôle de l'état opérationnel du GVRC.

3) Exigence du contrôle de l'alimentation

Le système de contrôle et d'instrumentation nécessaire pour réguler l'approvisionnement en eau d'alimentation jusqu'au GVRC inclura les soupapes de régulation d'eau d'alimentation, l'instrumentation associée aux ballons, la vapeur principale et l'eau d'alimentation avec les pompes d'eau d'alimentation.

Le système de contrôle d'alimentation comprendra un contrôle du niveau du ballon à élément unique fonctionnant sur une vanne de régulation d'eau d'alimentation à faible charge et un contrôle à trois éléments fonctionnant sur une vanne de régulation d'eau d'alimentation à pleine charge conçue pour un débit d'eau d'alimentation de 0% à 100% du MCR. La pression différentielle sur la station de contrôle de l'eau d'alimentation sera maintenue à une valeur constante en modifiant la position de collecte des pompes à eau d'alimentation.

Le système sera conçu de manière à ce que le niveau du ballon puisse être maintenu dans des limites acceptables pour tous les changements de charges du GVRC et perturbations anticipés, y compris les transferts de la pompe d'eau d'alimentation en service à la pompe d'eau d'alimentation de réserve.

Les principales fonctions de contrôle de modulation qui y seront associées sont :

- a. Contrôle de l'eau d'alimentation au démarrage
- b. Contrôle de l'eau d'alimentation en charge normale

4) Contrôle du niveau du ballon / de l'eau d'alimentation

Le système de contrôle comprendra un contrôle du niveau du ballon à élément unique fonctionnant sur une vanne de régulation d'eau d'alimentation à faible charge et un contrôle à trois éléments fonctionnant sur une vanne de régulation à pleine charge (dans le cas d'une HP & PI sur l'une des vannes de régulation à pleine charge). Une vanne de régulation d'eau d'alimentation à faible charge est envisagée pour contrôler le niveau du ballon pendant le démarrage de la centrale et le fonctionnement à faible charge jusqu'à 30% du MCR. Pour une charge normale jusqu'à 100% du MCR, une vanne de régulation à pleine charge est envisagée pour maintenir le niveau du ballon. Une vanne de régulation de l'eau d'alimentation à pleine charge de réserve (dans les stations de commande d'eau d'alimentation HP & PI) sera fournie pour améliorer la disponibilité pendant la maintenance en ligne de la vanne principale. L'installation sera fournie aussi bien pour un changement manuel qu'un changement automatique du contrôle d'un élément unique à trois éléments, et vice-versa.

La fonction à trois éléments sera composée du niveau d'écoulement de vapeur, du niveau d'écoulement d'eau d'alimentation et du niveau de ballon. Les mesures de l'écoulement de vapeur seront stabilisées en pression et en température, et les mesures du niveau du ballon seront stabilisées en pression.

Le contrôle de l'eau d'alimentation développera le signal de contrôle d'écoulement pour la correspondance entre l'écoulement de l'eau d'alimentation et l'écoulement de vapeur en utilisant les déviations du niveau du ballon du point de référence du niveau du ballon.

5) Contrôle de la température de la vapeur principale

La température de la vapeur permettra de maintenir la température de la vapeur principale à l'entrée de la turbine par le biais des vannes de régulation du jet de vapeur. Le réglage du jet de vapeur à un ou plusieurs niveaux en fonction de la conception du GVRC sera utilisé pour le contrôle de la température du surchauffeur.

Le désurchauffeur du jet de vapeur sera doté d'une vanne d'arrêt. Un circuit à action anticipatrice sera utilisé pour optimiser la fonction de contrôle.

6) Système de contrôle autonome du GVRC

Le système de contrôle autonome (ACS - autonomous control system) du GVRC assurera l'interface avec l'autoroute de données du système de contrôle distribué (DCS) par le biais de dispositifs d'interface d'I/O de processus. Le système d'I/O de processus aura un double de l'architecture du système. L'interface sera soit une interface I/O conventionnelle, câblée (I/O) ou une interface I/O à distance (R-I/O).

Les ACS suivants des auxiliaires du GVRC serviront d'interface à l'autoroute de données par le biais des dispositifs d'interface I/O :

- Système de mesure de température de métal du GVRC
- Système de mesure de l'environnement
- Système d'échantillonnage d'eau / de vapeur
- Système de compresseur d'air d'instrumentation
- Système de compresseur d'air de service

7) Instrumentation

Le fabricant fournira tous les appareils nécessaires pour le GVRC et ses accessoires pour permettre des installations de contrôle et de monitoring centralisées à partir des pupitres des opérateurs dans la salle de commande centrale par le biais d'un système de contrôle distribué (DCS) par microprocesseur.

Les appareils et les dispositifs de contrôle sur le terrain suivants seront fournis :

- Jauges, transmetteurs, etc.
- Éléments de détection tels que les éléments détecteurs de débit, thermocouples, pressostats, et thermocontacts, etc.
- Dispositifs de régulation tels que les vannes de régulation, ailettes, registres, entraînements, etc.
- Tableaux de bord local (si nécessaire)
- Tous les conduites, tubes et câbles nécessaires pour l'exploitation adéquate seront fournis.

Ceci inclut les appareils permettant de mesurer les paramètres de fonctionnement minimal suivants :

- a. Eau d'alimentation
- b. Ballon
- c. Vapeur
- d. La température de métal du GVRC, le système de visualisation du niveau du ballon,

y compris l'indicateur, (système fibre optique) et tout autre élément pertinent nécessaire.

Le fabricant fournira tous les instruments locaux.

- Manomètres
- Thermomètres
- Débitmètre
- Indicateurs de niveau
- Interrupteurs de fin de course, etc.

6.3.4 Usine de traitement de l'eau

(1) Généralités

La source de l'eau de service et de l'eau déminéralisée dans ce projet sera l'eau de mer, bien que les centrales thermiques (CT) existantes utilisent l'eau municipale comme point d'eau.

Un système de traitement d'eau complet composé d'une installation d'approvisionnement en eau de mer, d'une installation de prétraitement, d'une unité de dessalement, et d'une unité de déminéralisation de l'eau fournira l'eau de service et l'eau d'appoint nécessaires à l'exploitation de la centrale CCPP Radès C. L'usine de dessalement d'eau de mer doit également fournir 720t/day eau de service pour le Radès existant A et B PPT.

L'eau potable (eau de boisson) nécessaire pour la centrale CCPP Radès C sera prélevée d'un réservoir d'eau brute existant. L'approvisionnement en eau du réservoir d'eau brute se fait à partir du système d'alimentation en eau municipale de la ville de Radès. Le système d'alimentation en eau potable du réservoir d'eau brute est inclus dans l'étendue des travaux. L'analyse provisionnelle de l'eau de mer et de l'eau municipale figure au Tableau au Chapitre 8 de ce rapport.

(2) Étendue des travaux

L'étendue des travaux inclura la conception, la fabrication, la fourniture, la livraison sur le site, l'installation sur le site, la mise en route et les essais du système de traitement des eaux comprenant l'équipement suivant en tant que principaux composants du système.

1) Installations d'approvisionnement en eau de mer et de son pré-traitement (filtration) :

- Les pompes à eau de mer d'alimentation (2 x 100%)
- Filtre des médias (2 x 100%)
- Réservoir d'eau filtrée (1 tank)
- Équipement de dosage d'hypochlorite (1 jeu)
- Équipements de dosage de coagulant (1 jeu)

2) Unité de dessalement :

- Des pompes d'alimentation du filtre à cartouche (2 x 100%)
- Filtre à cartouche (2 x 100%)
- Des pompes d'alimentation d'osmose inverse (2 x 100%)
- Membranes d'osmose inverse (2 x 100%)
- Équipements de dosage anti-tartre, ou de l'équipement d'ajustement du pH (1 jeu)
- Sodium équipements de dosage au bisulfite

3) Installations d'alimentation en eau de service :

- Réservoir d'eau de service (1 réservoir x capacité de stockage d'une durée de 3 jours)
- Pompes d'eau de service (2 x 100%)
- Pompes à eau de lutte contre l'incendie (1 x 100% alimentée en diesel, 2 x 100% à

- moteur électrique, et 1 x 100% pompe jockey) et les conduites et soupapes, et accessoires nécessaires
- Raccordement aux réservoirs de service existants de CT Radès A et B
- 4) Unité de déminéralisation :
- Filtres au charbon actif avec un filtre à cartouche de 10 microns (2 x 100%)
 - Déminéralisateurs y compris la résine (2 trains x 100%)
 - Réservoir de stockage d'eau déminéralisée (1 x stockage d'une durée de 3 jours)
 - Pompes de transfert d'eau déminéralisée (2 x 100%)
 - Système de régénération chimique comprenant les réservoirs de stockage, pompes de régénération, une tour de lavage à contre-courant, et l'équipement de mesure
- 5) Ouvrages d'alimentation en eau d'appoint :
- Réservoir de stockage de condensats (1 réservoir x stockage d'une durée de 3 jours)
 - Pompes d'alimentation en eau d'appoint (2 x 100%)
 - Pompes de transfert pour maquillage eau (2 x 100%) et des tuyaux et des vannes pour la connexion avec les réservoirs d'eau demineralized de la Radès A et B PPT
- 6) Installations d'eau potable :
- Réservoir de stockage (1 réservoir x capacité de stockage d'une durée de 3 jours)
 - Pompes de distribution d'eau potables (2 x 100%)
 - Réservoir d'hypochlorite
 - Pompes doseuses d'hypochlorite (2x 100%) et les conduites et soupapes, et accessoires nécessaires
- 7) Conduites et soupapes, supports, fixations et interconnexions
- 8) Équipement électrique
- 9) Système d'instrumentation et de contrôle
- 10) Pièces de rechange
- 11) Ensemble d'outils spéciaux et d'outils standard
- (3) Codes et normes applicables
L'usine de traitement des eaux sera conçue et construite conformément aux exigences des codes et normes internationaux.
- (4) Exigences de conception et de performance
- 1) Bilan hydrique
La principale demande en eau pour l'unité de dessalement et de déminéralisation est décrite ci-dessous :
- a. Demande en eau déminéralisée
La demande en eau déminéralisée est estimée au Tableau 6.3.4-1.
La demande en eau déminéralisée pour la centrale CCPP Radès C est estimée à 242 t/jour.
L'usine sera composée de deux (2) trains de 100%. La capacité de chaque train doit être de 272t/jour, y compris l'eau de régénération. Une installation de déminéralisation de deux (2) trains x 300t/jour est proposée.

La capacité des réservoirs d'eau déminéralisée sera au minimum équivalente à trois jours de la demande de production d'eau journalière, à savoir, $299t / \text{jour} \times 3 \text{ jours} = 900m^3$ (capacité utile)

Demande en eau déminéralisée à combustion au carburant diesel.

Considérant l'injection d'eau pendant la combustion au carburant diesel pour atteindre les plus faibles émissions possibles de NOx, la même quantité d'eau déminéralisée que l'alimentation en huile combustible (environ 66t/h) doit être injectée pour la turbine à gaz. Ceci entraînera une augmentation considérable de la production d'eau déminéralisée et respectivement de son stockage. Puisque l'huile combustible sera utilisée uniquement en tant que combustible de réserve, la taille de la centrale électrique sera adaptée afin d'assurer une injection d'eau pour une durée de 5 jours en fonctionnement en continu à pleine charge.

L'augmentation de la demande en eau déminéralisée est de 7.920 tonnes (66 t / h 24 hx / jour x 5 jours).

En appliquant dans la pratique le raisonnement exposé ci-dessus, un (1) train d'eau déminéralisée de réserve de 300t/jour (capacité utile de 242t/jour) et les réservoirs de stockage ayant une capacité de $900m^3$, il est confirmé que le fonctionnement en pleine charge peut être assuré pour seulement une demi-journée. Afin de faire face à 5 jours de fonctionnement par combustion à l'huile, il faut une capacité de stockage de $6.710m^3$ net.

$$900 \text{ tonnes} \times 1 / (66t/h \times 24h/\text{jour} - 242t/\text{jour}) = 0,67 \text{ jour}$$

$$6.740 \text{ tonnes} \times 1 / (66t/h \times 24h/\text{jour} - 242t/\text{jour}) = 5 \text{ jours}$$

Tableau 6.3.4-1 Demande en eau déminéralisée

Rubrique	Unité	Valeur	Remarque
Eau déminéralisée pour CCPP Radès C			
Compensation pour le condenseur	t/jour	237	2.2% de l'écoulement total de vapeur
Compensation pour l'eau de refroidissement en circuit fermé	t/jour	4	
Compensation pour la vapeur auxiliaire vers l'installation de déminéralisation	t/jour	1	
Sous-total	t/jour	242	
Eau de régénération	t/jour	30	
Marge de 10%	t/jour	27	
Capacité de l'installation de déminéralisation (par train)	t/jour	299	A savoir 300t/jour/train

Source : Equipe d'étude de la JICA

b. Demande en eau de service (eau de mer dessalée)

La demande en eau de service (eau de mer dessalée) est résumée au Tableau 6.3.4-2

Tableau 6.3.4-2 Demande en eau de service (eau de mer dessalée)

Rubrique	Unité	Valeur	Remarque
Eau déminéralisée	t/jour	272	De l'élément a) ci-dessus.
Service général	t/jour	20	Eau de lavage dans le bâtiment
Eau d'étanchéité pour les pompes	t/jour	51	Pour les pompes d'eau de mer

			et les pompes de dosage de produits chimiques
Refroidissement de la purge et du vidange du GVRC	t/jour	428	
Eau de service pour Radès A et B	t / jour	720	30t / h x 24h/jour
Demande totale en eau de service	t/jour	720	
Marge de 10%	t/jour	149	
Capacité requise de l'installation de dessalement par train	t/jour	1.641	1.650t/jour

Source : Équipe d'étude de la JICA

- c. Durée et capacité de fonctionnement de l'usine de traitement des eaux
La capacité de l'unité de déminéralisation de l'eau sera déterminée en fonction de la durée de fonctionnement de vingt (20) heures par jour, excepté le temps de régénération ou de nettoyage de quatre (4) heures par jour.

Tableau 6.3.4-3 Durée et capacité de fonctionnement de l'usine de traitement des eaux

Rubrique	Unité	Usine de dessalement	Déminéralisateur	Remarque
Demande	t/jour	1.641	300	
Durée de fonctionnement	h/jour	24	20	
Capacité exigée	t/h	69	15	

Source : Équipe d'étude de la JICA

- d. Contenance du réservoir d'eau traitée
La contenance de chaque réservoir de stockage d'eau sera déterminée prenant en considération trois (3) jours de stockage et un facteur d'efficacité de 0,85.

Table 6.3.4-4 Contenance du réservoir de stockage d'eau

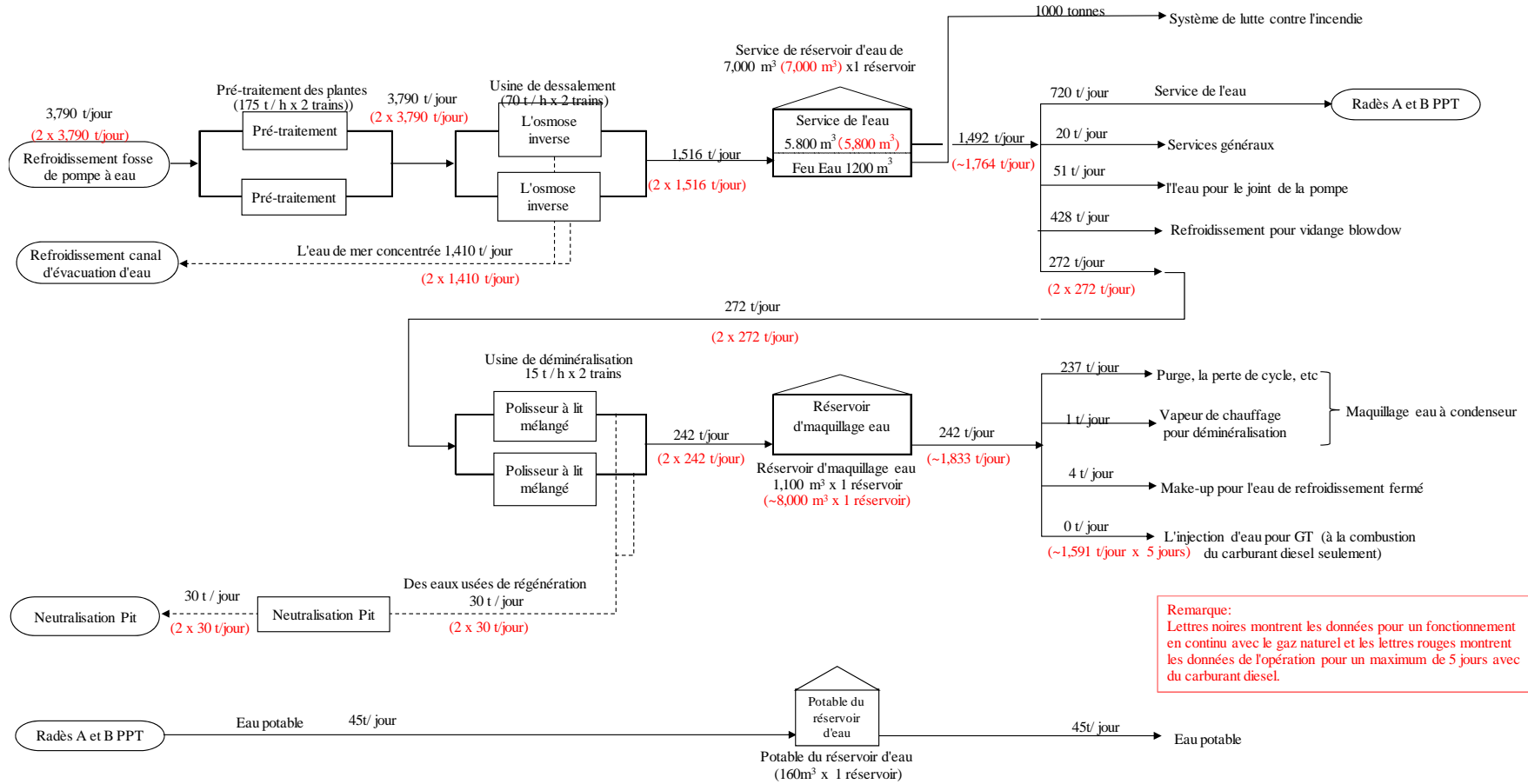
Élément	Unité	Réservoir d'eau de service	Réservoir d'eau d'appoint	Réservoir d'eau potable	Réservoir d'eau d'extinction d'incendie
Débit d'eau	t/jour	1.641	300	45	-
Jour(s) de stockage	Jour(s)	3	3	3	-
Capacité de stockage utile	m ³	4.922	900→6.740 pour la combustion à l'huile	135	1000
Facteur d'efficacité	-	0,85	0,85	0,85	0,85
Capacité de stockage requise	m ³ /réservoir	5.791	7.940	159	1.176
Nb. de réservoirs	Réservoir(s)	1	1	1	1
Capacité de stockage sélectionnée	m ³ /réservoir	5.800	8.000	160	1.200

Source : Équipe d'étude de la JICA

Le bilan hydrique de la centrale CCPP Radès C est comme indiqué à la Figure 6.3.4-1 ci-après.

Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.4-1 Bilan hydrique de Radès C



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.4-1 Bilan hydrique de Radès C

1) Installations d'approvisionnement en eau de mer et de son pré-traitement (filtration)

Les installations d'approvisionnement en eau de mer et de son pré-traitement sont constitués de deux (2) à 100% d'eau de mer pompes d'alimentation situés dans la zone de la pompe à eau de circulation. Hypochlorite doit être dosé à tuer les micro organisme dans l'eau de mer fourni.

Le système de filtration d'eau comprend un dispositif de filtrage rapide, différentes pompes, des souffleuses, des conduites et soupapes. Ce système devra être capable d'éliminer la silice non réactive (colloïdale) efficacement de l'eau brute.

En raison de la présence de chlore libre dans l'eau brute, des équipements de dosage de produits chimiques d'élimination du chlore, capables de traiter l'eau brute avec un niveau maximum de chlore inférieur à 0,1mg/l, seront fournis.

Les composants de l'usine de pré-traitement des eaux incluront des dispositions pour les éléments suivants :

- La pureté de l'eau traitée par l'installation de filtration d'eau doit être au-dessous de 1mg/l.
- Deux (2) ensembles de pompes d'eau brute (chacune en régime d'utilisation de 100%) seront installés. La capacité de chaque pompe aura une marge permettant de maintenir une capacité de production d'eau de pré-traitement de deux (2) écoulements d'eau x 175t/h.
- Le filtre sera cylindrique, vertical, en acier doux (de conception conforme aux normes ASME), avec un revêtement interne en caoutchouc, et des filtres à double couche sable/anthracite à gravité ou à pression.
- Deux (2) ensembles de souffleuses d'air à filtre (chacune en régime d'utilisation de 100%) seront équipés pour le curage à air des filtres.
- Les conduites et fixations pour le puisard d'eau filtrée doivent être construites en béton armé.
- Deux (2) ensembles de pompes de levage à contre-courant des filtres (chacune en régime d'utilisation de 100%) seront installés.
- Un réservoir d'eau à filtre d'une capacité adéquate sera installé pour le lavage à contre-courant des filtres.

2) Usine de dessalement

L'eau de service pour Rades C PPCC est produit à partir d'eau de mer par procédé de dessalement et sera stockée dans le réservoir d'eau de service .

Le type de système de dessalement sera du type eau de mer par osmose inverse. Le processus s'est avéré dossiers de fiabilité dans les installations d'exploitation actuelles , mais une attention particulière doit être accordée à éviter le remplacement fréquent de la membrane qui augmentera les coûts d'exploitation et d'entretien .

Comme le nombre de pompes , pompes en particulier à haute pression sont utilisés dans l'usine RO , les travaux de fonctionnement et d'entretien sont également important de garder la fiabilité .

Il faut tenir compte de ce qui suit:

- Prétraitement de l'eau de mer avant transfert dans la plante RO est très important pour la durée de vie de la membrane et de la fiabilité de l'installation.
- La membrane fournie doit être adaptée à la qualité de l' eau de mer à Radès.
- Une comparaison de la qualité de l'eau produite par la centrale RO doit être étudié et l'impact sur la plante déminéralisée doit être évaluée.

L'usine de dessalement sera dimensionné pour fournir de l'eau pour l'usine d'eau

déminéralisée , système d'eau de service , station d'épuration de l'eau , système de lutte contre les incendies , d'autres . La quantité requise d'eau de service est conçu pour être 70 t/h.

Dans toutes les conditions d'exploitation de l'usine doit produire de l'eau égale ou meilleure que la qualité spécifiée pour l' alimentation en eau de déminéralisation , qui sont les suivantes :

Tableau 6.3.4-5 qualité de l'eau dessalée

article	unité	L'eau dessalée
Total dissous solide	mg/l	Moins de 10 mg/l
Fer totale	mg/l	Inférieur à 0,2 mg/l
pH (@ 25°C)	-	6.5~7.0

Source: JICA Equipe d'Etude

Les données de conception pour l'usine de dessalement seront les suivantes:

- a. Installation: Intérieur
- b. Type: eau de mer par osmose inverse
- c. Nombre: Deux trains
- d. Capacité: 70 t/h
- e. Nombre de stade: A définir par l'entrepreneur
- f. Qualité de l'eau dessalée : Voir le tableau 6.3.4-5

3) Unité de déminéralisation d'eau

L'écoulement d'eau déminéralisée comprendra un système de lit mélangé (MBP) (ou tour d'échange cationique, tour d'échange anionique, un lit mélangé, appareil de dégazage par le vide, système de régénération), des pompes, des réservoirs, et des conduites.

L'unité de déminéralisation d'eau sera dotée de deux (2) écoulements ayant chacun une capacité de production de 15 t/h.

La période entre les régénérations ne sera pas moins de vingt (20) heures, et la période de régénération ne dépassera pas quatre (4) heures.

La qualité de l'eau brute sera prise en considération dans la conception de l'unité de déminéralisation.

Dans toutes les conditions d'exploitation, l'installation produira de l'eau d'une qualité égale ou supérieure aux critères spécifiés pour l'eau d'alimentation de la chaudière, dont les détails sont indiqués ci-dessous :

Table 6.3.4-6 Qualité de l'eau déminéralisée

Rubrique	Unité	Eau déminéralisée	Remarques
Conductivité (@ 25°C)	µS/cm	Max. 0,2	
Silice totale	mg/l	Max 0,02	
pH (@ 25°C)	-	-	
Solides suspendus	mg/l	-	
Turbidité	Degrés	-	
Fe total	mg/l	Max 0,01	
Cu total	mg/l	Max 0,005	
CO ₂	mg/l	Max 2	

Rubrique	Unité	Eau déminéralisée	Remarques
Cl ⁻	mg CaCO ₃ /l	-	
SO ₄ ⁻²	-	-	
MDT	mg/l	-	
Résiduel Cl	mg/l	-	
Sodium et Potassium	mg/l	Max 0,01	

Source : Équipe d'étude de la JICA

Les données de conception de l'usine de déminéralisation seront les suivantes:

- a. Installation: Structure en acier (type abri)
- b. Type: Chambre mixte résine échangeuse d'ions
- c. Nombre: Deux (2) trains
- d. Capacité: 15 t / h
- e. Nombre de stade: A définir par l'entrepreneur
- f. Qualité de l'eau de service: voir tableau 6.3.4-5
- g. Qualité de l'eau traitée: voir tableau 6.3.4-6

6.3.5 Système d'alimentation en gaz combustible

(1) Système d'alimentation en gaz combustible

Le gaz naturel sera utilisé en tant que combustible pour la centrale CCPP Radès C ainsi que pour les centrales thermiques Radès A et B. La turbine à gaz sera conçue pour fonctionner avec le gaz naturel spécifié. Les spécifications représentatives sont indiquées au Tableau 6.3.5-1. Le système de gaz combustible couvrira tout l'équipement exigé pour le démarrage, la mise à l'arrêt et le fonctionnement en continu de la turbine à gaz. Un compresseur à gaz et un dispositif de régulation de pression du gaz seront également inclus.

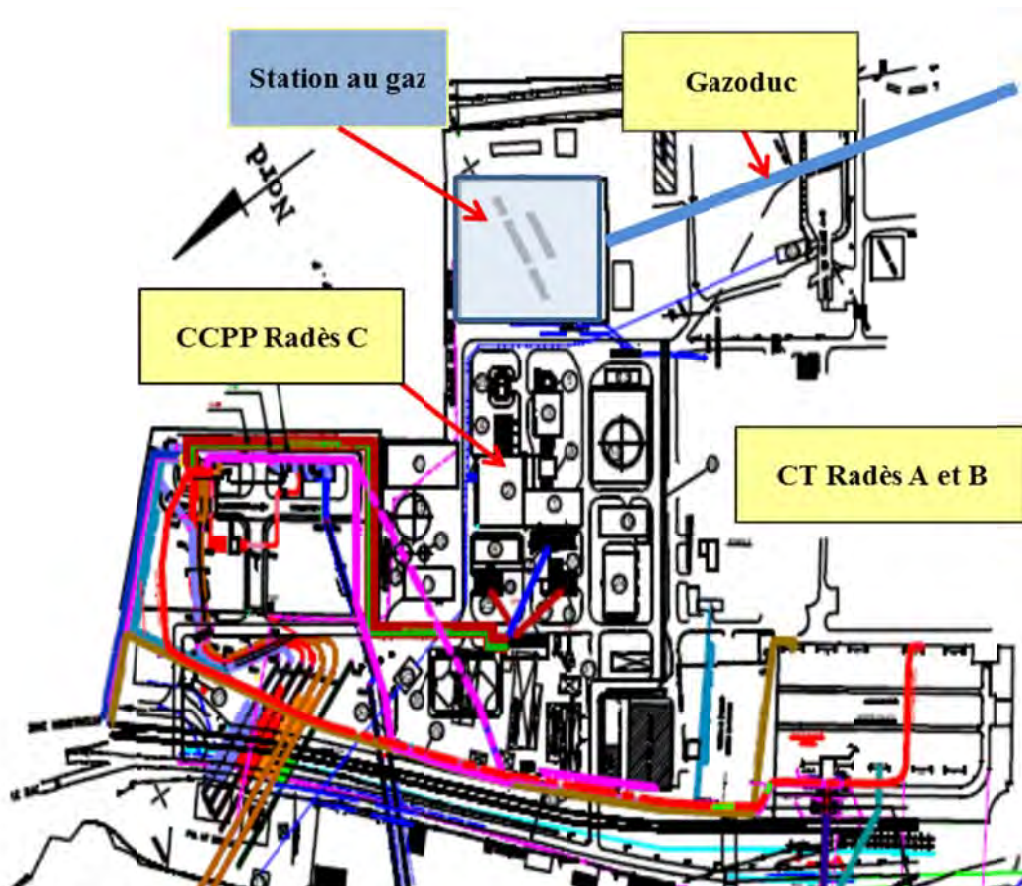
Tableau 6.3.5-1 Spécifications du gaz naturel

Composition	Unité	Valeur
Méthane	mol%	85,76
Éthane	mol%	7,26
Propane	mol%	1,64
i-Butane	mol%	0,21
n-Butane	mol%	0,33
i-Pentane	mol%	0,07
n-Pentane	mol%	0,07
Hexane	mol%	0,06
Azote	mol%	4,02
Dioxyde de carbone	mol%	0,53
Hélium	mol%	0,05
Total	mol%	100

Composition	Unité	Valeur
Pouvoir calorifique (PCI)	kcal/m ³ N	9.057,23
Gravité spécifique	kg/m ³ N	0,829
Teneur maximum en H ₂ S	mg/m ³ N	7
Température	°C	Max. 50
Pression	MPa	3,3 ~ 7,6

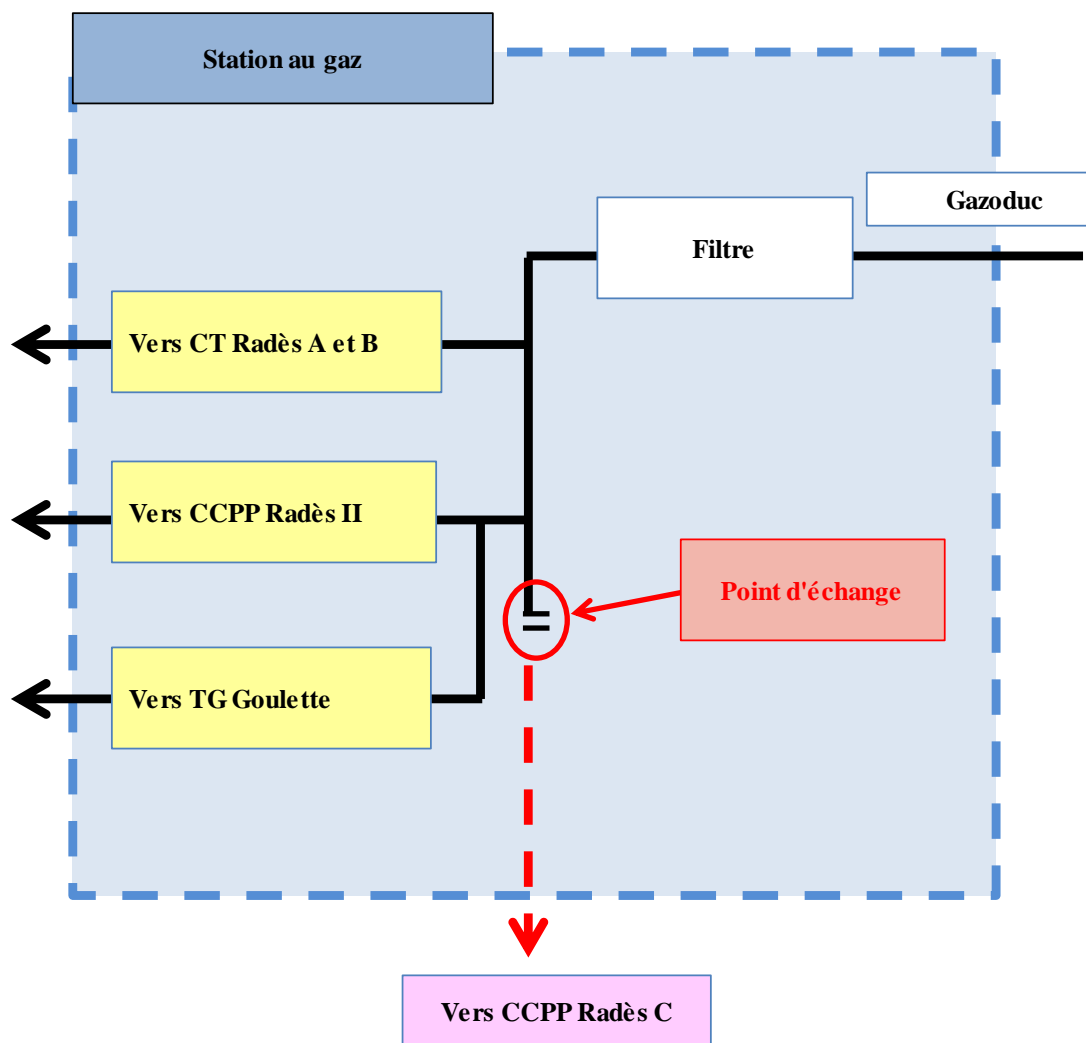
Source : STEG

Une conduite de gaz de 16 pouces (40,64cm) de diamètre est raccordée séparément au poste de ravitaillement en gaz existant. Et le schéma suivant décrit le point d'échange du gaz naturel.



Source : STEG

Figure 6.3.5-1 Emplacement de la station au gaz existante



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.5-2 Emplacement du point d'échange

Le gaz naturel est séparé au point d'échange mentionné ci-dessus et sera approvisionné jusqu'à la centrale CCPP Radès C. Après cela, le gaz naturel sera connecté à un compresseur de gaz combustible afin de pouvoir ajuster la pression au niveau requis à l'entrée de la turbine à gaz. Ce niveau de pression exigé est environ de 3 à 5 MPa, bien que cette valeur diffère suivant la fabrication de turbine à gaz. Par conséquent, la nécessité du compresseur à gaz dépend du fabricant.

(2) Système d'alimentation en combustible liquide

La nouvelle centrale fonctionnera combustible liquide dans les situations d'urgence. Les spécifications sont indiquées dans le Tableau 6.3.5-2. Le système d'alimentation en combustible liquide s'appliquera à tous les équipements exigés pour le démarrage, la mise à l'arrêt et le fonctionnement en continu de la turbine à gaz, comme pour le système d'alimentation en gaz combustible. Le réservoir de combustible liquide d'une capacité de 10.000kl, équipé d'un système de filtre, d'une pompe et d'un dispositif de régulation de pression de l'huile, sera également inclus.

Tableau 6.3.5-2 Spécifications du combustible liquide

Composition	Unité	Valeur
Pouvoir calorifique (PCI)	kcal/kg	10.110
Teneur en soufre	%	1,0
Gravité spécifique	kg/l	0,81-0,89

Source : STEG

Les résultats des calculs pour la quantité de combustible liquid pour une urgence et la capacité du réservoir de stockage de combustible liquid sont indiqués ci-après.

Hypothèse

Type de modèle	M701F
Sortie nette (ISO)	312.100 kW
Rendement thermique	8.683 Btu/kWh
PCI du combustible liquid	10.110 kcal/kg (18.198 Btu/lb)
Gravité spécifique (moyenne)	0,85 kg/l

Résultats du calcul :

$$312.100 \text{ kW} \times 8.683 \text{ Btu/kWh} / 18.198 \text{ Btu/lb} \times 0,453592 \text{ kg/lb} = 67.547 \text{ kg/h}$$
$$67.547 \text{ kg/h} \times 24 \text{ heures} / 0,85 \text{ kg/l} = 1.907 \text{ kl/jour, à savoir, 2.000 kl/jour}$$

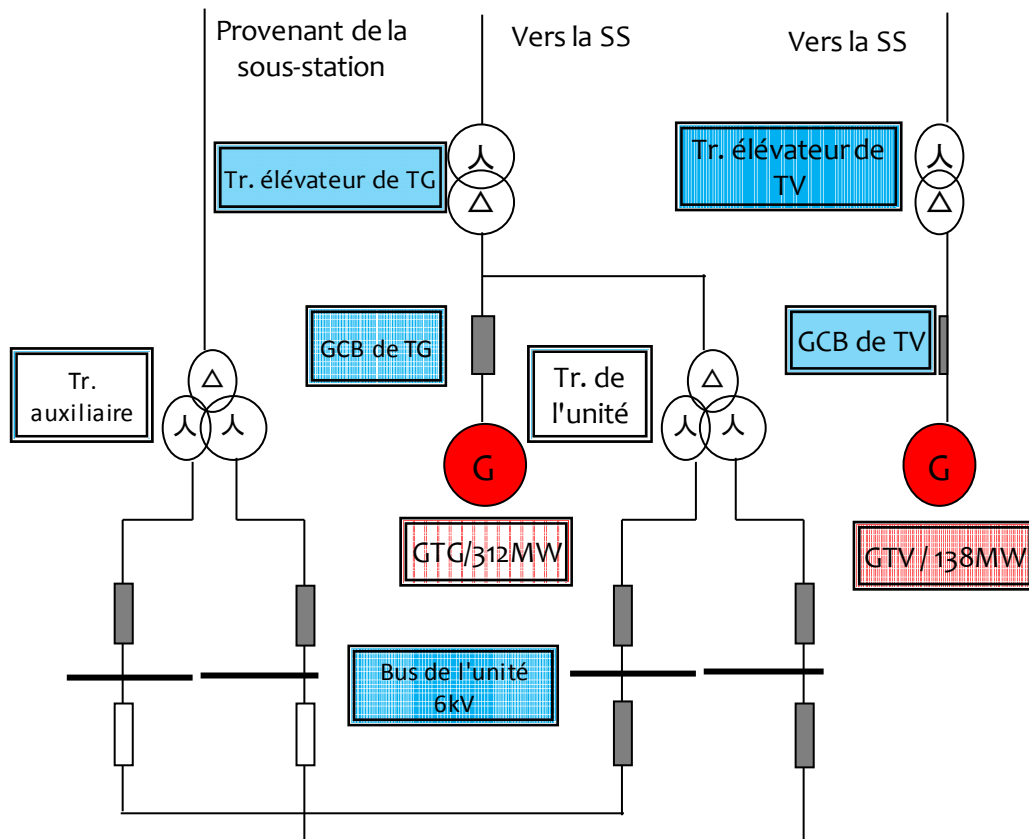
Les résultats des études portant sur la quantité de combustible liquid pour les secours, qui doit être stockée à Radès C, indiquent qu'il est nécessaire d'installer un réservoir de combustible liquid en mesure d'en stocker pour l'utilisation en cas d'urgence, comme le cas où il faudrait cinq (5) jours pour restaurer le service des installations d'alimentation en gaz suite à la panne (2.000 kl/jour x 5 jours = 10.000 kl).

6.3.6 Équipement électrique

(1) Système électrique

1) Évacuation de l'électricité produite

La Figure 6.3.6-1 présente le mécanisme du circuit principal du générateur.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.6-1 Schéma du circuit principal du générateur

Le système électrique sera conçu sur la base d'une configuration de type multi-arbres équipée de deux (2) générateurs, un générateur de turbine à gaz (GTG) et un générateur de turbine à vapeur (GTV), et de deux (2) transformateurs, un transformateur élévateur de turbine à gaz (transformateur TG) et un transformateur élévateur de turbine à vapeur (transformateur TV). La tension de la puissance fournie provenant du GTG et du GTV sera accrue jusqu'à 220kV par le biais des transformateurs TG et TV. La sortie de ces deux (2) transformateurs est fusionnée et transmise à la sous-station de 220 kV.

Pendant le fonctionnement de l'unité, la source d'alimentation jusqu'à la charge auxiliaire de l'unité sur la bus de l'unité de 6,3kV sera alimentée à partir du GTG par le biais d'un transformateur de l'unité et la sous-station de 220kV via un transformateur auxiliaire. Pendant la mise à l'arrêt et le démarrage de l'unité, la source d'alimentation jusqu'aux charges auxiliaires de l'unité sera alimentée de la sous-station de 202kV par un transformateur de l'unité et un transformateur auxiliaire. Le transformateur de l'unité sera connecté à la bus de l'unité de 6,3kV par le biais du disjoncteur. D'autre part, le transformateur auxiliaire sera connecté à la bus de l'unité de 6,3kV par le biais du disjoncteur. L'électricité sera distribuée jusqu'aux charges auxiliaires à partir des barres omnibus de l'unité de 6,3kV.

Le système auxiliaire et l'équipement associé seront conçus avec la flexibilité et la redondance adéquates pour fournir une source d'électricité fiable pour tous les auxiliaires

qui seront requis pour la nouvelle centrale.

Le GTG sera synchronisé à l'aide d'un disjoncteur du GTG lorsque le GTG aura atteint la vitesse et la tension nominales. Ensuite, le GTV sera synchronisé par un disjoncteur du GTV lorsque le GTV aura atteint la vitesse et la tension nominales. Par ailleurs, comme alternative, il sera possible de synchroniser le GTG et le GTV à un disjoncteur du système d'alimentation électrique de 220kV.

(2) Générateurs

1) Générateurs TG et TV

Un vue d'ensemble des spécifications des générateurs figure ci-dessous.

Tableau 6.3.6.-1 Vue d'ensemble des spécifications des générateurs

Générateur	GTG	GTV
Type	Synchrone triphasé	Synchrone triphasé
Nombre de pôles	2	2
Nombre de phases	3	3
Puissance nette	312 MW	138 MW
Capacité nominale	368 MVA	163 MVA
Fréquence	50 Hz	50 Hz
Vitesse nominale	3.000 tr/min	3.000 tr/min
Tension aux bornes	24,0 kV	17,5 kV
Facteur de puissance	0,85 (retard)	0,85 (retard)
Méthode de refroidissement du rotor	Refroidissement par hydrogène ou eau	Refroidissement par hydrogène, eau ou air
Méthode de refroidissement du stator	Refroidissement par hydrogène ou eau	Refroidissement par hydrogène, eau ou air

Source : Équipe d'étude de la JICA

2) Type de système de refroidissement des générateurs

Le système de refroidissement des générateurs adopté utilisera du gaz hydrogène, de l'eau ou de l'air. Avec les avancées technologiques de ces dernières années en matière de performance de refroidissement et de réduction des pertes par ventilation, un système de refroidissement à air sera adopté dans les générateurs de classe des 300 MVA. Il n'est pas possible de sélectionner des modèles à refroidissement à air pour le GTG en raison de sa capacité restreinte (capacité nominale du GTG : 368MVA > capacité maximum du générateur refroidi à l'air : 300MVA). Un système d'alimentation en hydrogène pour le refroidissement du générateur est nécessaire, et celui-ci sera inclus dans l'étendue des travaux par le Contractant.

Toutefois, il est possible de sélectionner des modèles à refroidissement à air pour le GTV (capacité nominale du GTV : 368MVA < capacité maximum du générateur refroidi à l'air : 300MVA). Le système refroidi à air a progressé par rapport au système refroidi au gaz hydrogène. Et, c'est un système plus simple, facile d'utilisation et d'entretien, permettant des économies de coût.

(3) Méthode d'excitation

1) Système d'excitation

Chaque générateur sera fourni avec un système d'excitation statique à thyristor, ce qui permet de fournir une tension en plafond maximum, positive ou négative, quasiment instantanément dans des conditions de perturbation du système. Le système inclura un

transformateur, une armoire régulateur de tension automatique (AVR), un thyristor, une armoire convertisseur et un disjoncteur de champ. Un transformateur de courant pour le contrôle, la régulation, la protection et le comptage du générateur sera soit fourni dans la traversée de borne du stator du générateur sur les lignes comme sur les côtés neutres, ou hébergé dans la bus isolée phase par phase (IPB).

2) Régulateur de tension automatique

Le fabricant du générateur aura un AVR. L'AVR détecte la tension du générateur et contrôle la puissance réactive pour régler la tension du générateur.

(4) Méthode de démarrage de la TG

La méthode de démarrage de la TG sera sélectionnée à partir de la méthode de démarrage du convertisseur de couple à thyristor ou à moteur.

(5) Transformateurs

1) Transformateur TG

Le transformateur TG devra passer de la tension du GTG (24,0kV) à la tension de la ligne de transmission (220kV).

Le transformateur TG sera doté d'un mécanisme de changement de prise, et d'un transformateur triphasé dans un bain d'huile. Le type de refroidissement sera la circulation naturelle d'huile / circulation forcée d'air (ONAF). La connexion de phase sera de type triangle-étoile (Δ -Y).

2) Transformateur TV

Le transformateur TV devra passer de la tension du GTV (17,5kV) à la tension de la ligne de transmission (220kV).

Le transformateur TV sera doté d'un mécanisme de changement de prise, et d'un transformateur triphasé dans un bain d'huile. Le refroidissement sera de type ONAF. La connexion de phase sera de type Δ -Y.

3) Transformateur de l'unité

Le transformateur de l'unité devra passer de la tension du GTG (24,0kV) à la bus de l'unité (6.3kV).

Le transformateur de l'unité sera doté d'un mécanisme de changement de prise, et d'un transformateur triphasé ou de quatre transformateurs monophasés (un (1) de réserve) dans un bain d'huile. Le type de refroidissement sera la circulation naturelle d'huile / circulation naturelle d'air (ONAN). La connexion de phase sera de type étoile-triangle-triangle avec enroulement stabilisateur (Δ -Y-Y).

4) Transformateur auxiliaire

Le transformateur auxiliaire devra passer de la tension de la ligne de transmission (220kV) à la tension de la barre d'omnibus (6.3kV).

Le transformateur auxiliaire sera doté d'un transformateur triphasé dans un bain d'huile. Le refroidissement sera de type ONAN. La connexion de phase sera de type Δ -Y-Y.

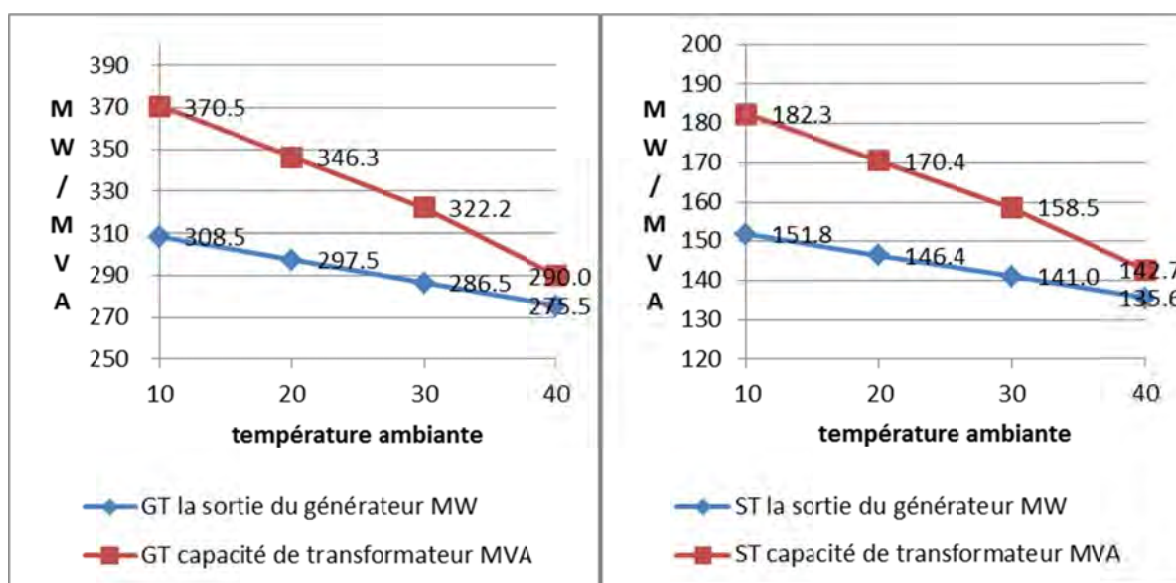
Un vue d'ensemble des spécifications des transformateurs figure ci-dessous.

Tableau 6.3.6.-2 Vue d'ensemble des spécifications des transformateurs

Transformateur		Transformateur TG	Transformateur TV	Transformateur de l'unité	Transformateur auxiliaire
Tension nominale	1er	24,0 kV	17,5 kV	24,0 kV	220,0 kV
	2ème	220,0 kV	220,0 kV	6,3 kV	6,3 kV
Capacité nominale	1er	350 MVA	175 MVA	25 MVA	40 MVA
	2ème	350 MVA	175 MVA	12,5/12,5 MVA	20/20 MVA
Connexion de phase		Δ -Y	Δ -Y	Δ -Y-Y	Δ -Y-Y
Type de refroidissement		ONAF	ONAF	ONAN	ONAN

Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.6-2 sortie du générateur de spectacles et de la capacité de transformation nécessaire.



GT générateur et le transformateur

ST générateur et le transformateur

Figure 6.3.6-2 sortie du générateur et la capacité de transformateur nécessaire

Chaque sortie du générateur dépend de la température ambiante à cause de la caractéristique de PPCC. En outre la capacité du transformateur de charge dépend de la température ambiante étant donné que la température s'élève pour toute charge doit être ajoutée à la température ambiante pour déterminer la température de fonctionnement. Par conséquent, chaque transformateur dépend de la sortie de chaque générateur. Il est nécessaire d'être sur 346,3 MVA pour transformateur GT et 170,4 MVA pour ST transformateur à 20 °C. Comme résultat, la capacité de transformation GT est censé être 350 MVA et la capacité de transformateur ST est censé être de 175 MVA.

(6) Disjoncteur et interrupteur sectionneur (IS) de générateur

Le disjoncteur de TG/TV et l'interrupteur sectionneur de TG/TV seront installés sur le côté primaire des transformateurs TG et TV pour synchronisation.

Le GTG sera synchronisé au système d'alimentation électrique 220kV par le biais du disjoncteur du TG lorsque le GTG aura atteint la vitesse et la tension nominales. Puis, le GTV sera synchronisé au système d'alimentation électrique 220kV par le biais du disjoncteur du TV lorsque le GTV aura atteint la vitesse et la tension nominales. Il est possible de synchroniser le GTG et le GTV à un disjoncteur du système d'alimentation électrique de 220kV, qui est formé d'un double bus (omnibus) et d'un (1) disjoncteur avec un mécanisme de bus de transfert.

(7) Bus isolé phase par phase

La conduite du bus isolé phase par phase (IPB) sera refroidie par une ventilation forcée d'air et amènera la sortie du générateur jusqu'au transformateur élévateur TG/TV avec un disjoncteur TG/TV, des transformateurs de tension, un limiteur de surtension pour le générateur, un transformateur d'unité, un transformateur auxiliaire, et un transformateur d'excitation.

(8) Équipement d'huile d'étanchéité

L'équipement d'huile d'étanchéité est nécessaire si la méthode de refroidissement au gaz hydrogène est adoptée. Le système d'huile d'étanchéité du générateur doit être conçu de manière à minimiser les fuites. Le système sera monoface ou double face suivant la conception standard du fabricant. Il sera composé de pompes à huile d'étanchéité motorisées CA avec une pompe à huile d'étanchéité motorisée CC de réserve d'une capacité à 100%.

(9) Alimentation de l'unité

L'alimentation de l'unité sera configurée à partir du transformateur de l'unité et du transformateur auxiliaire. L'équipement utilisé pour l'exploitation de la centrale électrique sera alimenté par le transformateur de l'unité. L'équipement utilisé pour l'équipement commun (traitement de l'eau, traitement des eaux usées, etc.) sera alimenté par le système du transformateur auxiliaire.

Le Tableau 6.3.6-4 indique la répartition de la consommation électrique pour l'installation.

Tableau 6.4.6-4 Répartition de la consommation électrique pour l'installation

Type	Tension de l'alimentation [V]	Classification des tableaux d'alimentation	Classification de l'usage
CA triphasé	6.300	Commutateur tension intermédiaire de 6,3kV	Charge > 200 kW
	400	Commutateur basse tension 400V	90kW < Charge < 200 kW
		Centre de contrôle des moteurs	3kW < Charge < 90 kW
	200	Centre de contrôle des moteurs	Charge < 3 kW
	100	Centre de contrôle des moteurs	Soupape < 1 kW
CA monophasé	100	Tableau de distribution CA	
CC	220	Centre de commande des moteurs CC Tableau de distribution CC	Charge CC

Source : Équipe d'étude de la JICA

1) Barre omnibus de l'unité de 6,3kV

Le bus de l'unité de 6,3kV fournira la puissance auxiliaire nécessaire pour le fonctionnement de la centrale.

La conception du système d'alimentation électrique de 6,3kW sera basée sur les configurations des quatre (4) bus. Le transformateur de l'unité devra passer de la tension du GTG (24,0kV) au bus de l'unité. Le transformateur auxiliaire devra passer de la tension de la ligne de transmission (220kV) à la tension du bus.

Les bus de l'unité seront connectés par le biais d'un disjoncteur de couplage bus et d'un IS. En principe, le disjoncteur de couplage bus sera ouvert. Les disjoncteurs de couplage bus et l'IS seront fermés en cas d'accidents du transformateur de l'unité ou d'auxiliaire. Dans ce cas, le bus de l'unité évacuera l'énergie électrique jusqu'au bus de l'unité. Par ailleurs, dans le cas d'un déclenchement accidentel à la centrale, le bus de l'unité évacuera l'énergie électrique jusqu'au bus de l'unité.

Le bus de 6,3 kV alimentera le principal équipement auxiliaire et le bus de l'unité de 400V.

2) Bus de l'unité de 400V

Le bus de l'unité de 400V fournira les moteurs moyens et l'énergie auxiliaire pour la commutation.

3) Système d'alimentation électrique de 220V CC

Le système d'alimentation électrique de 220V CC sera doté d'équipement de batterie, et la charge CC sera fournie par la puissance du tableau de distribution CC. La centrale peut être mise à l'arrêt dans des conditions sûres un utilisant l'alimentation CC de la batterie lors d'une panne de courant.

4) Alimentation sans interruption

L'alimentation sans interruption (UPS) devra permettre de fournir en continu du courant CA au bus CA qui joue un rôle essentiel. L'UPS sera fournie avec une source d'alimentation CA et une alimentation 220V CC.

5) Mise à la terre du site

Les recommandations de la norme IEEE-80 seront utilisées pour déterminer les exigences du système de mise à la terre pour cette centrale. La grille de mise à la terre tout entière utilisera exclusivement des conducteurs en cuivre avec des connexions exothermiques pour les liaisons de terre.

(10) Protection du circuit principal de générateur

La protection typique pour GTG, GTV, et les transformateurs TG et TV est indiqué au tableau suivant.

Table 6.3.6-5 Protection du circuit principal de générateur

Nom	Facteur
Différentiel GTG	87 G_{TG}
Différentiel Transformateur TG	87 T_{TG}
Différentiel GTV	87 G_{TV}
Différentiel Transformateur TV	87 T_{TV}
Déséquilibre courant	46

Nom	Facteur
Perte d'excitation	40
Retour de puissance	67
Détection des défauts à la terre du stator	51 GN
Surexcitation du générateur	24
Surtension du générateur	59
Sous-tension du générateur	27G
Surfréquence / sous-fréquence du générateur	81

Source : Équipe d'étude de la JICA

Les générateurs et transformateurs seront protégés par 87G et 87T. En tant que protection de réserve pour les générateurs, un relais de protection de terre restreinte ainsi qu'un relais de faute à la terre de type voltage ont également été proposés.

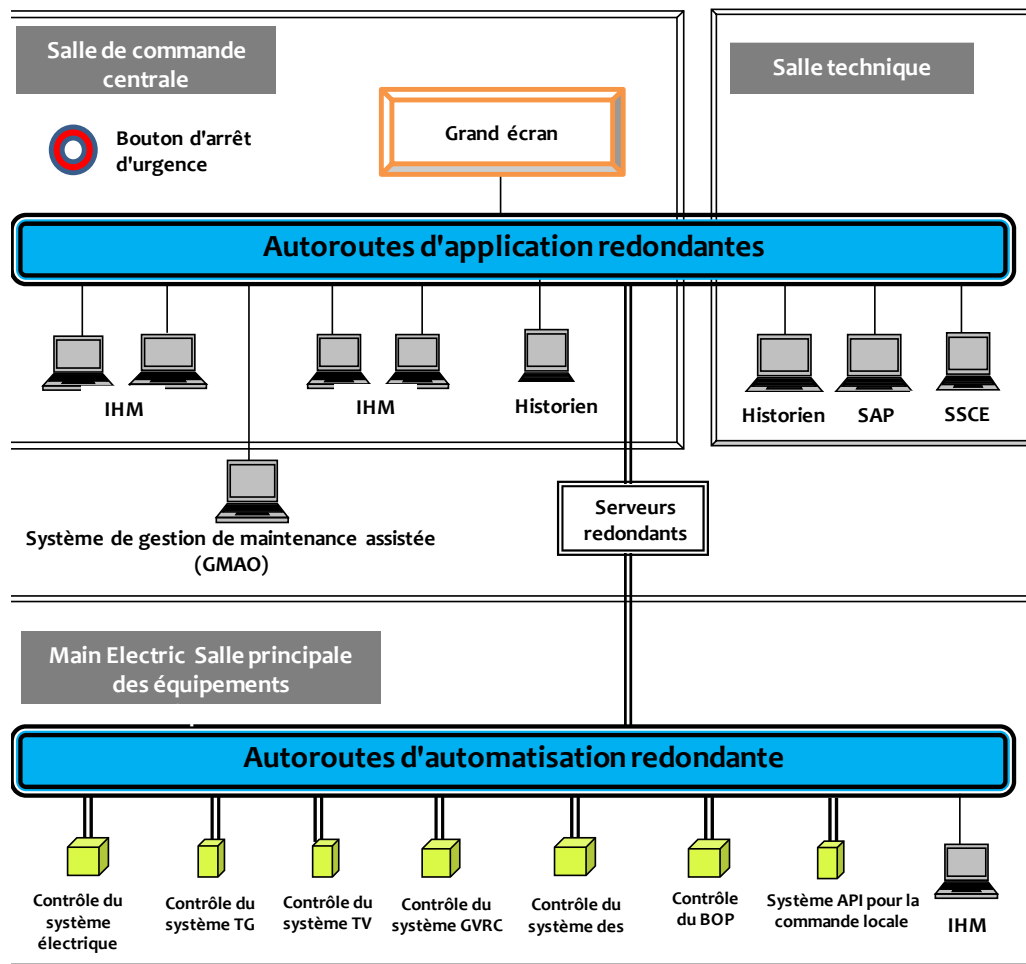
6.3.7 Équipement C&I

(1) Philosophie de contrôle

Le système de contrôle surveillera l'état de l'équipement et les variables de processus associées avec la CCPP pour assurer la sécurité et l'efficacité de l'exploitation avec les spécifications et exigences de performance applicables. Toutes les fonctions de contrôle et de monitoring nécessaires pour le démarrage, l'exploitation normale et la mise à l'arrêt de la CCPP seront prévues dans la salle de commande centrale. Une équipe sera normalement présente dans la salle de commande centrale.

(2) Configuration du système de contrôle et de monitoring

La Figure 6.3.7-1 présente la configuration pour le contrôle de la CCPP.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.3.7.-1 Configuration pour le contrôle de la CCPP

La conception de tous les systèmes d'instrumentation et de contrôle fournira la sécurité maximum pour personnel et de l'équipement de la centrale, tout en permettant d'assurer de manière sûre et efficace l'exploitation de la nouvelle centrale dans toutes les conditions.

Un poste opérateur avec un système de contrôle distribué (DCS) à interface homme-machine (IHM) et à microprocesseur, y compris des contrôleurs redondants utilisant une autoroute de communication redondante à l'échelle de la centrale, sera fourni pour permettre aux opérateurs de contrôler la CCPP et de recevoir les informations de monitoring et d'alarme.

- La section de calcul / traitement et d'alimentation électrique sera duplex, et l'entrée et sortie du DCS seront simples.
- L'alimentation électrique sera duplex en CA comme en CC (méthode aboutée).
- L'exploitation pendant les heures normales se fera en utilisant une souris tout en confirmant l'écran à affichage à cristaux liquides (LCD).

Le système d'exploitation et de monitoring de la station de production électrique est configuré par le DCS, le système de gestion de l'information, le système de maintenance et

de réparation, le système du réseau et l'équipement connexe. Le DCS est composé du système d'exploitation LCD, le système de contrôle de turbine, le système d'assemblage des données, le système de contrôle de séquence, le système d'I/O de processus et l'équipement périphérique. Chaque système indépendant est en interface avec le DCS.

(3) Fonctions de contrôle

La conception du système de contrôle pour la nouvelle centrale utilisera un DCS de technologie récente avec un système d'enregistrement chronologique des données en association avec les commandes exclusives fournies avec la turbine à gaz / générateur, la turbine à vapeur / générateur, le GVRC et tous les équipements auxiliaires électriques et mécaniques (Balance of Plant : BOP), le système de compresseur de gaz, etc.

Le pupitre de l'opération de la centrale installé dans la salle de commande centrale sera utilisé pour l'interface primaire de l'opérateur et contiendra un écran LCD connecté à un clavier et une souris. La salle de commande centrale sera équipée d'une salle d'opérateur posté, de vestiaires, d'un espace toilette et douche, etc. afin de créer un meilleur milieu de travail pour les opérateurs.

Le système de contrôle de la turbine à gaz, le système de contrôle de la turbine à vapeur, le système de contrôle du GVRC et du BOP seront reliés au DCS avec des réseaux de communication redondants et des signaux câblés pour les signaux de contrôle critiques. Les autres signaux de contrôle et de monitoring pour le système de contrôle du compresseur de gaz, le système de contrôle d'alimentation des sources de chaleur, etc., seront connectés, directement ou en passant l'I/O à distance dans les armoires d'I/O du DCS.

Les graphiques de l'écran LCD permettront à l'opérateur le contrôle, le monitoring, l'enregistrement/la tendance constatée, et les alarmes de l'équipement et des conditions de la procédure. Les détecteurs / instruments pour la protection / le contrôle de la turbine à gaz, la turbine à vapeur et le GVRC auront une configuration redondante / triple afin d'assurer la fiabilité de la nouvelle centrale.

Le système de contrôle sera conçu pour exploiter et contrôler la nouvelle centrale de façon entièrement automatique, et il fournira aux opérateurs des informations sur les conditions de la nouvelle centrale ainsi que des consignes sur l'exploitation et le diagnostic de panne pendant le démarrage, le fonctionnement en état stable et la mise à l'arrêt. La configuration de la logique de contrôle et de l'affichage de schémas du système de contrôle sera conçue de manière à permettre aux ingénieurs en charge de la maintenance de les modifier et de les changer facilement et adéquatement.

Le DCS sera doté des fonctions suivantes.

1) Système de contrôle de l'exploitation automatique des turbines

- Exploitation, contrôle et protection de la turbine à gaz, y compris les appareils de supervision de la turbine à gaz.
- Contrôle et protection de la turbine à vapeur, y compris les appareils de supervision de la turbine
- Contrôle et protection du GVRC
- Systèmes de protection, d'excitation, de régulation de tension et de synchronisation du générateur
- Contrôle et protection de l'équipement électrique, y compris les appareils de supervision
- Équipements auxiliaires électriques et mécaniques (Balance of Plant : BOP)

- 2) Équipement de collecte des données
 - Examen, analyse et alerte
 - Calcul des processus (y compris le calcul de performance)
 - Fonction d'enregistrement de données et d'affichage de données

- 3) Équipement commun dans la fonction du DCS
 - Système de précompression de gaz (si nécessaire)
 - Système de traitement des eaux
 - Système de traitement des eaux usées
 - Système de la sous-station, etc.

- 4) Fonction de maintenance

Des outils de maintenance (station de travail d'ingénierie) pour la maintenance du DCS seront installés. Ils auront les fonctions suivantes.

 - Fonction de paramétrage / de modification du système de contrôle
 - Fonction de paramétrage / de modification des diagrammes des systèmes

Ces systèmes font l'objet d'un monitoring et d'un contrôle indépendants. Dans l'éventualité d'une défaillance de ces dispositifs, l'impact sur la centrale électrique sera considérable. Pour cette raison, le système de calcul, le système d'alimentation électrique, etc. sont multiplexes afin de contribuer à la fiabilité de l'exploitation du système.

L'opérateur peut sélectionner le mode correspondant à la condition de la centrale. Les modes de commande typiques sont indiqués dans le tableau suivant.

Tableau 6.3.7-1 Modes de commande assuré par le DCS

Mode de commande	Événement
Mécanisme automatique	En mode «Mécanisme automatique», le démarrage ou la mise à l'arrêt se fait en appuyant sur un bouton poussoir. La séquence mère principale est connectée à chaque séquence mère et état de fonctionnement sur le côté de l'unité, par exemple le pré-démarrage de la chaudière au démarrage du système d'absorption, et le démarrage réalisé du système d'absorption au démarrage du système relatif au calcaire. Ainsi, le démarrage est automatiquement réalisé de la préparation de la chaudière à la pleine charge en exploitation normale par le biais du processus de démarrage de la CCPP.
Mécanisme semi-automatique	En mode «Mécanisme semi-automatique», le démarrage ou la mise à l'arrêt se fait étape par étape. L'opérateur peut effectuer le processus de démarrage et de mise à l'arrêt pour reconnaître la réalisation de chaque point optimal par la séquence mère.
Manuel	En mode «Manuel», le démarrage ou la mise à l'arrêt se fait manuellement.

Source : Équipe d'étude de la JICA

- (4) Appareils de monitoring

Les appareils de monitoring pour la CCPP, tels que les transmetteurs / commutateurs / instruments de pression / niveau / débit / température, les analyseurs de gaz de carneau, le détecteur de vibration, etc. seront fournis pour surveiller l'état de l'équipement et les

variables de processus associées à la CCPP pour assurer un fonctionnement sûr et efficace et les exigences de puissance.

Toutes les unités sont établies conformément au système international d'unités (SI)

Les principaux appareils de surveillance sont les suivants :

- Mesures de la pression / pression différentielle ;
- Mesures indiquant le niveau ;
- Mesures de l'écoulement ;
- Mesures de la température ;
- Mesures de la densité ;
- Mesures chimiques (pH, conductivité, etc.) ;
- Mesures de la vibration ;
- Indicateur de position des registres / soupapes ; et
- système de surveillance continue des émissions (SSCE)

Tous les appareils installés à l'extérieur seront d'une conception leur permettant de résister aux températures ambiantes à l'extérieur. Des systèmes adéquats contre le gel devront être installés pour protéger les câbles d'appareils contre le gel.

(5) Alimentation électrique des équipements C&I

L'alimentation électrique des équipements C&I se fera à partir des tableaux de distribution suivants :

- Alimentation réseau 3 x 400/ 200V, 50Hz
- CA sécurisé 200V, 50Hz
- Batterie CC 220V

Le système d'alimentation CC pour la CCPP ne devra pas compter sur les unités existantes et devra être indépendant.

L'autre équipement I&C sera alimenté comme suit ;

- 24VCC redondant
- 48VCC redondant (si nécessaire)

(6) Système de télécommunication

La télécommunication sera incluse dans les systèmes suivants :

- Systèmes CCTV par caméra IP, serveur vidéo et réseau IP
- Système téléphonique IP
- Système de l'horloge mère
- Système d'alimentation sans interruption (UPS)

6.3.8 Installations de génie civil et d'architecture

Le tableau suivant énumère les constructions et bâtiments prévus à Radès C :

Tableau 6.3.8-1 Liste des constructions et bâtiments prévus à Radès C

N°	Noms des bâtiments et constructions
1	Le bâtiment principal comprend :
2	- salle de l'unité de la turbine à gaz

N°	Noms des bâtiments et constructions
3	- salle de la turbine à vapeur
4	- insertion pour le panneau de commande général (GCP) et les dispositifs électriques
5	- construction électrique et la pile des appareils électriques
6	- zone pour la chaudière à vapeur - cheminée - parc de stockage du traitement chimique des eaux
7	- réservoir de carburant diesel
8	- salle de chaudière
9	Installation ouverte de transformateurs avec relaminage
10	- collecteur d'huile (en sous-sol) pour la collecte de pertes d'huile accidentelles en provenance des transformateurs.
11	- Réservoir ayant une capacité de décharge accidentelle de turbine à huile
12	ODU (unité de distribution ouverte)-220kV
13	Jeu de barres blindées
14	HT (haute tension)-220kV à partir de CCGT à jeu de barres blindées avec installation pour commutation de gaz dans la cellule d'ODU existante
16	Galleries et chemins de câbles
17	Conteneurs électriques
18	Unité de séparation et de pompage de gaz (GSPU) avec armature
19	Installation de traitement du gaz (GPF)
20	Système des conduites de gaz de purge de CCGT et GSPU
21	Salle des compresseurs pour l'air comprimé avec des récepteurs
Fourniture technique au site	
22	Station de pompage d'eau de circulation - partie au-dessus du sol - partie en sous-sol
23	Lignes de circulation d'eau
24	Installation de pompage pour l'évacuation et le drainage du bâtiment principal - partie au-dessus du sol - partie en sous-sol

N°	Noms des bâtiments et constructions
25	Drainage circulaire du bâtiment principal
26	Passage d'eau sous pression du drainage du bâtiment principal
27	Pompe d'incendie local
28	Bat technique et administrative

Source : Équipe d'étude de la JICA

6.4 Programme des travaux de construction

Le plan des travaux de construction est établi à partir des résultats de l'enquête de l'état des lieux sur le chantier de la centrale, ses environs, et à partir de l'étude de conception pour les installations de la centrale du projet.

Le calendrier des travaux de construction est établi à partir de l'examen et l'analyse des résultats de l'enquête, et représenté ci-après à l'aide d'un chronogramme sur une base mensuelle, conformément au format de la JICA. Les étapes clés des éléments essentiels de l'exécution du projet sont indiquées dans le calendrier de construction. L'adéquation et la pertinence du calendrier de construction ont été évaluées en considération de l'échéancier de la mise en route.

La mise en route est prévue en mars 2017 pour le système de la turbine à gaz et en avril 2018 pour le cycle combiné, respectivement.

6.4.1 Programme de fourniture des équipements et matériels

6.4.1.1 Fourniture des équipements et matériels

Les équipements et matériels seront acquis en Tunisie, au Japon, et dans des pays tiers.

Tandis que l'équipement principal sera amené de l'étranger, certains équipements peuvent être obtenus en Tunisie.

Les travaux de génie civil et d'architecture seront exécutés par des contractants nationaux.

Table 6.4.1.1-1 Programme de fourniture

Catégories	Rubrique	Pays fournisseur		
		Tunisie	Pays tiers	Japon
Équipement	1. Turbine à gaz		○	○
	2. Générateur de vapeur à récupération de chaleur		○	○
	3. Turbine à vapeur		○	○
	4. Système d'alimentation en combustible	○	○	○
	5. Système de collecte des eaux usées	○	○	○
	6. Système de lutte contre	○	○	○

	l'incendie			
	7. Système électrique	○	○	○
	8. Système de protection et de contrôle		○	○
	9. Sous-station	○	○	○
	10. Ligne de transmission	○	○	○
	11. Système de dessalement de l'eau	△	○	○
	12. Accessoires	○	○	○
Travaux de génie civil et d'architecture		○		

Source : Équipe d'étude de la JICA

Remarque : ○ Disponible, △ Partiellement disponible

Table 6.4.1.1-2 Matériel disponible en Tunisie

Rubrique	Matériel disponible en Tunisie
Système d'alimentation en combustible	Plaques en acier, soupapes, etc. pour la construction du réservoir de carburant
Système de collecte des eaux usées	Plaques en acier, soupapes, etc. pour la construction du réservoir de traitement des eaux usées, et des produits chimiques pour l'exploitation.
Système de lutte contre l'incendie	Extincteurs, flexibles, etc.
Système électrique	Câbles, transformateurs, tableaux électriques, armoire, systèmes de batterie, etc.

Source : Équipe d'étude de la JICA

6.4.1.2 Matériel et matériaux pour les travaux de génie civil et d'architecture

Le matériel et matériaux principaux tels que ciment, les barres d'armature, les poutres en H, les agrégats, les tuyaux en béton armé et les tuyaux renforcés à la fibre de verre (GRP) pour le projet sont produits en Tunisie, et des matériaux comme le bitume peuvent être acheté sur le marché tunisien.

Table 6.4.1.2-1 Achats des principaux matériaux pour les travaux de génie civil / d'architecture

Rubrique	Description	Plan de fourniture		
		Tunisie	Pays tiers	Japon (référence)
Bitumineux		○		
Ciment		○		
Sable		○		
Agrégats		○		
Barres d'armature		○		
Poutres en H		○		
Buse en béton armé & GRP		○		

Source : Équipe d'étude de la JICA

6.4.1.3 Équipement pour l'érection de l'équipement lourd et les travaux de génie civil et d'architecture

Les grues et autres engins pour l'érection de l'équipement lourd avec une capacité de suspension et/ou de levage suffisante font partie du parc des engins des contractants en Tunisie. Ces contractants ont une solide expérience dans l'exécution de l'érection d'équipement lourd dans le cadre de projets similaires qui ont été réalisés par le passé en Tunisie.

L'équipement de construction commun pour les travaux de génie civil / d'architecture est disponible en Tunisie. Du béton prêt à l'emploi et du béton d'asphalte sont en vente sur le marché tunisien.

Tableau 6.4.1.3-1 Fourniture de l'équipement principal

Rubrique	Description	Plan de fourniture		
		Tunisie	Pays tiers	Japon (référence)
Engin de battage	Pieux en béton armé, L = 20-25 m	○		
Machines pour conduite de poussée	Galerie d'amenée, D = 2 m	○		
Bulldozers	15 - 20 tonnes	○		
Rétrocaveuses	0,8 m ³	○		
Camions bennes	10 tonnes	○		
Camions	10 tonnes	○		
Grues	10 - 100 tonnes	○		
Grues pour le montage d'équipement lourd	400 - 600 tonnes	○		

Source : Équipe d'étude de la JICA

6.4.2 Programme de transport de matériel / d'équipement

Pour l'équipement lourd principal, les procédures de dédouanement et le déchargement des navires dans le port de Radès ont fait l'objet de recherches, et le transport terrestre a également été examiné et évalué. Pour ce qui est du plan de transport de l'équipement général, l'expérience relative au transport dans le cadre de projets de centrale électrique d'envergure similaire dans le passé a été revue. Il en a été conclu que les routes d'accès du port jusqu'au chantier sont d'une largeur suffisante pour l'équipement lourd. Il n'y a aucun obstacle pour le transport le long du trajet.

Le site de la centrale est situé dans la zone industrielle de la ville de Radès dans le gouvernorat de Ben Arous. Pour le transport du matériel et des matériaux courants, l'entrée de l'autoroute

Tunis - Sousse - Sfax est située à proximité du site. En outre le port de Radès - La Goulette est adjacent au site. Par conséquent, le site est bien situé du point de vue du transport du matériel et de l'équipement.

Il y a des entreprises de transport en Tunisie qui possèdent des grues et des transporteurs pour l'équipement lourd d'un poids jusqu'à 150 tonnes. Elles ont de l'expérience en transport d'équipement lourd pour des projets similaires dans le passé.

Pour l'équipement lourd d'un poids supérieur à 150 tonnes, des transporteurs peuvent être organisés de l'étranger.

Les conditions actuelles relatives au transport de l'équipement lourd sont les suivantes.

Port :

Le port de Tunis est divisé en deux ports. Le port de La Goulette et le port de Radès.

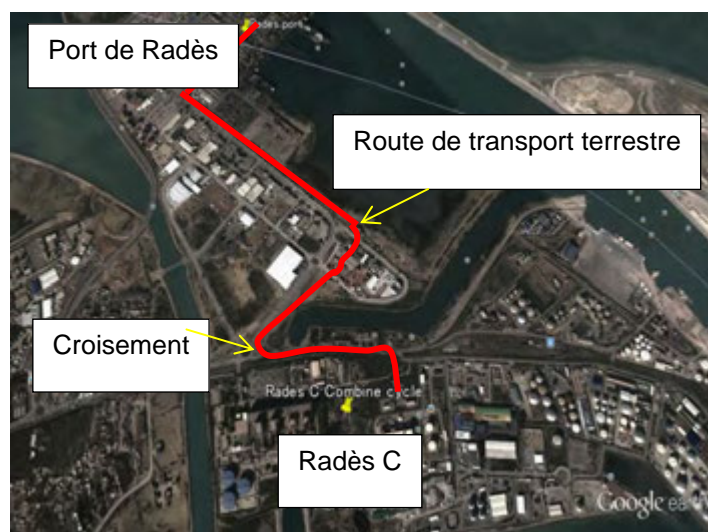
Le port de Radès est plus pratique pour le transport jusqu'à Radès C.



Route de transport :

Le trajet de transport terrestre est indiqué par la ligne rouge. Le trajet en question est d'environ 2 km. La route a une largeur de 16m du port jusqu'au croisement, puis de 7 m jusqu'à l'entrée prévue pour l'équipement lourd sur le site.

La distance entre les lampadaires et les poteaux électriques est de 14m. Il n'y a pas d'infrastructures de services qui font obstacle au transport au-dessus de la route. Il y a également une voie ferrée le



long de la route.

Une route d'accès temporaire sera construite pour relier la route à l'entrée prévue pour les livraisons sur le site. Celle-ci traversera la voie de chemin de fer. Étant donné que l'élévation de la voie ferrée est presque la même que celle de la route, le croisement des deux peut être construit à niveau. Pour la construction de l'entrée pour les livraisons sur le site, le mur existant le long de la voie ferroviaire sera partiellement démolli.

État de la route :



Une route de 16m de large à quatre (4) voies relie le port de Radès au croisement.



Une route de 7m de large à deux (2) voies relie le croisement à l'entrée prévue pour les livraisons sur le site. La distance entre les lampadaires et les poteaux électriques est de 14m.



L'élévation de la voie ferrée est presque la même que celle de la route. Il y a un mur qui longe la voie de chemin de fer.



Il y a un petit canal de drainage de 1m de large et 0,7m de profondeur le long de la route.

6.4.3 État actuel du site

Quelques bâtiments en ruine qui servaient de bureau au contractant de Radès A et B demeurent sur le site. Par ailleurs, plusieurs pieux en béton armé et des assises en béton de pieux en béton

armé ont été laissés sur le site. Ces structures seront démolies et éliminées à la décharge de Borj Chabki située à 15 km du site de Radès C. En outre, de nombreux supports en acier du bâtiment des centrales de Radès A et B ont été placés sur le sol du site de Radès C. Ceux-ci seront transférés vers d'autres endroits que Radès C avant le démarrage du projet.

6.4.3.1 Bacs d'emprunt et zone de déversement

Deux bacs d'emprunt sont disponibles à proximité du site de Radès C. Un est situé à Khlidia, et un autre se trouve à Borj Hafaiedh.

Il y a également une zone de déversement disponible à Borj Chakir dans la périphérie de Sidi Hsine.

- Bacs d'emprunt

1. Khlidia
2. Borj Hafaiedh

Distance directe :

De Radès C à Khlidia : 17 km

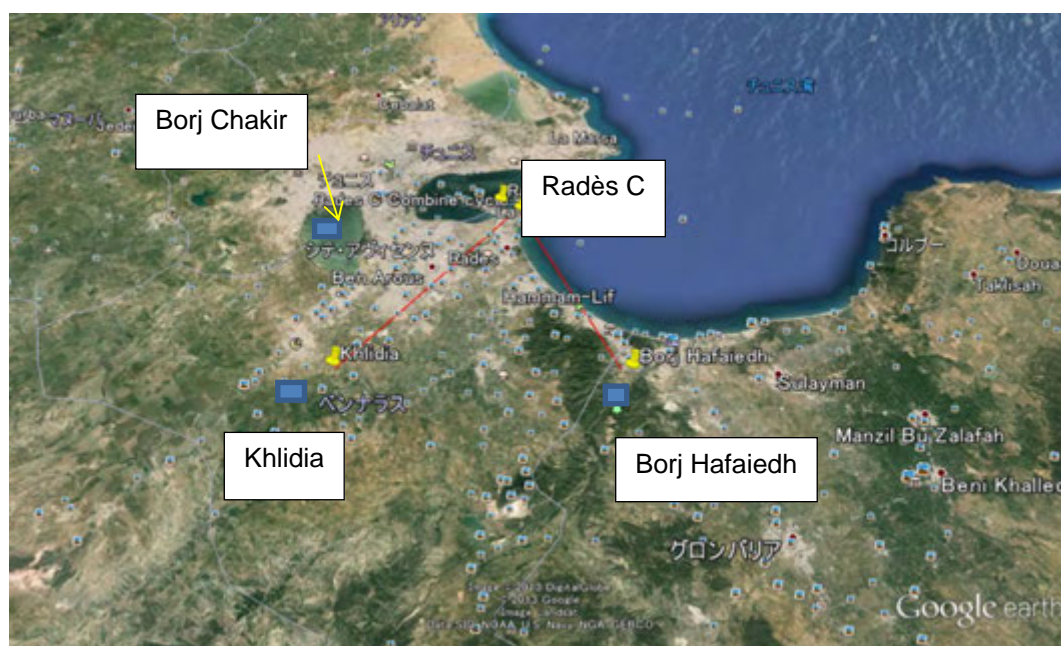
De Radès C à Borj Hafaiedh : 15 km

- Zone de déversement

Borj Chakir (périphérie de Sidi Hsine)

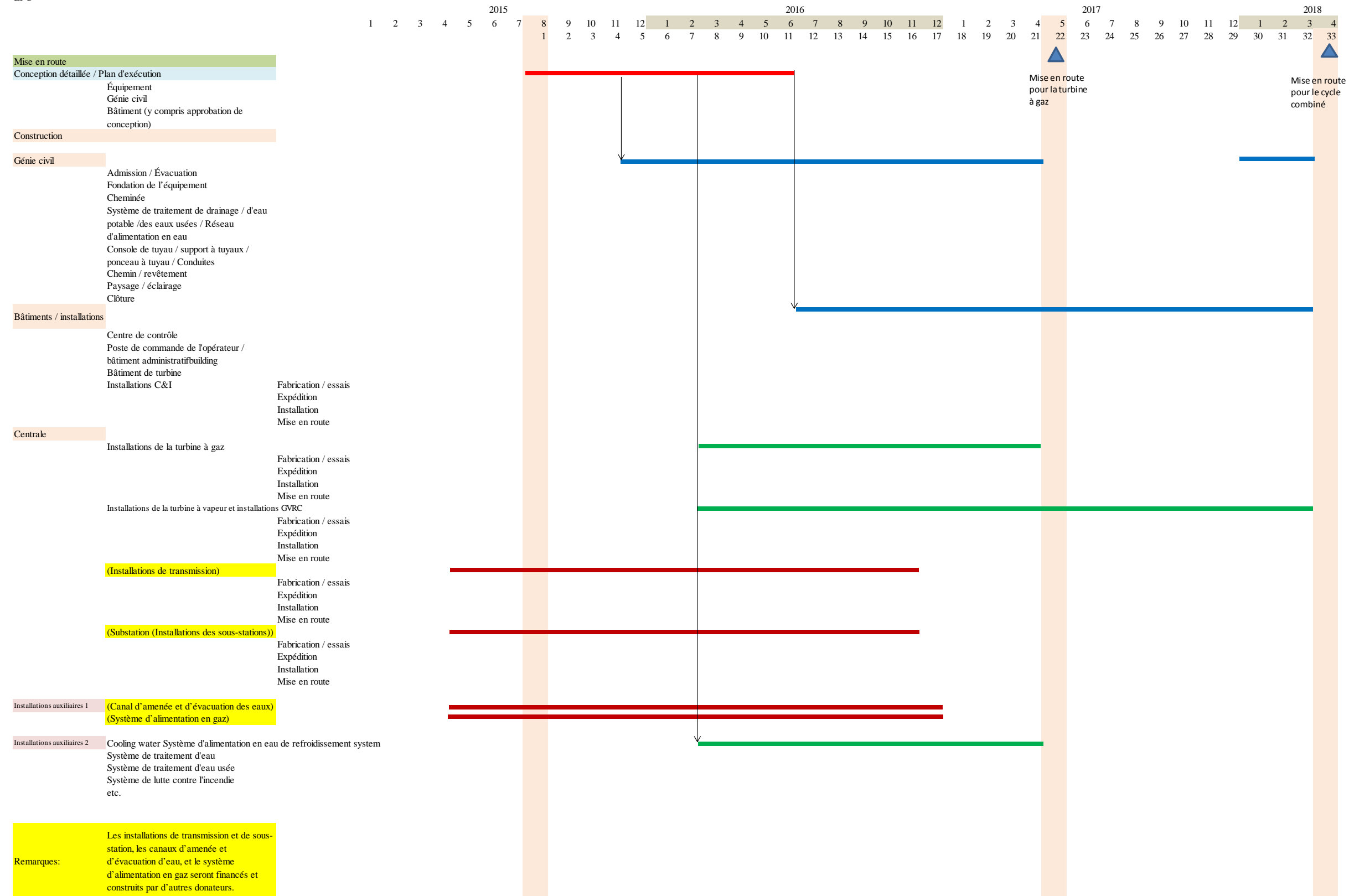
Distance directe :

De Radès C à Borj Chakir : 15 km



6.4.4 Calendrier des travaux de construction

Calendrier de construction IAC de Radès C
EPC



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 6.4.4-1 Calendrier des travaux de construction

Chapitre 7 Analyse du système et plan de raccordement au réseau

7.1 Analyse du système

7.1.1 Objectif

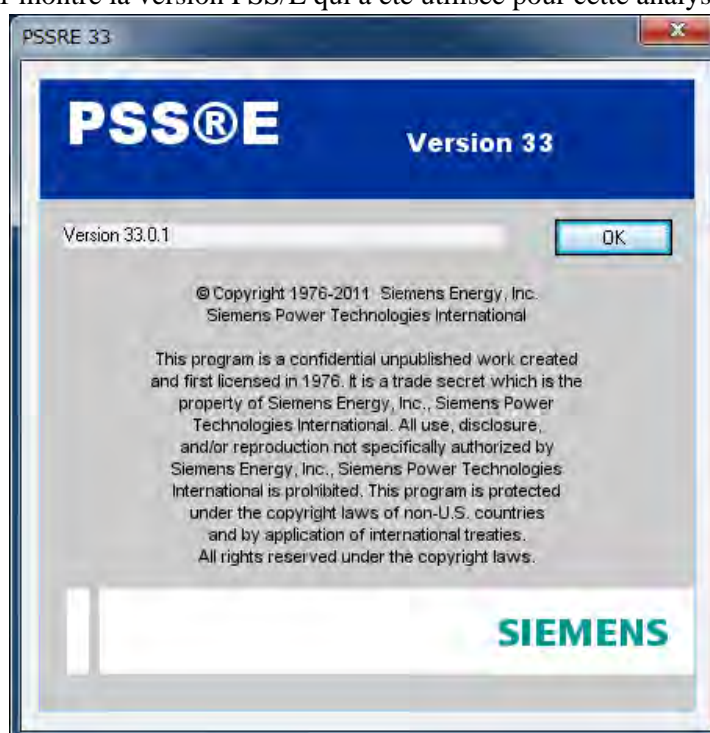
La présente analyse a pour objectif de vérifier l'impact attendu sur le système électrique si la centrale CCPP Radès C est installée. L'Équipe d'étude procédera aux trois types d'analyse indiqués ci-après.

- Analyse du flux de puissance
Pour vérifier si la tension de fonctionnement n'est pas supérieure à la valeur critère.
Pour vérifier s'il n'y a pas d'équipement en surcharge
- Analyse du courant de défaut
Pour vérifier que le courant de défaut ne dépasse pas la valeur critère.
- Analyse de stabilité dynamique
Pour vérifier la stabilité du système même si un défaut se produit à proximité de la centrale CCPP Radès C.

7.1.2 Prémisse

L'Équipe d'étude a effectué l'analyse à l'aide des données PSS/E fournies par la STEG. Ces données PSS/E contiennent un système Haute tension (HT) (incluant les systèmes 400 kV, 225 kV, 150 kV et 90 kV) de l'ensemble du système d'alimentation électrique de la Tunisie. Les données utilisées correspondent au pic de demande en 2017. La puissance de la centrale CCPP Radès C a été fixée à 450 MW.

La Figure 7.1.2-1 montre la version PSS/E qui a été utilisée pour cette analyse.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.1.2-1 PSS/E (version 33)

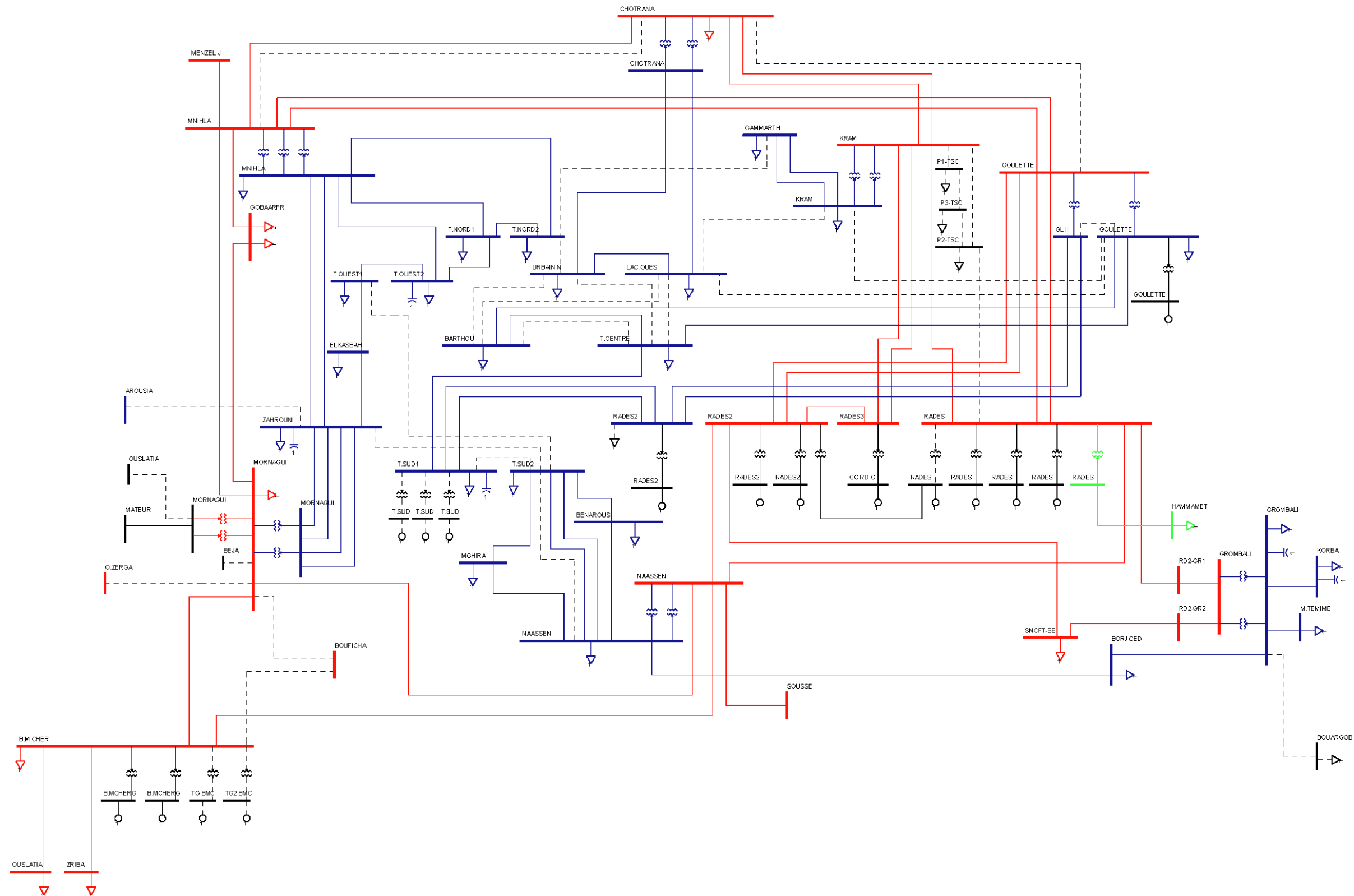
Le Tableau 7.1.2-1 montre la puissance des générateurs qui ont été utilisés dans les données PSS/E.

Tableau 7.1.2-1 Puissance des générateurs

Nom	Tension nominale (kV)	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)	Capacité nominale (MVA)
Bouchemma #1	11,0	100,0	42,3	150,0
Rades A TPP #1	15,5	160,0	29,2	205,0
Rades A TPP #2	15,5	160,0	29,2	205,0
Rades B TPP #1	15,5	170,0	32,4	218,0
Rades B TPP #2	15,5	170,0	32,4	218,0
Sousse A TPP #1	15,5	135,0	46,3	187,5
Sousse A TPP #2	15,5	135,0	46,3	187,5
Sousse B CCPP #1	15,5	100,0	34,7	147,5
Sousse B CCPP #2	15,5	100,0	34,7	147,5
Sousse B CCPP #3	15,5	110,0	40,5	151,4
Bir M'cherga #1	15,5	105,0	57,7	150,0
Bir M'cherga #2	15,5	105,0	57,7	150,0
Goulette	14,0	120,0	22,7	149,2
Feriana #1	14,0	100,0	52,1	137,5
Rades II CCPP #1	15,5	115,5	22,7	150,0
Rades II CCPP #2	15,5	115,5	22,7	150,0
Rades II CCPP #3	15,5	240,0	45,4	300,0
Thyna #1	14,0	100,0	16,1	149,2
Ghannouch CCPP #1	12,5	23,0	10,0	32,0
Ghannouch CCPP #2	12,5	23,0	10,0	32,0
Ghannouch CCPP #3	15,5	383,7	157,1	500,0
Thyna #1	14,0	100,0	16,1	149,2
Sousse C CCPP	15,5	390,0	144,8	500,0
Sousse D CCPP	15,5	390,0	144,8	500,0
Feriana #1	14,0	100,0	52,1	137,5
Rades C CCPP	15,5	450,0	64,9	500,0
Total	-	4200,7	1264,9	-

Source: STEG

- Analyse du flux de puissance
La Figure 7.1.2-2 montre le schéma de système de Tunis et de ses banlieues qui a été utilisé pour l'analyse.



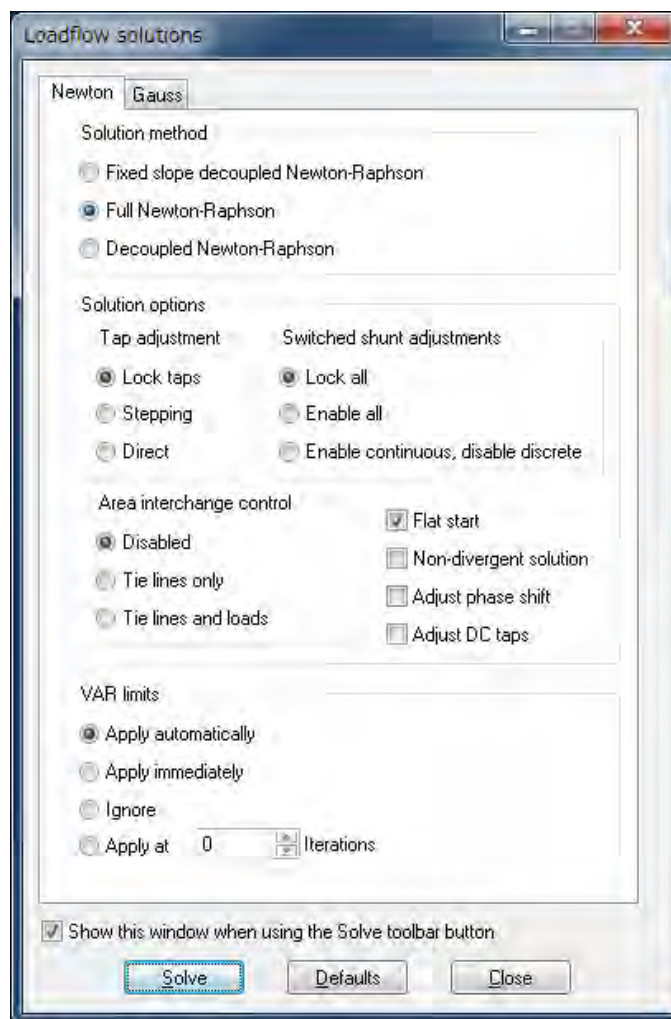
Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.1.2-2 Schéma de système de Tunis et de ses banlieues

Les critères de planification dans des conditions normales ont été les suivants :
Tension de nœud HT : + ou – 7% de la tension nominale
Surcharge HT: 100% de la capacité nominale
Les puissances réactives du groupe de production sont dans une plage admissible.

Les critères de planification dans des conditions N-1 ont été les suivants :
Tension de nœud HT : + ou – 10% de la tension nominale
Surcharge HT: 120% de la capacité nominale
Les puissances réactives du groupe de production sont dans une plage admissible.

La Figure 7.1.2-3 montre l'option PSS/E qui a été utilisée dans l'analyse du flux de puissance.



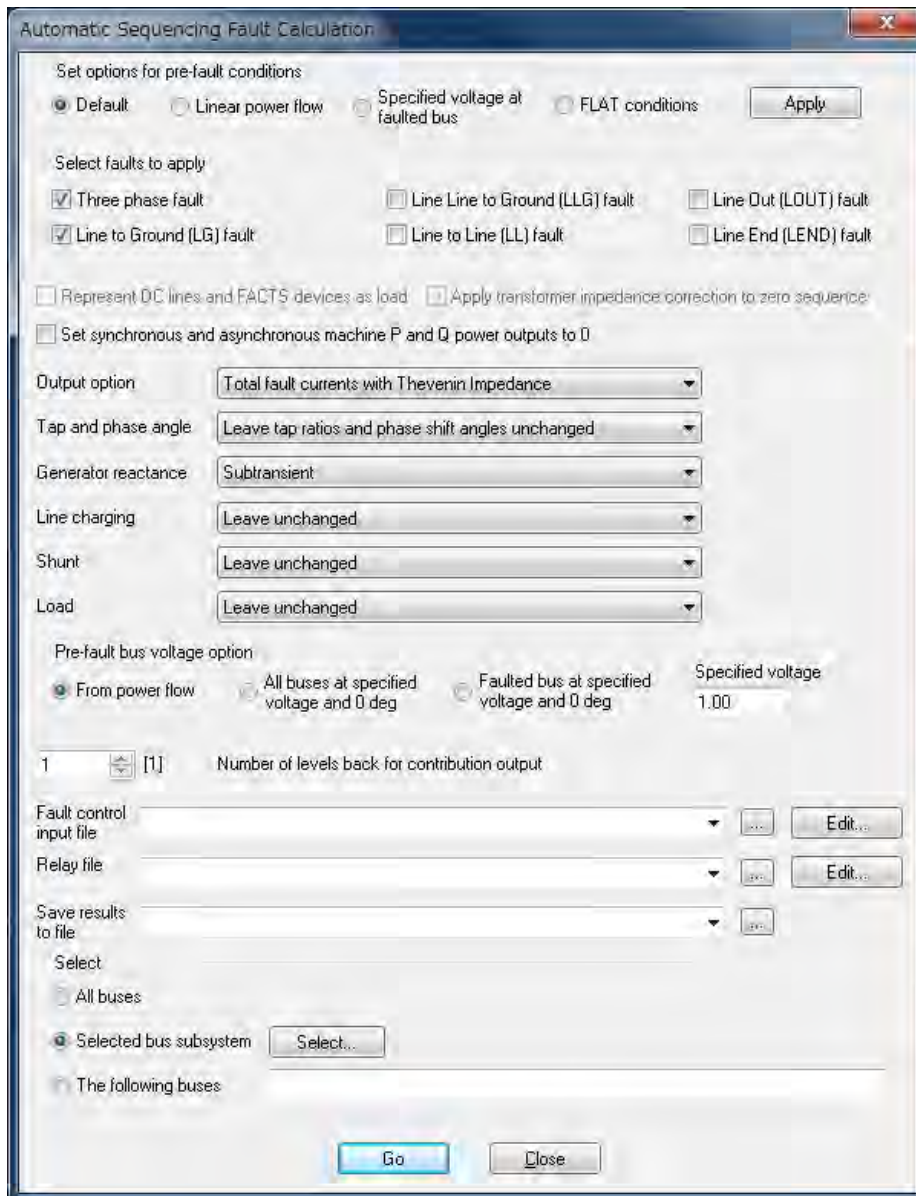
Source : Équipe d'étude de la JICA
Figure 7.1.2-3 Option d'analyse de flux de puissance

- Analyse du courant de défaut
Les critères de planification pour un courant de court-circuit en HT ont été les suivants :

225 kV : 31,5 kA
150 kV : 25,0 kA
90 kV : 25,0 kA

L'analyse du courant de défaut a été effectuée dans des conditions de défaut triphasé et ligne-terre.

La Figure 7.1.2-4 montre l'option PSS/E qui a été utilisée pour l'analyse du courant de défaut.



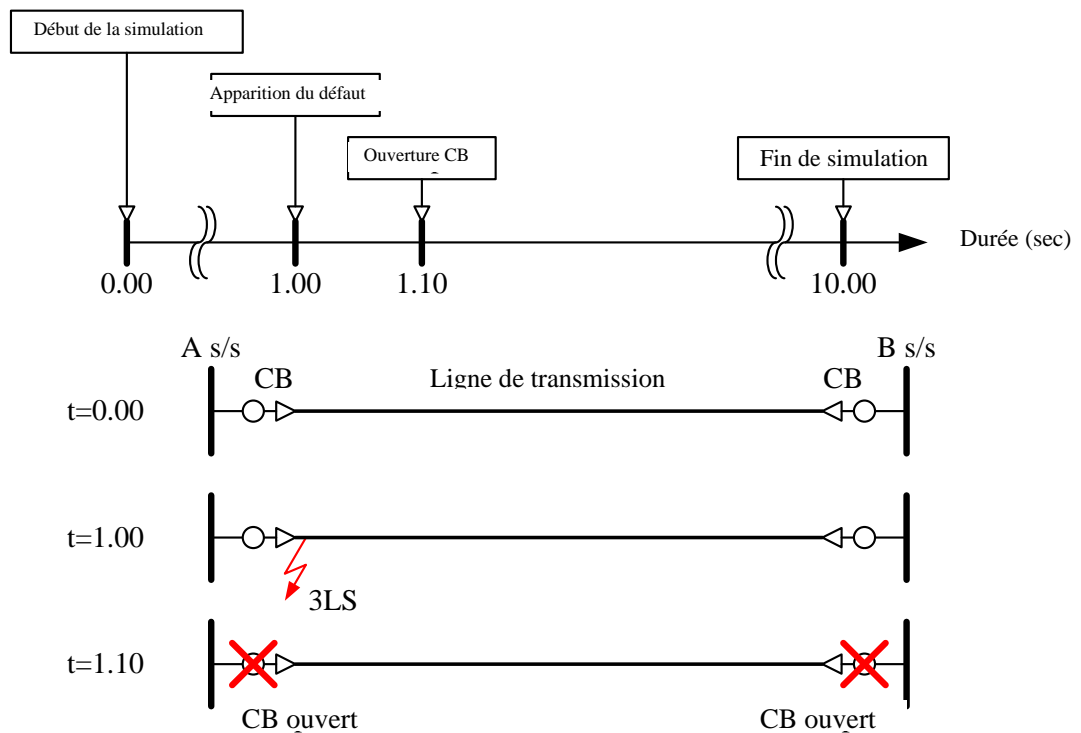
Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.1.2-4 Option d'analyse du courant de défaut

➤ Analyse de stabilité dynamique

La condition de défaut a été fixée pour un défaut triphasé sur une ligne de transmission de 225 kV à proximité de la centrale CCPP Radès C sans utiliser de

système de réenclenchement. La Figure 7.1.2-5 montre les événements de défaut qui ont été utilisés dans l'analyse de stabilité dynamique.

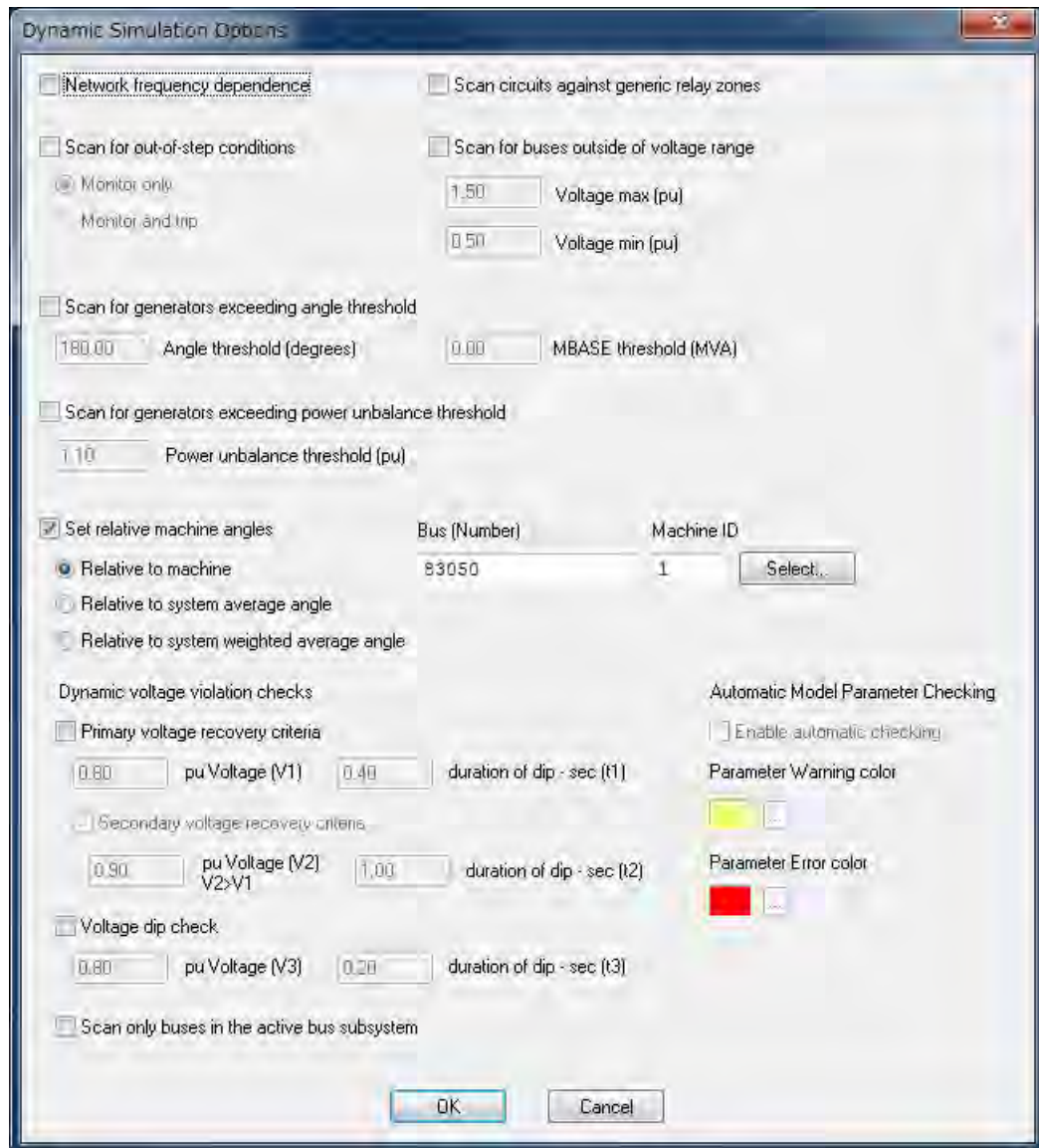


Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.1.2-5 Événements de défaut

Les conditions de défaut ont été fixées pour un défaut triphasé. La durée du défaut a été fixée à 100 mSec.

La Figure 7.1.2-6 montre l'option PSS/E qui a été utilisée pour l'analyse de stabilité dynamique.

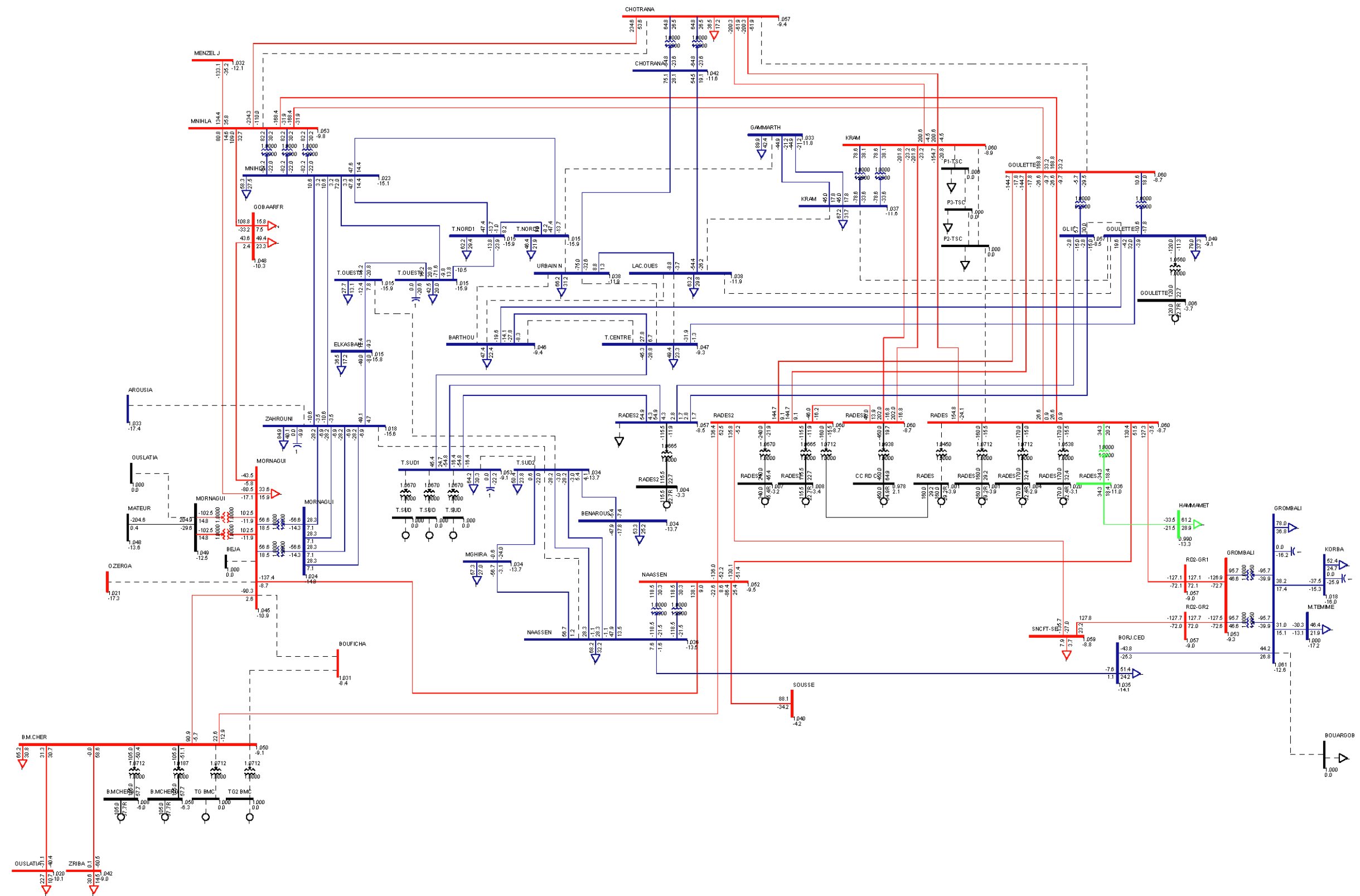


Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.1.2-6 Option d'analyse de la stabilité dynamique

7.1.3 Analyse du flux de puissance

La Figure 7.1.3-1 montre les résultats de l'analyse du flux de puissance dans des conditions normales aux alentours de Tunis et de ses banlieues.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.1.3-1 Résultats de l'analyse du flux de puissance dans des conditions normales

Dans des conditions normales, tous les bus ont fonctionné dans la tension critère des conditions normales. Et il n'y a eu aucun équipement en surcharge.

Le Tableau 7.1.3-1 montre les résultats de l'analyse du flux de puissance dans des conditions N-1 aux alentours de Tunis et de ses banlieues.

Il y a eu plusieurs bus excédant + ou - 7% la tension nominale. Mais aucun problème n'a été relevé car ils étaient dans les limites de la tension critère des conditions N-1. Plusieurs équipements ont été également en surcharge. Toutefois, aucun problème n'a été relevé non plus car ces valeurs n'étaient pas supérieures à 120% de la capacité nominale.

Tableau 7.1.3-1 Résultats de l'analyse du flux de puissance en condition N-1

Équipement N-1					Sur/sous tension				Surcharge						
De		A		ID	Nom	kV	Tension (pu)	Comment	De		A		ID	Charge (%)	Remarque
Nom	kV	Nom	kV						Nom	kV	Nom	kV			
RADES	225	GOULETTE	225	1				O.K.							O.K.
RADES	225	KRAM	225	1				O.K.							O.K.
RADES	225	GROMBALIA	225	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	225	RADES	225	1				O.K.							O.K.
RADES	225	RADES	150	1				O.K.							O.K.
KRAM	225	RADES III	225	1				O.K.							O.K.
RADES II	225	RADES III	225	1				O.K.							O.K.
GOULETTE	225	RADES II	225	1				O.K.							O.K.
RADES II	225	S.N.C.F.T	225	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	225	RADES II	225	1				O.K.							O.K.
MNIHLA	225	GOULETTE	225	1				O.K.							O.K.
GOULETTE	225	GOULETTE	90	1				O.K.							O.K.
GOULETTE	225	GOULETTE II	90	1	GOULETTE	90	1,071	Acceptable							O.K.
					T. CENTRE	90	1,072	Acceptable							
					T. SUD1	90	1,082	Acceptable							
					RADES II	90	1,089	Acceptable							
					BARTHOU	90	1,071	Acceptable							
					GOULETTE II	90	1,089	Acceptable							
RADES II	90	GOULETTE II	90	1				O.K.							O.K.
GOULETTE	90	T. CENTRE	90	1				O.K.							O.K.
GOULETTE	90	BARTHOU	90	1				O.K.							O.K.
CHOTRANA	225	KRAM	225	1				O.K.							O.K.

Équipement N-1					Sur/sous tension				Surcharge						
De		A		ID	Nom	kV	Tension (pu)	Comment	De		A		ID	Charge (%)	Remarque
Nom	kV	Nom	kV						Nom	kV	Nom	kV			
KRAM	225	KRAM	90	1				O.K.							O.K.
GAMMARTH	90	KRAM	90	1				O.K.							O.K.
MNIHLA	225	CHOTRANA	225	2				O.K.							O.K.
CHOTRANA	225	CHOTRANA	90	1				O.K.							O.K.
LAC. OUEST	90	CHOTRANA	90	1				O.K.	URBAIN N	90	CHOTRANA	90	1	106,1	Acceptable
URBAIN N	90	CHOTRANA	90	1				O.K.	LAC. OUEST	90	CHOTRANA	90	1	106,4	Acceptable
URBAIN N	90	LAC. OUEST	90	1				O.K.							O.K.
T. CENTRE	90	BARTHOU	90	1				O.K.							O.K.
T. SUD1	90	RADES II	90	1				O.K.							O.K.
T. CENTRE	90	T. SUD1	90	1	T. SUD1	90	1,072	Acceptable							O.K.
					RADES II	90	1,073	Acceptable							
					GOULETTE II	90	1,073	Acceptable							
T. SUD2	90	BEN AROUS	90	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	90	T. SUD2	90	1				O.K.							O.K.
T. SUD2	90	MGHIRA	90	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	90	BEN AROUS	90	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	90	MGHIRA	90	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	225	SOUSSE	225	1				O.K.							O.K.
BIR MCHERGA	225	NAASSEN	225	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	225	MORNAGUIA	225	1				O.K.							O.K.
NAASSEN	225	NAASSEN	90	1				O.K.	NAASSEN	225	NAASSEN	90	1	112,3	Acceptable
NAASSEN	90	BORJ CEDRIA	90	1				O.K.							O.K.
BIR MCHERGA	225	MORNAGUIA	225	1				O.K.							O.K.

Équipement N-1					Sur/sous tension				Surcharge						
De		A		ID	Nom	kV	Tension (pu)	Comment	De		A		ID	Charge (%)	Remarque
Nom	kV	Nom	kV						Nom	kV	Nom	kV			
MNIHLA	225	MORNAGUIA	225	1				O.K.							O.K.
MORNAGUIA	225	GOBAARFR	225	1				O.K.							O.K.
MORNAGUIA	400	MORNAGUIA	225	1				O.K.							O.K.
MORNAGUIA	225	MORNAGUIA	90	1				O.K.	MNIHLA	225	MNIHLA	90	1	100,8	Acceptable
									MNIHLA	225	MNIHLA	90	2	100,8	Acceptable
									MNIHLA	225	MNIHLA	90	3	100,8	Acceptable
ZAHROUNI	90	MORNAGUIA	90	1				O.K.							O.K.
MNIHLA	90	ZAHROUNI	90	1				O.K.							O.K.
ZAHROUNI	90	KASBAH	90	1				O.K.							O.K.
T. OUEST1	90	KASBAH	90	1				O.K.							O.K.
T. OUEST1	90	T. OUEST2	90	1				O.K.							O.K.
MNIHLA	90	T. OUEST2	90	1				O.K.							O.K.
T. NORD1	90	T. OUEST2	90	1				O.K.							O.K.
MNIHLA	90	T. NORD1	90	1				O.K.							O.K.
T. NORD1	90	T. NORD2	90	1				O.K.							O.K.
MNIHLA	90	T. NORD2	90	2				O.K.							O.K.
MNIHLA	225	MNIHLA	90	1				O.K.	MNIHLA	225	MNIHLA	90	2	116,9	Acceptable
									MNIHLA	225	MNIHLA	90	3	116,9	Acceptable
MNIHLA	225	GOBAARFR	225	1				O.K.							O.K.

Source : Équipe d'étude de la JICA

7.1.4 Analyse du courant de défaut

Le Tableau 7.1.4-1 montre les résultats de l'analyse du courant de défaut aux alentours de Tunis et de ses banlieues. Le courant de défaut n'a pas dépassé le courant critère à tous les bus.

Tableau 7.1.4-1 Résultats de l'analyse du courant de défaut

Nom du bus	kV	Courant de défaut (kA)	
		3LS	1LG
MORNAGUIA	400	4,95	5,30
JENDOUBA	400	2,96	2,79
MATEUR	400	4,12	4,24
BIR MCHERGA	225	13,86	16,00
MNIHLA	225	17,14	20,55
NAASSEN	225	17,15	19,15
RADES	225	19,94	26,71
SOUSSE	225	19,92	24,40
MENZEL JEMIL	225	5,96	5,41
GROMBALIA	225	15,63	17,04
GOULETTE	225	20,01	26,94
MORNAGUIA	225	14,22	15,32
RADES II	225	20,02	27,02
S.N.C.F.T	225	17,66	20,89
CHOTRANA	225	17,50	21,31
GOBAARFR	225	12,38	12,28
KRAM	225	19,05	24,64
RADES III	225	19,90	26,68
RADES II	150	4,13	3,98
GAMMARTH	90	13,18	15,35
GOULETTE	90	16,35	20,19
GROMBALI	90	15,70	17,35
MNIHLA	90	15,91	19,30
NAASSEN	90	15,56	18,97
T. CENTRE	90	15,74	18,68
T. NORD1	90	14,25	17,85
T. OUEST1	90	14,37	18,13
T. SUD1	90	15,70	17,95
ZAHROUNI	90	14,22	16,69
KRAM	90	14,69	17,68
URBAIN N	90	12,68	14,39
T. SUD2	90	14,62	17,55
MORNAGUI	90	13,82	14,79
RADES II	90	16,36	19,05
ELKASBAH	90	14,09	17,16
MGHIRA	90	14,52	17,31
LAC. OUES	90	12,44	14,01
T. NORD2	90	14,25	17,85
T. OUEST2	90	14,37	18,13
CHOTRANA	90	14,25	16,57
BARTHOU	90	14,81	17,03
BENAROUS	90	14,18	16,62
GL II	90	16,36	19,01

Source : Équipe d'étude de la JICA

7.1.5 Analyse de la stabilité dynamique

Le Tableau 7.1.5-1 montre les résultats de l'analyse de la stabilité dynamique aux alentours de Tunis et de ses banlieues. Même si un défaut se produit sur la ligne de transmission 225 kV de la centrale CCPP Radès C à proximité, le système d'alimentation électrique a pu néanmoins fonctionner de manière stable.

Tableau 7.1.5-1 Résultats de l'analyse de stabilité dynamique

Point de défaut	Ligne de transmission				Résultats
	De nœud	kV	A nœud	kV	
CHOTRANA	MNIHLA	225	CHOTRANA	225	Stable
KRAM	CHOTRANA	225	KRAM	225	Stable
GOULETTE	MNIHLA	225	GOULETTE	225	Stable
RADES	RADES	225	GROMBALI	225	Stable
RADES	NAASSEN	225	RADES	225	Stable
RADES	RADES	225	GOULETTE	225	Stable
RADES	RADES	225	KRAM	225	Stable
RADES II	NAASSEN	225	RADES II	225	Stable
RADES II	RADES II	225	S.N.C.F.T-SE	225	Stable
RADES II	GOULETTE	225	RADES II	225	Stable
RADES III	KRAM	225	RADES III	225	Stable
RADES III	RADES II	225	RADES III	225	Stable

Source : Équipe d'étude de la JICA

7.1.6 Conclusion

Au cas où la centrale de la centrale CCPP Radès C est construite, les flux de puissance seront envoyés par les sous-stations de Kram, Goulette, Naassen et S.N.C.F.T-SE. Les flux de puissance ne seront pas concentrés dans une seule ligne de transmission. Par conséquent, dans des conditions normales, il n'y aura pas de tensions de bus fonctionnant en dehors de la valeur critère (+ ou -7%). Et il n'y aura pas d'équipement en surcharge.

Dans des conditions N-1, les tensions de tous les nœuds seront toutes dans les limites de la valeur critère N-1 (+ ou - 10%). Et aucun n'équipement ne dépassera 120% de la capacité nominale.

Si de nombreux générateurs sont raccordés aux lignes dans la région de Radès, le courant de défaut aura tendance à augmenter. Toutefois, l'analyse du courant de défaut a montré que ce courant ne dépassait pas la valeur spécifiée.

Selon les résultats de l'analyse de la stabilité dynamique également, si un accident se produit dans une seule installation et si la protection du courant peut fonctionner, le système d'alimentation électrique pourra fonctionner de manière stable.

Par conséquent, les résultats des analyses du flux de puissance, du courant de défaut et de la stabilité dynamique montrent qu'il n'y aura aucun problème à relever si la centrale CCPP Radès C est installée.

7.2 Plan de raccordement au réseau

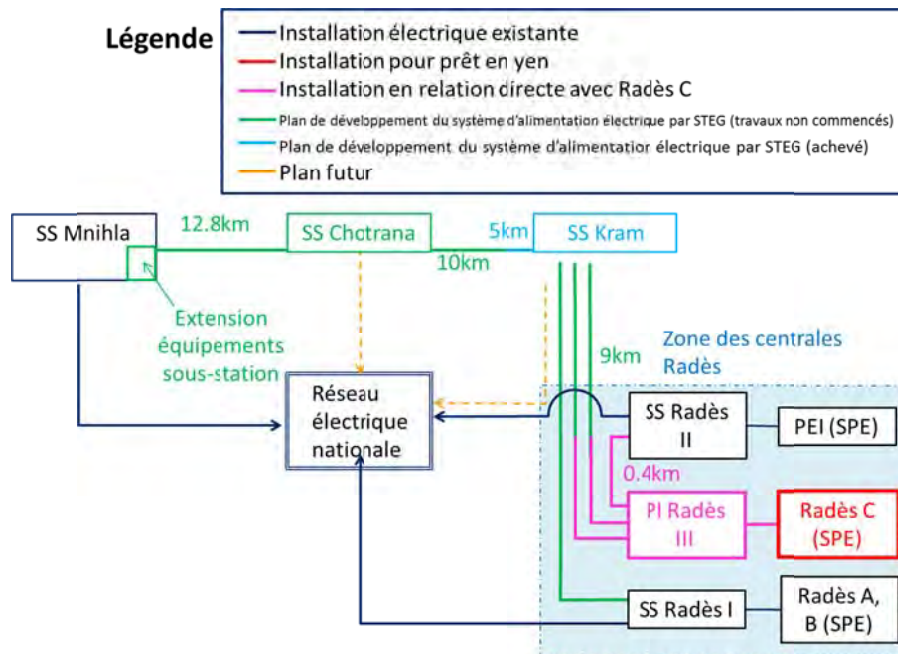
7.2.1 Lignes de transmission et sous-stations à raccorder au réseau électrique national

La STEG a renforcé ces dernières années les lignes de transmission (LT) 225 kV ainsi que les sous-stations (SS), conformément aux 11^{ème} et 12^{ème} Plans de renforcement du réseau électrique autour des centrales thermiques Radès A et B afin de transmettre l'électricité produite par les CT de Radès, y compris la nouvelle centrale Radès C, qui constituent des sources d'électricité importantes pour la ville de Tunis. En vue de transmettre l'électricité produite par la centrale Radès C au réseau national de Tunisie, le poste d'interconnexion (PI) de Radès III et les câbles entre le PI Radès III et la SS Radès II sont des installations essentielles dans le plan de renforcement du système d'alimentation électrique.

L'Équipe d'étude de la JICA a procédé à une révision des installations essentielles pour raccorder la centrale Radès C au réseau national ainsi que des installations du plan de renforcement du réseau électrique qui sont importantes pour que les centrales thermiques Radès A et B fournissent de l'électricité. Les résultats de cette étude de la JICA ont également montré que la totalité des installations du plan de renforcement, y compris les installations essentielles pour transmettre l'électricité produite par la centrale Radès C, est financée par la Banque Européenne d'Investissement (BEI) et n'est pas incluse dans le prêt en yens japonais.

Le diagramme schématique en relation avec les installations autour de la centrale Radès C et la carte d'emplacement des installations autour de la centrale Radès C sont présentés respectivement dans la Figure 7.2.1-1 et la Figure 7.2.1-2.

Les lignes noires montrent les installations existantes, les lignes rouges les éléments ciblés par le prêt en yen japonais, les lignes roses les installations essentielles pour transmettre l'électricité produite par la centrale Radès C, les lignes vertes les installations pour lesquelles les travaux n'ont pas encore commencé, les lignes bleues les installations qui ont été achevées et les lignes oranges le plan futur dans le plan de renforcement du système d'alimentation électrique. Un résumé de ces installations est présenté ci-dessous.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.1-1 Diagramme schématique en relation avec les installations autour de la centrale Radès C



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.1-2 Carte d'emplacement des installations autour de la centrale Radès C

- (1) **Résumé des LT et des SS essentielles pour la connexion au réseau électrique national**
Le résumé des LT et des SS essentielles pour la transmission de l'électricité produite par la centrale Radès C, qui sont présentées en lignes de couleur rose, correspond à PI de Radès III et aux trois câbles entre le PI Radès III et la SS Radès II, dans le Tableau 7.2.1-1. Le contenu détaillé est présenté en 7.2.2.

Tableau 7.2.1-1. LT et SS essentielles pour la transmission de l'électricité produite par Radès C

Installations	Principaux dispositifs électriques	Explication	Institution de financement
PI Radès III	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Disjoncteur (CB) ◆ Interrupteur sectionneur (IS) ◆ Transformateur de potentiel (TP) ◆ Transformateur de courant (TC), etc. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nouveau PI SIG ✓ Début de construction : <ul style="list-style-type: none"> ➤ pas encore ✓ Date d'achèvement: <ul style="list-style-type: none"> ◇ septembre 2016 	Discussion avec la Banque Européenne d'Investissement (BEI)
Câble souterrain entre PI Radès III et SS Radès II	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Nombre de circuits : 1 ◆ Longueur : 0,4 km ◆ Capacité de transmission : 420 MW ◆ Conducteur: A déterminer ◆ Type d'installation: conduit enterré 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Un nouveau câble (1) entre PI Radès III et SS Radès II ✓ Travaux non commencés ✓ Date d'achèvement: <ul style="list-style-type: none"> ◇ avril 2015 	Discussion avec la BEI
	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Nombre de circuits : 2 ◆ Longueur : 0,4 km ◆ Capacité de transmission : 400 MW ◆ Conducteur: A déterminer ◆ Type d'installation : conduit enterré 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Deux nouveaux câbles (1) entre PI Radès III et SS Radès II, connexion aux deux câbles de SS Kram ✓ Travaux non commencés ✓ Date d'achèvement: <ul style="list-style-type: none"> ➤ avril 2015 	Discussion avec la BEI

Source : Équipe d'étude de la JICA

- (2) Résumé LT et SS autour de la centrale Radès C renforcées sur la base des plans de développement du système d'alimentation électrique
- Sur la base des 11^{ème} et 12^{ème} plans de développement du système d'alimentation, la STEG a renforcé son réseau électrique. Ces projets sont présentés dans le Tableau 7.2.1-2 et sont en relation étroite avec le nouveau projet de construction de la centrale Radès C. Le contenu détaillé est présenté en 7.3.2.

Tableau 7.2.1-2 LT et SS autour de la centrale Radès C en relation avec le Plan de développement du système d'alimentation électrique

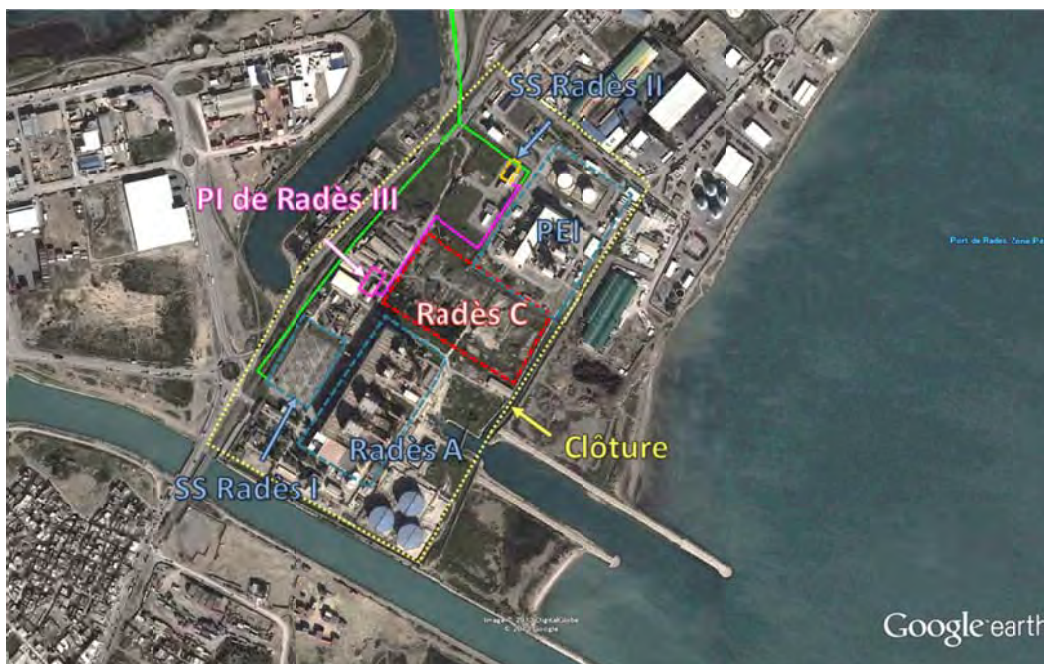
Nom de SS ou section câble et type isolation	Équipements électriques	Institution de financement
<ul style="list-style-type: none"> ◇ Nom : Kram ◇ Type : Nouvelle SS SIG 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Transformateur : 225/90/11 kV, 200 MVA x 2 unités ◆ CB, IS, TP, TC, etc. ◆ Construction déjà achevée 	Discussion avec la BEI
<ul style="list-style-type: none"> ◇ Nom : Chotrana ◇ Type : Nouvelle SS SIG (travaux non commencés) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Transformateur : 225/90/11 kV, 200 MVA x 2 unités 225/33 kV, 40 MVA x 3 unités ◆ CB, IS, TP, TC, etc. ◆ Travaux non commencés ◆ Date d'achèvement : décembre 2014 	Discussion avec la BEI
<ul style="list-style-type: none"> ◇ Nom : Mnihla ◇ Type : SS SIA (travaux non commencés) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Extension des équipements électriques (CB, IS, TP, TC, etc.) ◆ Transformateur existant : 225/90/11 kV, 100 MVA x 3 unités ◆ Date d'achèvement : août 2015 	Discussion avec la BEI
<ul style="list-style-type: none"> ◇ Section entre SS Radès I et SS Kram (travaux non commencés) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Nombre de circuits : 1 ◆ Longueur : Environ 9,4 km ◆ Capacité de transmission : 420 MW ◆ Conducteur : A déterminer ◆ Type d'installation : conduit enterré ◆ Date d'achèvement : avril 2015 	Discussion avec la BEI
<ul style="list-style-type: none"> ◇ Section SS Kram – SS Radès II (travaux non commencés) ◇ Lorsque ces câbles seront connectés à SS Radès II, les 2 câbles seront finalement connectés au PI Radès III. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Nombre de circuits : 2 ◆ Longueur : 9,0 km ◆ Capacité de transmission : 400 MW x 2 ◆ Conducteur : A déterminer ◆ Type d'installation : conduit enterré ◆ Date d'achèvement : avril 2015 	Discussion avec la BEI
<ul style="list-style-type: none"> ◇ Section entre SS Kram et SS Chotrana ◇ Les travaux de cette section de 5 km depuis SS Kram ont été achevés 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Nombre de circuits : 2 ◆ Longueur totale : 15 km La section de 5 km de SS Kram est achevée mais la section des 10 km restants n'est pas terminée. ◆ Capacité de transmission : 400 MW x 2 ◆ Conducteur : Aluminium (2000 mm²) ◆ Type d'installation : conduit enterré ◆ Date d'achèvement : avril 2015 	Discussion avec la BEI
<ul style="list-style-type: none"> ◇ SS Chotrana – SS Mnihla (travaux non commencés) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Nombre de circuits : 1 ◆ Longueur : Environ 12,8 km ◆ Capacité de transmission : 420 MW ◆ Conducteur : A déterminer ◆ Type d'installation : conduit enterré ◆ Date d'achèvement : mars 2016 	Discussion avec la BEI

Source : Équipe d'étude de la JICA

7.2.2 Lignes de transmission et sous-stations essentielles pour le raccordement au réseau électrique national

(1) PI de Radès III

Le PI de Radès III de nouveau type SIG, sera construite en étroite proximité avec la centrale Radès C en septembre 2016, comme le montre la Figure 7.2.2-1. La principale fonction du PI de Radès III est de recevoir l'électricité produite par la centrale Radès C et de la distribuer aux SS Radès II et Kram. Comme mentionné précédemment, l'institution de financement est la BEI et par conséquent, le PI est en dehors du prêt en yen japonais.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.2-1 Emplacement du PI de Radès III

Il n'existe pas de normes techniques particulières en Tunisie pour les équipements techniques. Les spécifications sont déterminées selon la Commission Électrotechnique Internationale (CEI) et les principaux équipements du PI sont présentés dans le Tableau 7.2.2-1. L'Équipe d'étude de la JICA a vérifié les spécifications et n'a relevé aucun problème à ce niveau puisque des spécifications appropriées ont été sélectionnées.

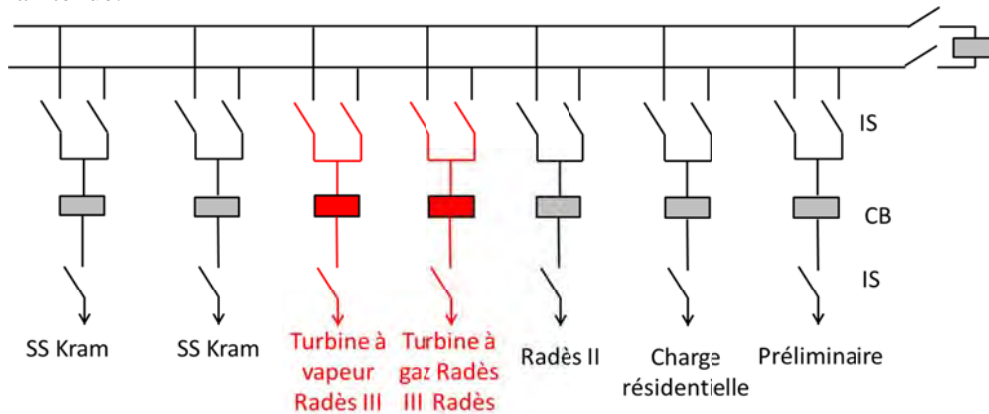
En outre, le courant de court-circuit a été déterminé à 31,5 kA conformément aux normes de la STEG et il n'y a aucun problème avec cette spécification étant donné qu'une valeur suffisamment importante a été sélectionnée pour le courant de court-circuit des CB.

Tableau 7.2.2-1 Spécifications des équipements électriques du PI de Radès III

Équipement	Rubrique	Valeurs
Disjoncteur (CB)	Tension nominale [kV]	245
	Courant nominal [A]	3.150
	Courant de coupure court-circuit [kA]	40
Interrupteur sectionneur (IS)	Tension nominale [kV]	245
	Courant nominal [A]	2.500
Tête de câble	BIL [kV]	1.050
Parafoudre	Tension nominale [kV]	245
	BIL [kV]	1.050

Source : Équipe d'étude de la JICA

Un diagramme simple du PI de Radès III est présenté dans la Figure 7.2.2-2. La composition des barres bus correspond à des doubles barres bus au PI de Radès III. Il n'y a pas de problème au niveau de la composition des barres bus puisque la fiabilité est maintenue.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.2-2 Diagramme simple du nouveau PI Radès III

En dernier lieu, sur le point de l'acquisition du terrain, un bâtiment de la STEG pour les centrales Radès A et B se trouve sur le terrain du PI Radès III et il devra être déplacé avant le début de la construction du PI Radès III. Il n'y a aucun problème concernant l'acquisition des terrains et les travaux de construction car les terrains appartiennent à la STEG et se trouvent dans la zone des centrales de Radès A et B.



Figure 7.2.2-3 Terrain prévu pour PI Radès III



Figure 7.2.2-4 Parcours prévu pour les câbles autour du PI Radès III

(2) Câbles entre PI Radès III et SS Radès II

Trois câbles (trois circuits) au total seront installés entre le PI Radès III et la SS Radès II d'ici avril 2015. Ces câbles correspondent aux lignes roses sur la Figure 7.2.2-5.

Un câble de circuit est simplement connecté entre le PI Radès III et la SS Radès II et les deux câbles de circuit restants seront connectés aux câbles provenant de la SS Kram qui étaient autrefois connectés à la SS Radès II. En résultat, la section entre Radès III et SS Kram sera directement connectée par les deux circuits (câbles) avant le raccordement de la centrale Radès C au PI Radès III.

La date de début de la construction n'ayant pas encore été déterminée et seules certaines parties des spécifications, comme la capacité de transmission et le nombre de circuits, ayant été définies, l'Équipe d'étude de la JICA a effectué une révision d'ensemble. Les spécifications des câbles ont été déterminées sur la base de la CIE. Les spécifications et les conditions d'installation de câbles similaires sont présentées pour référence respectivement dans les Tableaux 7.2.2-2 et 7.2.2-3. Un schéma général d'installation des câbles est présenté dans la Figure 7.2.2-6.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.2-5 Parcours des câbles entre PI Radès III et SS Radès II

Tableau 7.2.2-2 Spécifications générales des câbles

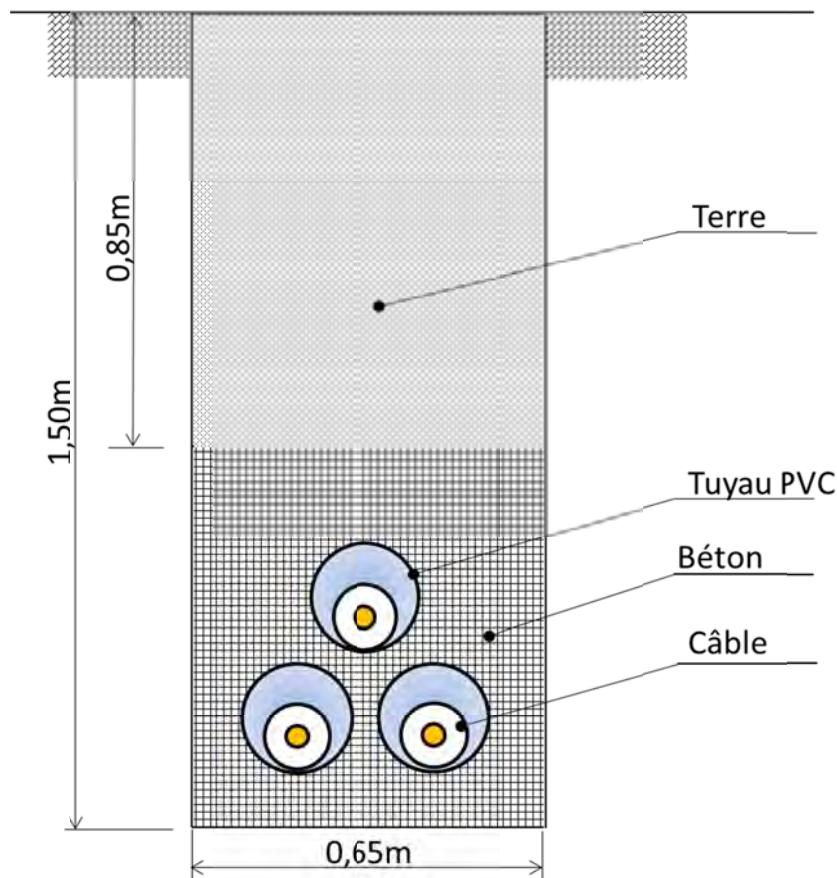
Type de câble	A déterminer
Nombre d'âmes	Âme unique (à déterminer)
Conducteurs	A déterminer
Tension de système nominale [kV]	225 [Phase à phase]
Fréquence nominale [Hz]	50
Capacité de transmission [MW]	420
Niveau d'impulsion de base [kV]	1.050
Courant de court-circuit [kA]	31,5

Source : Équipe d'étude de la JICA

Tableau 7.2.2-3 Conditions d'installation des câbles

Type de pose	Type de conduit (à déterminer)
Espacement	A déterminer
Profondeur de pose [m]	Environ 1,5 mètre (base d'une disposition en triangle)
Température du sol [°C]	35
Résistivité thermique du sol [Km/W]	1,2
Tension de gaine	150
Droit de passage [m]	0,65

Source : Équipe d'étude de la JICA



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.2-6 Conditions d'installation des câbles ordinaires 225 kV

En outre, les conduits de câble enterrés seront installés sur le terrain appartenant à la STEG comme indiqué sur les Figures 7.2.2-7 et 7.2.2-8 et il n'est donc pas nécessaire d'acquérir le terrain pour la pose des câbles. Il n'est pas beaucoup plus difficile d'installer les câbles à l'intérieur de la zone qu'à l'extérieur, puisque les obstacles comme les conduites de gaz et les autres tuyaux souterrains, peuvent être facilement repérés.



Figure 7.2.2-7 Zone prévue pour l'installation des câbles (Point A)



Figure 7.2.2-8 Zone prévue pour l'installation des câbles près de SS Radès II (Point B)

7.2.3 LT et SS autour de la centrale Radès C renforcées par le Plan de renforcement du réseau électrique

(1) Sous-stations

1) SS Kram

La SS Kram est située à 5 km (en distance directe) au nord-nord est des centrales de la centrale Radès Comme le montre la Figure 7.2.2-2. Cette sous-station est de type isolée à l'air (SIA), avec une tension primaire de 225 kV, et secondaire de 90 kV. Bien que la SS elle-même ait été achevée en août 2013, la presque totalité des câbles n'est pas connectée, à l'exception des 5 km de câble à mi-chemin jusqu'à la SS Chotrana. Cette sous-station n'est donc pas chargée à présent.

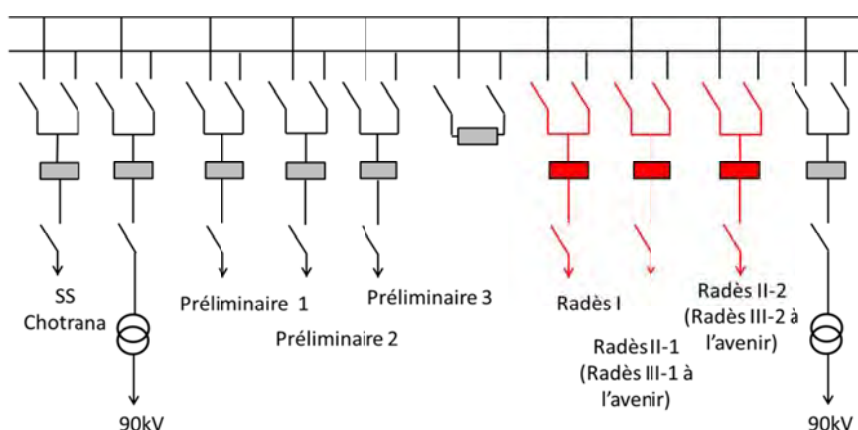
La tête de câble et le câble prévu pour la SS Kram sont présentés dans les Figures 7.2.3-1 et 7.2.3-2 respectivement. Le principal équipement de cette SS est le transformateur de 225/90/11 kV x 2 unités, ainsi que les CB, IS, TP et TC, etc., indiqués dans le Tableau 7.2.1-2. En outre, la composition des barres bus de la SS est le type double barres de bus comme indiqué dans la Figure 7.2.3-3.



Figure 7.2.3-1 Tête de câble de SS Kram



Figure 7.2.3-2 Câble prévu pour SS Kram



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.2-3 Diagramme simple de la SS Kram

2) SS Chotrana

La SS Chotrana est située à 10 km (en distance directe) à l'ouest nord-ouest de la SS Kram comme le montre la Figure 7.2.1-2. Cette sous-station a pour principale fonction de réduire la tension de 225 kV à 90 kV pour les LT et de la réduire jusqu'à 30 kV pour les lignes de distribution. La construction de la SS sera terminée en décembre 2014.

A l'heure actuelle, le terrain destiné à la SS Chotrana et appartenant à la STEG est une parcelle vacante comme le montrent les Figures 7.2.3-4 et 7.2.3-5.

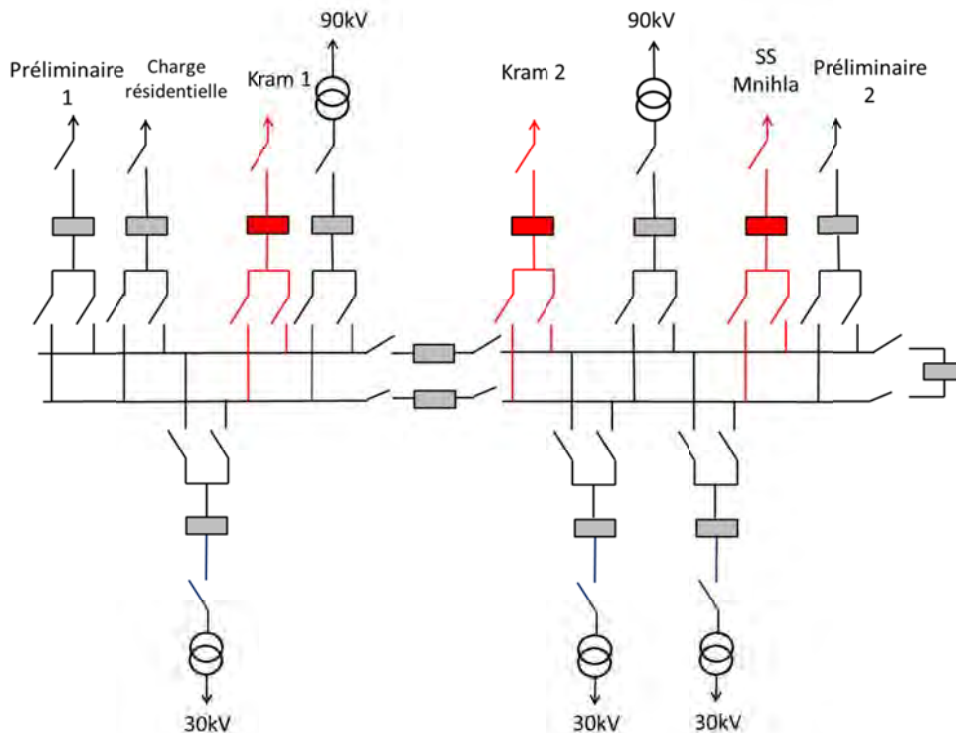
Le principal équipement de cette SS est le transformateur 225/90/11 kV x 2 unités, CB, IS, TP et TC, etc., comme indiqué dans le Tableau 7.2.1-2. En outre, la composition des barres bus est de type double barres bus (type quatre bus) comme le montre la Figure 7.2.3-3.



SS



SS



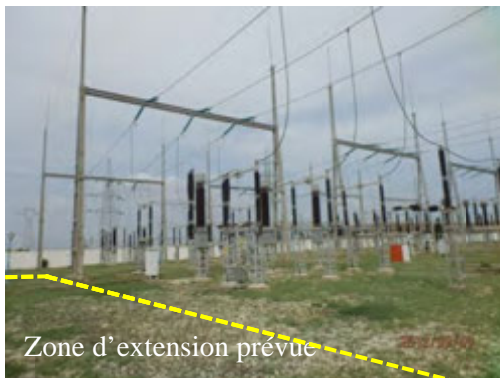
Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.2-6 Diagramme simple de la SS Chotrana

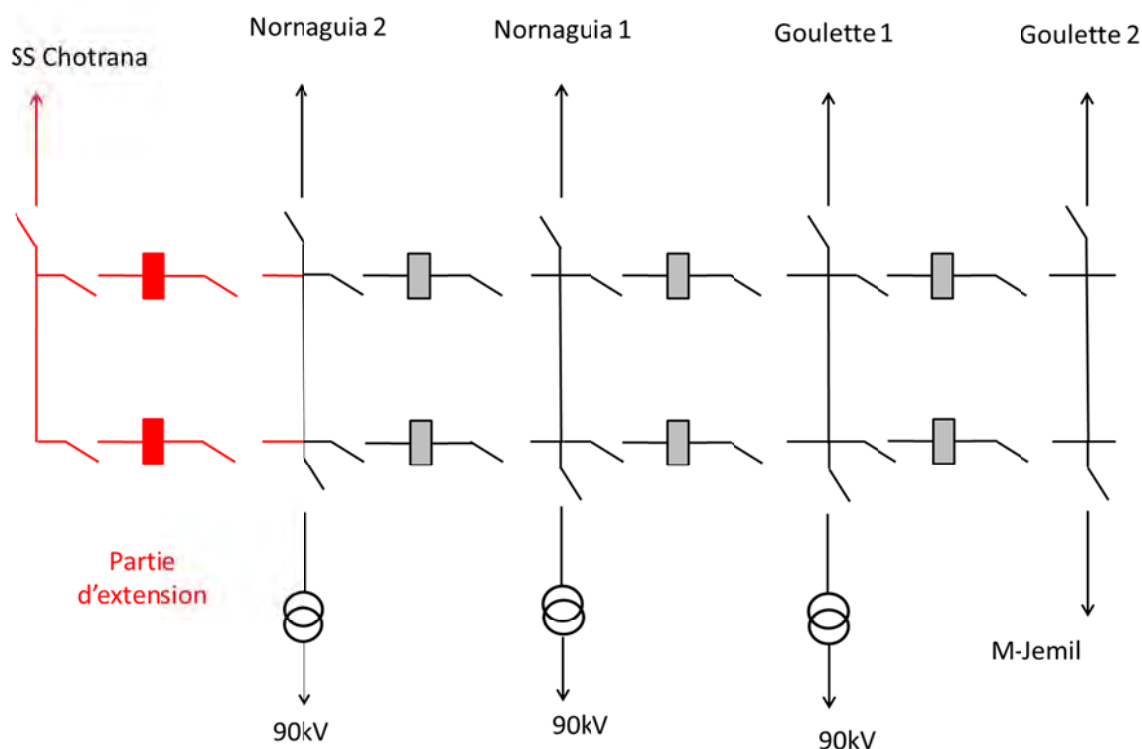
3) SS Mnihla

La SS Mnihla est située à 8 km (en distance directe) à l'ouest nord-ouest de la SS Chotrana comme le montre la Figure 7.2.1-2.

Afin de connecter le câble de la SS Chotrana, une baie d'extension sera construite dans cette SS d'ici août 2015 comme le montrent les Figures 7.2.3-7 et 7.2.3-8. Étant donné que le terrain pour cette baie d'extension est situé dans la SS, il ne sera pas nécessaire d'acquérir un nouveau terrain. Cette SS se caractérise par le fait qu'un type de bus circulaire, dont les barres sont connectées par un motif de grille, a été adopté pour assurer la fiabilité de la SS. Toutefois, sur toute la région de Tunis, ce type de barres bus circulaires est utilisé uniquement dans cette SS.



baie



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.3-9 Diagramme simple de la SS Mnhla

(2) Câbles

1) Câble entre Radès I – SS Kram

La longueur du câble entre la SS Radès I et la SS Kram est de 9,4 km. La capacité de transmission est de 420 MW x 1 circuit et le type d'installation du câble sera de type conduit enterré comme indiqué dans le Tableau 7.2.1-2.

Ce câble aura pour caractéristique d'être installé parallèlement aux câbles entre la SS Radès II et la SS Kram par le coin (point d'embranchement) nord-ouest proche des centrales de Radès et, après ce point d'embranchement (comme le montre la Figure 7.2.3-10), ce câble sera raccordé séparément à la SS Radès I. Le câble entre la SS Kram et le point d'embranchement sera installé sous le côté de la route ou du trottoir, etc., alors que le câble entre le point d'embranchement et la SS Radès I sera installé dans le terrain des centrales de Radès.

Bien que le câble passera en partie sous le canal, des câbles souterrains ordinaires seront utilisés car les câbles de type pont ne sont pas en usage en Tunisie. Le parcours et l'emplacement prévus pour le câble sont présentés dans les Figures 7.3.2-11 et 7.3.2-12.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.3-10 Carte du parcours entre SS Kram et SS Radès I



ur le



ible

2) Câble entre SS Radès II et SS Kram

La longueur du câble de la SS Radès II à la SS Kram est de 9,4 km. La capacité de transmission est de 420 MW x 1 circuit et un type de conduit enterré sera utilisé comme indiqué dans le Tableau 7.2.1-2. Cette section aura pour caractéristique le fait que ce câble sera installé parallèlement aux câbles entre les SS Radès I et Kram par le point d'embranchement et, après ce point d'embranchement, ce câble sera raccordé séparément au PI Radès II.

Le câble entre la SS Kram et le point d'embranchement sera installé sous le côté de la

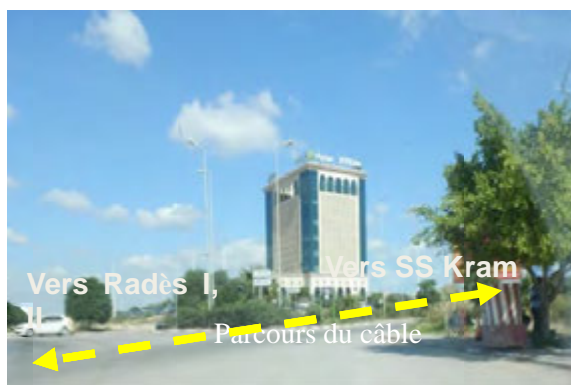
route ou du trottoir, etc., alors que le câble entre le point d'embranchement et la SS Radès II sera installé dans la zone des centrales de Radès A et B.

Cependant, lorsque ces deux circuits (câbles) auront été raccordés à la SS Radès II, avant le raccordement de la centrale Radès C au PI Radès III, ces câbles seront raccordés aux deux câbles entre le PI Radès III et la SS Radès II. Les parcours des câbles sont présentés dans les Figure 7.3.2-14 et 7.3.2-15.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.3-13 Carte du parcours entre SS Kram et SS Radès II



Câble

Câble

3) Câble entre les SS Kram et Chotrana

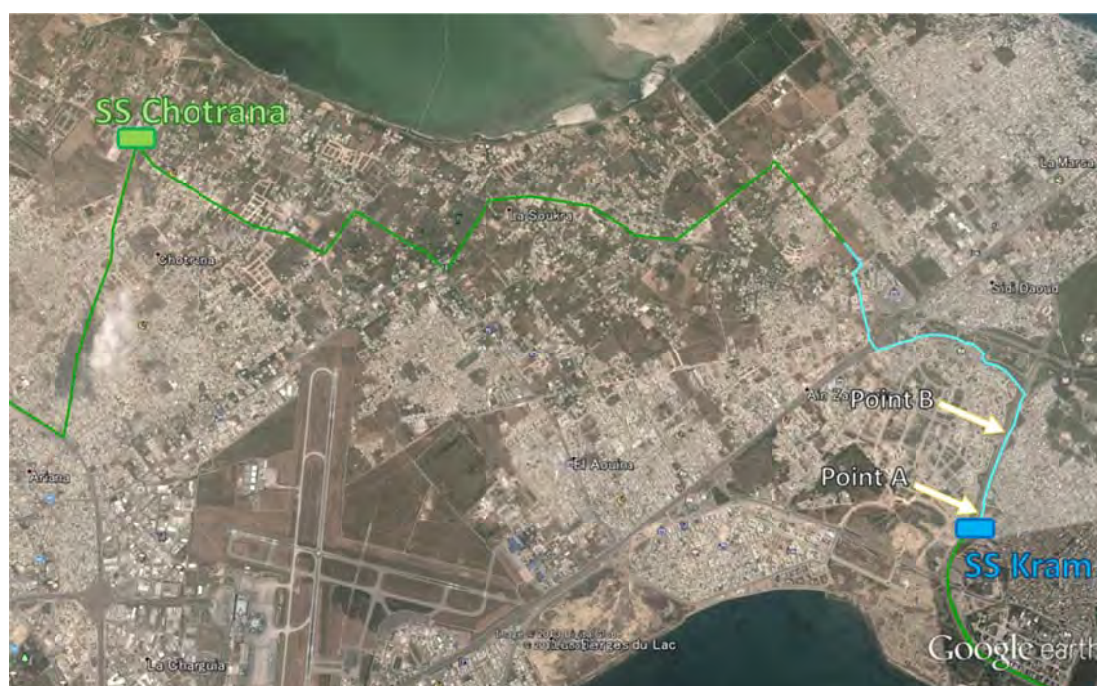
La longueur du câble de la SS Kram à la SS Chotrana est de 15 km. La capacité de transmission est de 420 MW x 2 circuits et un conduit enterré sera utilisé comme indiqué dans le Tableau 7.2.1-2. Cette section se caractérise par le fait que la partie sur 5 km de la SS Kram a été achevée sur la base de la préférence du Gouvernement tunisien pour une disposition parallèle aux lignes de transmission aériennes de 225 kV. La partie de 10 km restante sera construite d'ici avril 2015. Un résumé des spécifications des câbles est

présenté dans le Tableau 7.2.3-1.

Tableau 7.2.3-1 Spécifications du câble entre les SS Kram et Chotrana

Tension [kV]	225
Capacité de transmission [MW]	400
Nombre de circuits [circuit]	2
Type de câble	Câble CV (câble âme unique x 3)
Type de conducteur	Aluminium
Superficie de section [mm ²]	2000
Type d'installation	Type conduit enterré
Longueur [km]	Environ 15 km (la section de 5 km de la SS Kram a été achevée en sept. 2013)

Source : Équipe d'étude de la JICA



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.3-16 Parcours du câble entre les SS Chotrana et Kram



de

à

4) Câble entre les SS Chotrana et Mnihla

La longueur du câble de la SS Chotrana à la SS Mnihla est de 15 km. La capacité de transmission est de 420 MW x 2 circuits et un type de conduit enterré sera utilisé comme indiqué dans le Tableau 7.2.1-2. Ce câble sera installé sous le côté de la route et du trottoir d'ici mars 2016 comme le montre la Figure 7.3.2-19.

Les Figures 7.3.2-20 et 7.3.2-21 présentent des photographies du parcours du câble.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 7.2.3-19 Carte du parcours entre les SS Mnihla et Chotrana



câble



âble

7.2.4 Conclusion

La STEG a renforcé le réseau électrique pour la stabilité du système d'alimentation électrique en Tunisie. En vue de la construction de la centrale Radès C, les installations essentielles (PI Radès III et les câbles entre le PI Radès III et la SS Radès II) ont fait l'objet d'une révision. Lors de ces travaux, qui ont été menés par l'Équipe d'étude de la JICA, les rubriques suivantes ont été confirmées.

- ◆ Les installations essentielles sont en dehors de l'envergure du prêt en yen japonais en raison du fait qu'elles sont financées par la BEI.
- ◆ Il n'y a aucun problème avec ces installations essentielles du point de vue de leurs spécifications techniques, de leurs méthodes et calendriers de construction ainsi que du point de vue de l'acquisition du terrain.

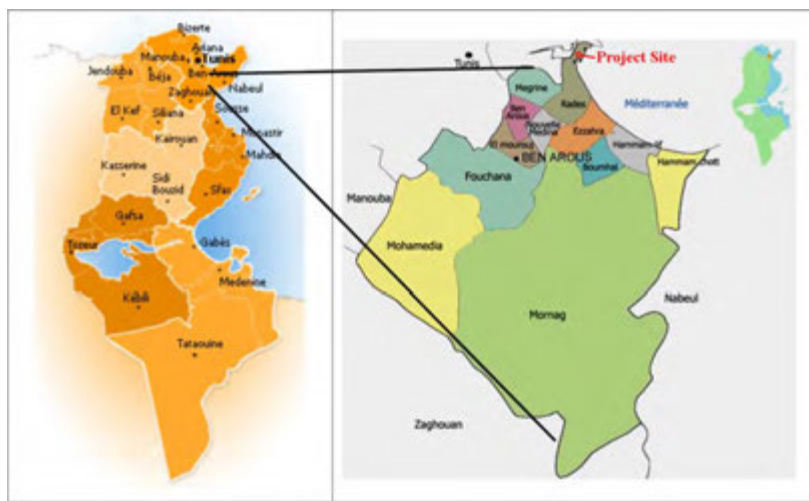
Les autres installations en relation avec le Plan développement de l'électricité autour des centrales de Radès sont décrites dans le présent rapport car elles sont importantes pour la transmission de l'électricité produite par la centrale Radès C vers le réseau national.

Chapitre 8 Considérations environnementales et sociales

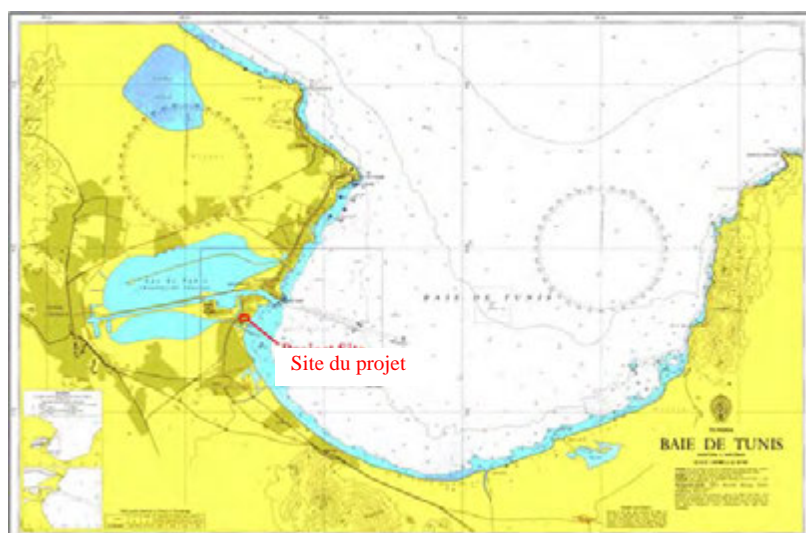
8.1 Situation environnementale

8.1.1 Emplacement du site du Projet

Le projet de la centrale électrique Radès C sera construit sur le site du groupe des centrales Radès (centrales thermiques Radès A et B appartenant à la STEG «le promoteur du projet» et centrale Rades II appartenant à un PEI Carthage Power Company qui est maintenant en opération) situé dans la délégation de Radès, gouvernorat de Ben Arous, à 10 km de la capitale de Tunisie, Tunis. (Voir les Figure 8.1-1, Figure 8.1-2, Figure 8.1-3) La centrale Radès C occupe 5,4 ha de la zone des centrales thermiques Radès A et B et de ses installations d'une superficie de 25,4 ha.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C
Figure 8.1-1 Emplacement du Gouvernorat de Ben Arous



Source : Équipe d'étude de la JICA
Figure 8.1-2 Emplacement du site du Projet



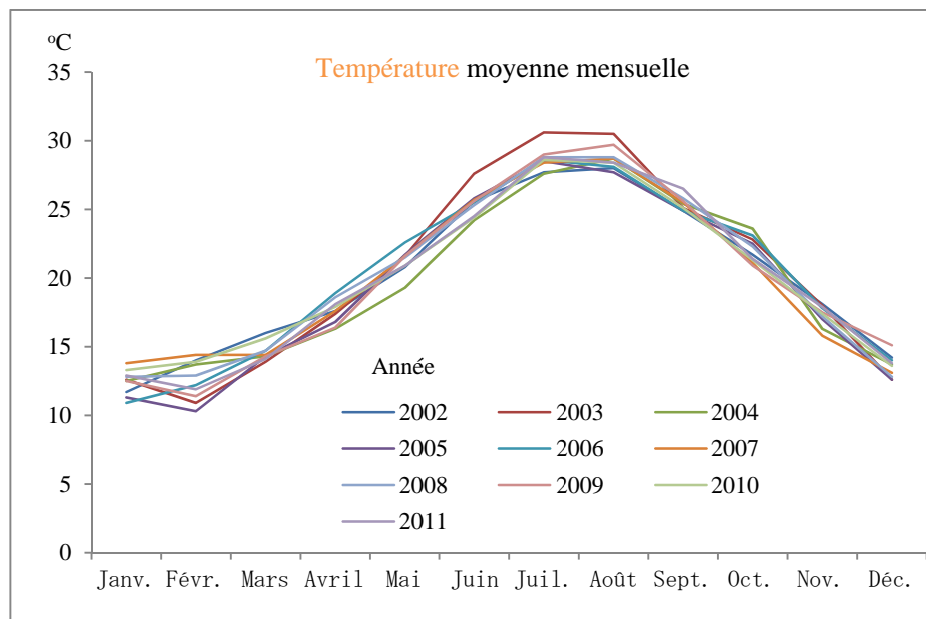
Source : Rapport EIE pour le projet Radès C
Figure 8.1-3 Paysage autour du site du Projet

8.1.2 Environnement naturel

(1) Climat

1) Température

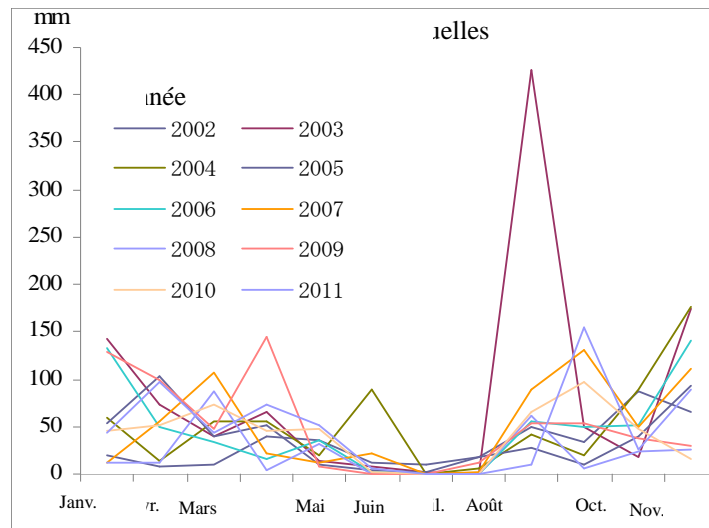
La Figure 8.1-4 montre les températures atmosphériques moyennes mensuelles mesurées de 2002 à 2011 à la station météorologique Carthago située à environ 15 km du site du Projet. La température moyenne a tendance à être élevée en juillet et août et à diminuer à partir de septembre.



Source : Préparée par l'Équipe d'étude de la JICA d'après la documentation de la STEG
Figure 8.1-4 Températures moyennes mensuelles à la station météorologique Carthago

2) Précipitations

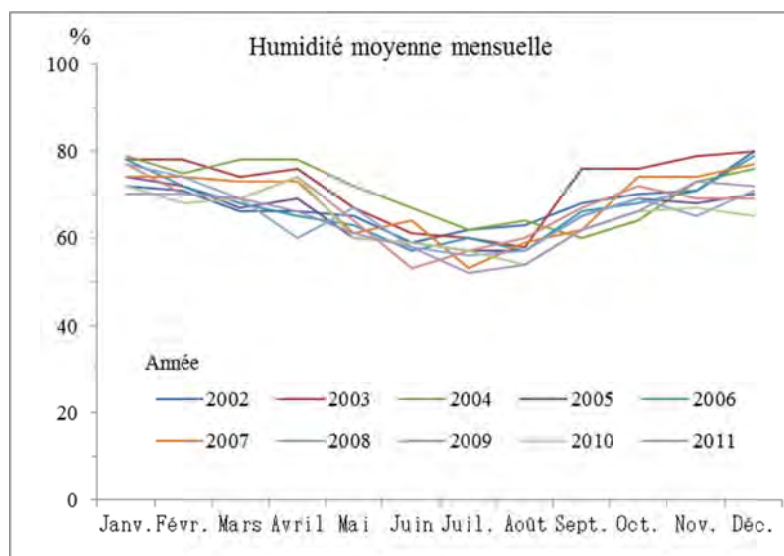
La Figure 8.1-5 montre les précipitations mensuelles mesurées de 2002 à 2011. Les précipitations annuelles varient considérablement d'une année sur l'autre, de 265,4 mm à 1.011,6 mm. Les moyennes mensuelles varient également chaque année, mais elles ont tendance à diminuer de janvier à juin, avec des précipitations minimum mesurées de juin à août, et commencent à augmenter à partir de septembre.



Source : Préparée par l'Équipe d'étude de la JICA d'après la documentation de la STEG
Figure 8.1-5 Précipitations mensuelles à la station météorologique Carthago

3) Humidité

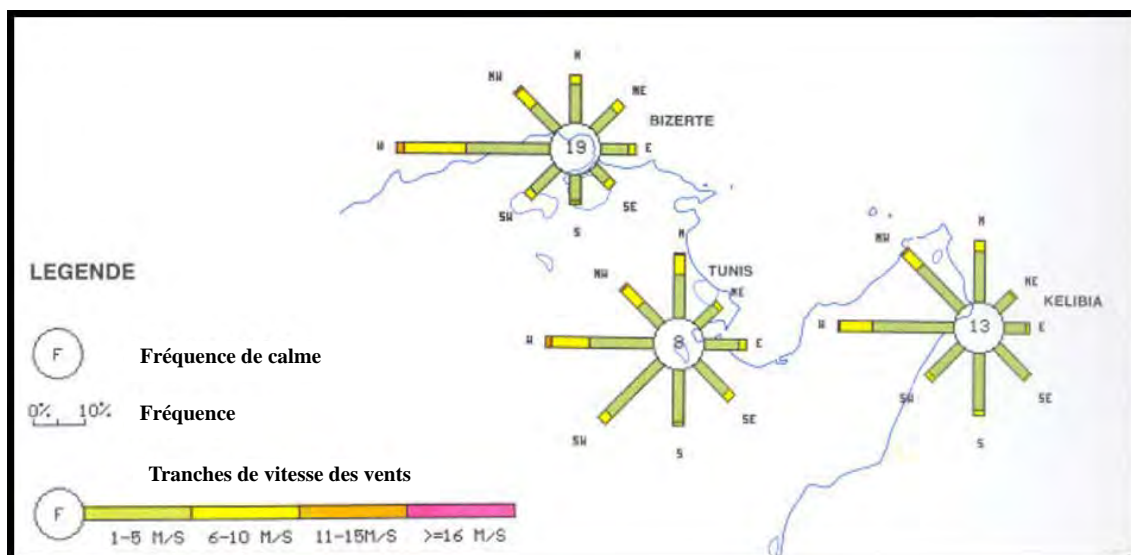
La Figure 8.1-6 montre l'humidité moyenne mensuelle mesurée de 2002 à 2011 à la station météorologique Carthago. L'humidité moyenne mensuelle en cette période était de 52 à 80%. La moyenne mensuelle varie en conjonction avec les précipitations mensuelles, et tend à diminuer entre juin et août et à augmenter à partir de septembre.



Source : Préparée par l'Équipe d'étude de la JICA d'après la documentation de la STEG
Figure 8.1-6 Humidité moyenne mensuelle à la station météorologique Carthago

4) Vitesse du vent/direction du vent

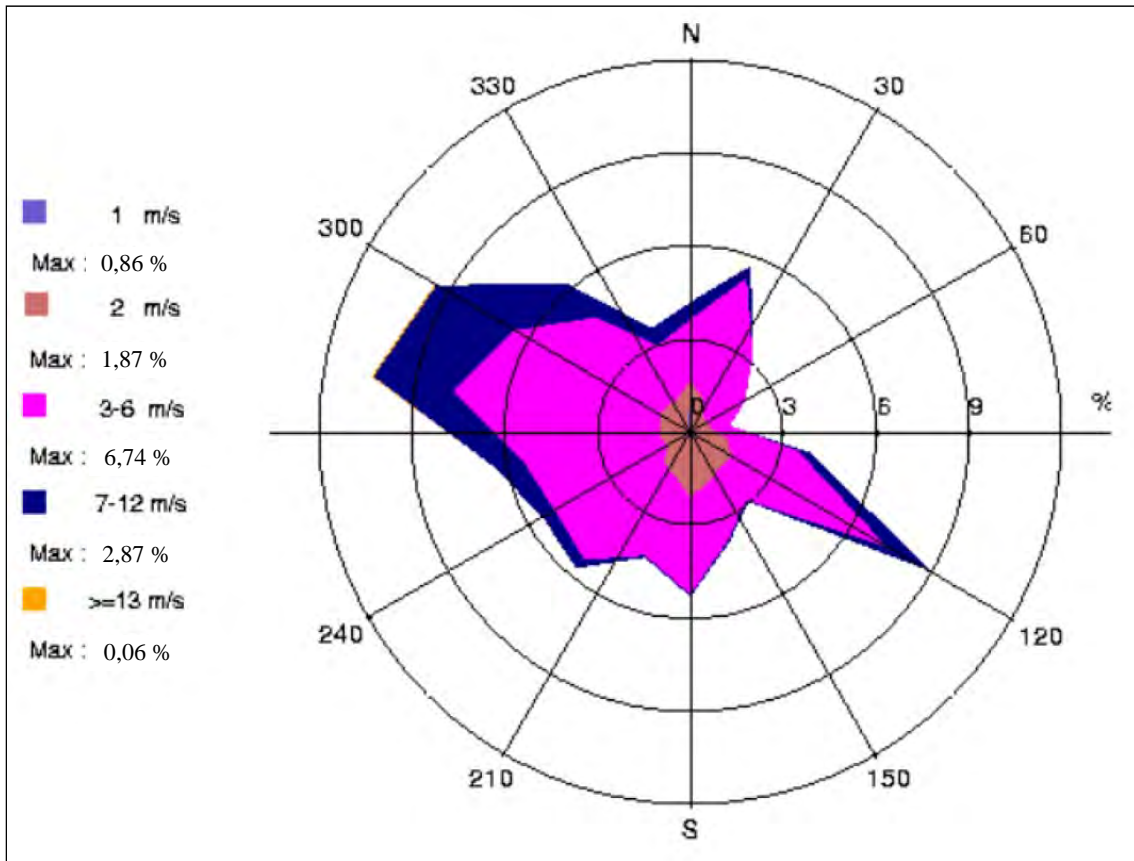
La Figure 8.1-7 montre la rose des vents y compris la direction du vent et la vitesse du vent à la station météorologique de Bizerte, de Tunis-Carthage et de Kelibia dans le Golfe de Tunis. Les observations ont été effectuées à 10 m du sol toutes les 3 heures (8 fois par jour). Les données de 1970 à 1990 indiquent que le vent d'ouest est dominant avec une vitesse moyenne du vent d'environ 7 m/s.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.1-7 Rose des vents annuelle dans le Golfe de Tunis (1970 - 1990)

La Figure 8.1-8 montre les roses des vents à Tunis-Carthage de 2010 à 2012. Les données indiquent une direction du vent d'ONO à ouest dominant et une vitesse du vent élevée.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.1-8 Rose des vents à Tunis-Carthage (2010 - 2012)

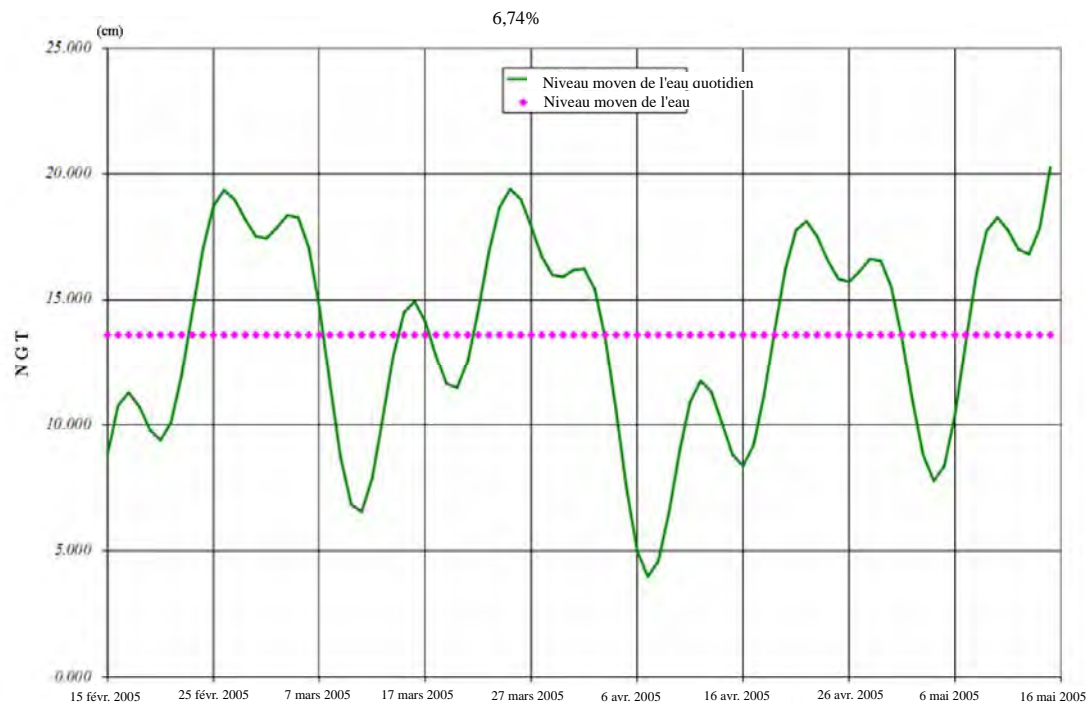
(2) Caractéristiques océanographiques

1) Marée

Le niveau de marée dans le Golfe de Tunis fluctue entre un NGT = 0 m (le niveau géodésique à zéro pour la Tunisie) et NGT = +0,41 m. Le résultat de l'observation de la hauteur des marées menée du 15 février au 15 mai 2005 au port de la Goulette à proximité du site du projet indique les caractéristiques suivantes :

- Le niveau moyen de la marée au port de La Goulette était NGT = 20 cm
- L'amplitude des marées aux mortes eaux était très faible.
- L'amplitude des marées aux marées de printemps était d'environ 30 cm
- L'amplitude des marées aux équinoxes était exceptionnellement élevée (36,3 cm).

Le changement du niveau d'eau moyen quotidien (NGT) dans le port de La Goulette est illustré sur la figure 8.1-9.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C
Figure 8.1-9 Changement du niveau d'eau moyen -quotidien (NGT) dans le Port de La Goulette

2) Courant

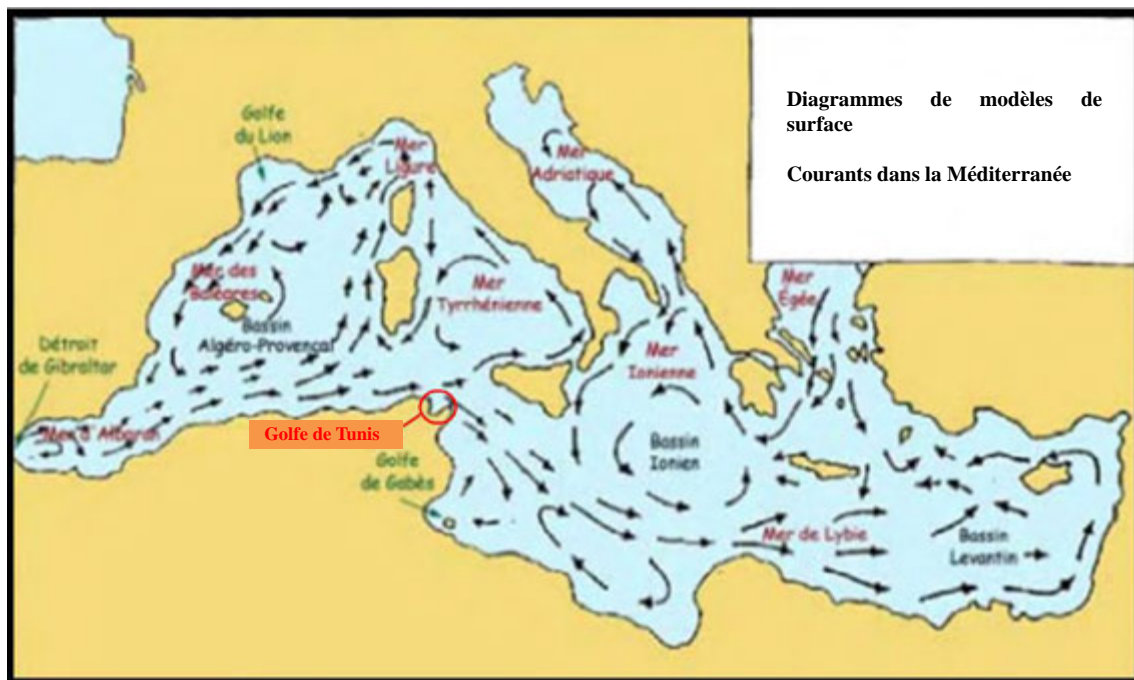
Les courants sont catégorisés en 4 types.

- Courant de surface
- Courant dû au vent
- Courant de marée
- Courant de vague

Le courant dans la zone côtière de la Tunisie a une vitesse maximale faible (0,10 m/s) et une zone de courant de vague étroite. En conséquence, le courant de surface et le courant dû au vent auront une influence majeure sur la diffusion thermique des effluents.

a. Courant de surface

La Méditerranée est reliée à l'Atlantique par le détroit de Gibraltar, et comme la quantité d'évaporation depuis la surface de la mer est assez grande, elle a une salinité élevée et un faible niveau de marée. Du fait d'un niveau de la mer inférieur et d'une plus grande salinité de l'eau, la partie orientale de la Méditerranée a la quantité d'évaporation la plus élevée. L'eau de mer à faible salinité que l'Atlantique jette dans la région orientale de la Méditerranée, pousse l'eau de mer à haute salinité de la Méditerranée orientale en retour vers l'Atlantique par le détroit de Gibraltar. De cette façon, l'eau à faible salinité, relativement plus légère, coule vers l'est près de la surface de la mer, tandis que le courant profond à haute salinité et plus lourd coule vers l'ouest.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.1-10 Diagramme des courants de surface de la Méditerranée

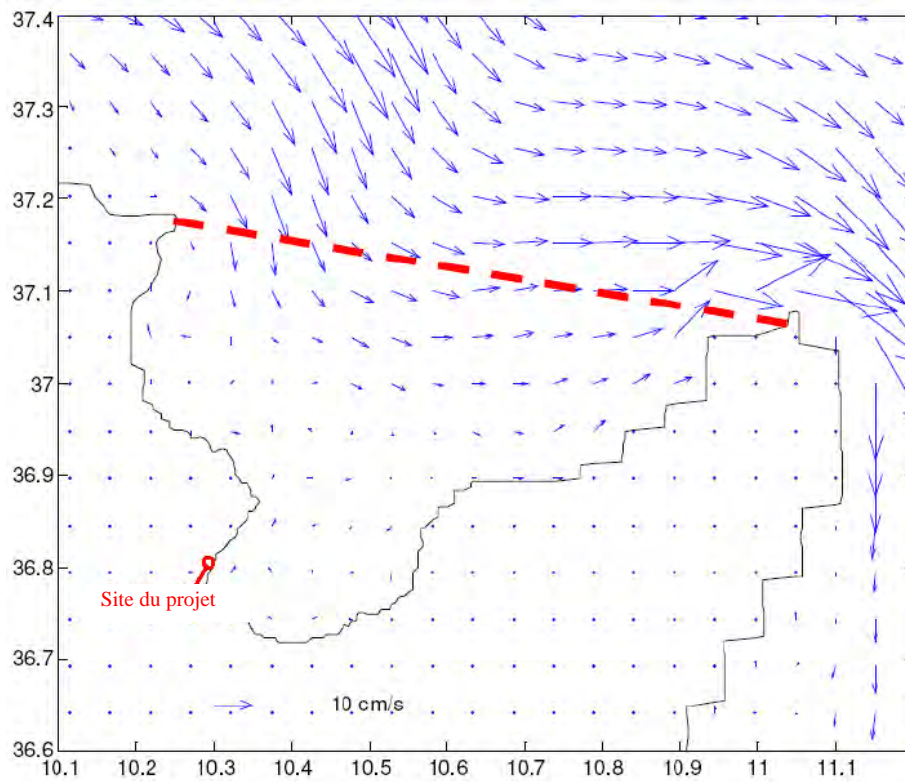
b. Courant dû au vent

Lorsque le vent souffle sur la surface de la mer, l'eau se déplace à la surface dans le sens du vent, mue par la pression du vent, et un courant se produit donc à cause du vent. Des simulations du courant de la mer dans le Golfe de Tunis correspondant à chaque direction du vent sont décrites de la figure 8.1-11 à la figure 8.1-13.

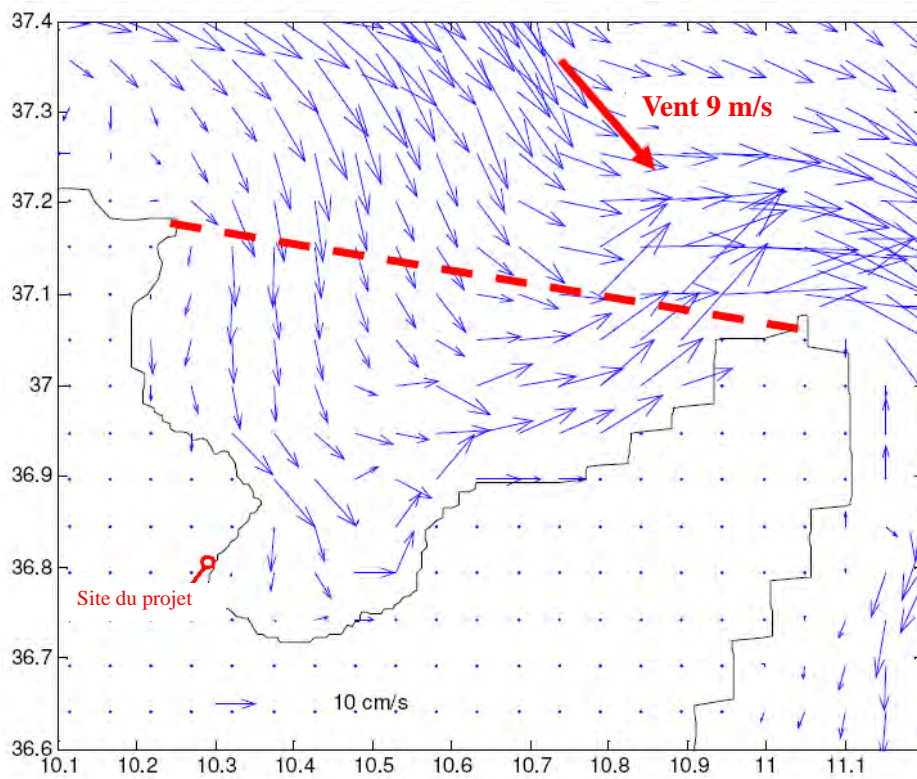
Dans des conditions calmes sans influence du vent, le courant de surface de la Méditerranée circulant d'ouest en est provoque un afflux d'eau de mer de la côte occidentale du Golfe de Tunis, mais n'atteint que la proximité du centre du golfe (Figure 8.1-11).

En cas de vent nord-ouest, ce courant de mer est renforcé et l'entrée de l'eau de mer dans le sens horaire remonte loin dans le Golfe de Tunis, puis s'écoule depuis la côte orientale du golfe dans la Méditerranée (Figure 8.1-12).

En cas de vent d'est, le courant de surface ne s'écoule pas dans le Golfe de Tunis et le courant dans le golfe s'écoule dans le sens antihoraire (Figure 8.1-13).

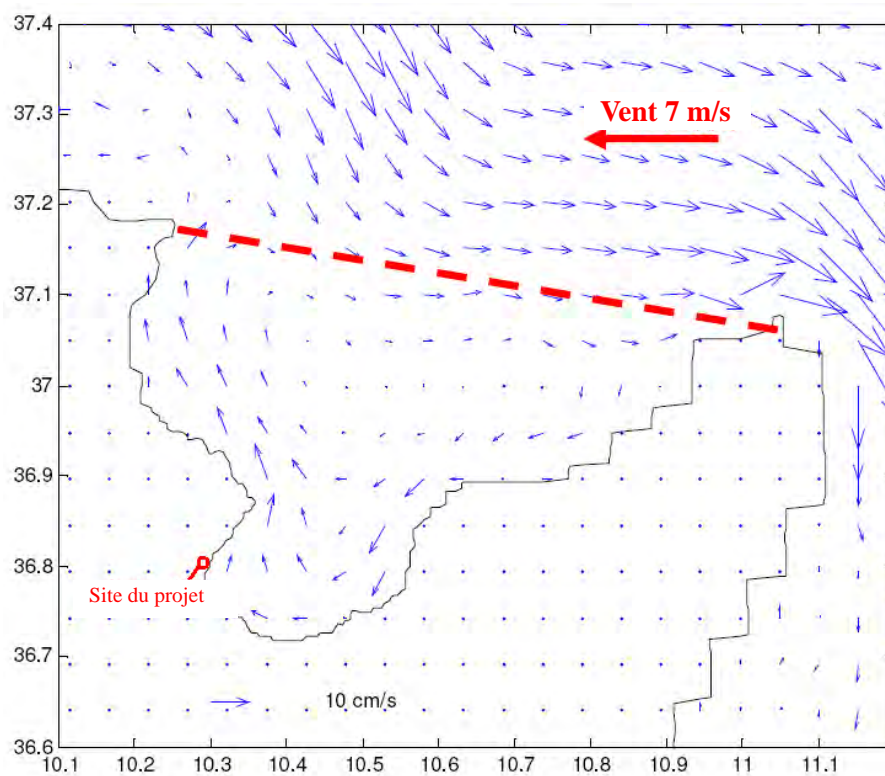


Source : Rapport EIE pour le projet Radès C
Figure 8.1-11 Circulation moyenne dans le Golfe de Tunis générée par temps calme (moins de 1m/s)



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.1-12 Circulation moyenne dans le Golfe de Tunis générée par vent NO (9m/s)



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.1-13 Circulation moyenne dans le Golfe de Tunis générée par vent d'est (7m/s)

(3) Environnement naturel

1) Situations autour du site du projet

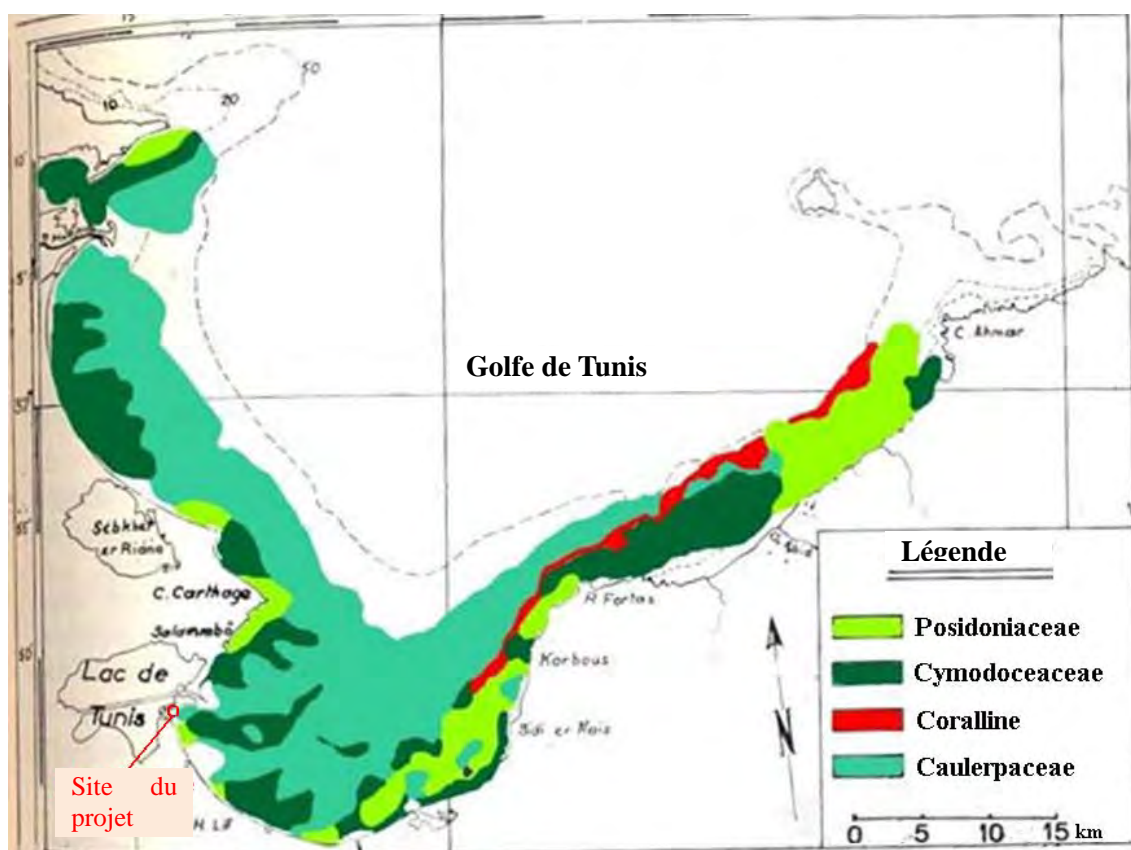
La zone autour du site du projet est, tel que présenté sur la Figure 8.1-14, les vestiges d'un camp de travail et d'un site de stockage de matériel datant de la construction de la centrale thermique Radès B et toujours en place sur le site, et une zone bien développée sans forêt. Peu de végétation excepté quelques plantes herbeuses et arbres plantés sous la forme d'une ceinture verte dans le site. Il n'y a pas de forêts primaires, de forêts naturelles ni de zones humides de mangrove autour du site. La sortie des eaux usées se fait face au banc de sable, sans estran ni récif de corail.



Source : Préparée par l'Équipe d'étude de la JICA d'après le logiciel Google earth
Figure 8.1-14 Situations autour du site du Projet

2) Flore et habitat sous-marin dans le Golfe de Tunis

Il existe peu d'informations sur l'habitat des zostères marines et des algues dans le Golfe de Tunis. La Figure 8.1-15 présente la distribution des herbiers marins dans le Golfe de Tunis en 1972. Les herbiers marins s'étendaient à l'ensemble de la zone de la mer du golfe à l'époque, mais l'étendue a diminué depuis en raison de la diminution de la clarté de l'eau et de l'eutrophisation.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.1-15 Flore et habitat sous-marin dans le Golfe de Tunis (1972)

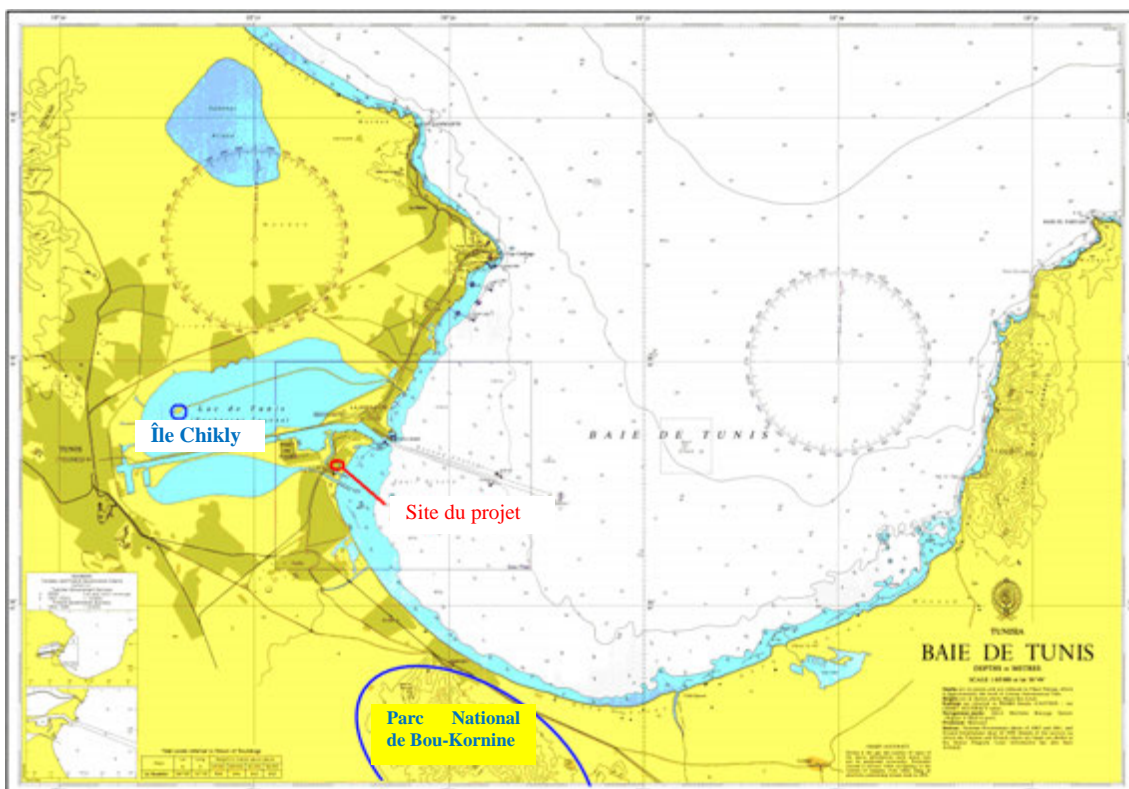
3) Réserve naturelle et Parc national

La Figure 8.1-16 montre la réserve naturelle et le parc national entourant le site du projet. La réserve naturelle la plus proche du site est l'île de Chikly situé dans le lac de Tunis à 6 km à l'ouest du site du Projet. Cette zone est interdite au développement en raison de monuments archéologiques, et est également une zone protégée d'oiseaux d'eau (Figure 8.1-17). À 8 km au sud-est du site du projet se trouve le parc national de Bou-Kornine (Figure 8.1-18) qui est la zone protégée de l'habitat des moutons de Barbarie.

La réserve naturelle est stipulée par la loi du code forestier N°88-20 : « Par réserve naturelle, s'entend un site naturel peu étendu dont l'objectif est la préservation de la vie naturelle et de l'habitat des espèces individuelles ou de groupe d'animaux ou de plantes et la conservation des espèces de faune migrantes d'importance nationale ou mondiale »¹.

Le parc national est soumis à la même loi : « Par parc national, s'entend une parcelle de terrain relativement étendue comprenant un ou plusieurs écosystèmes peu ou pas transformés par l'exploitation et l'occupation humaine où les espèces végétales et animales, les sites et les habitats géomorphologiques offrent un intérêt particulier d'un point de vue scientifique, éducatif et récréatif, ou qui incluent des paysages naturels d'une grande valeur esthétique »¹.

¹ www.cbd.int/database/attachment/?id=1170



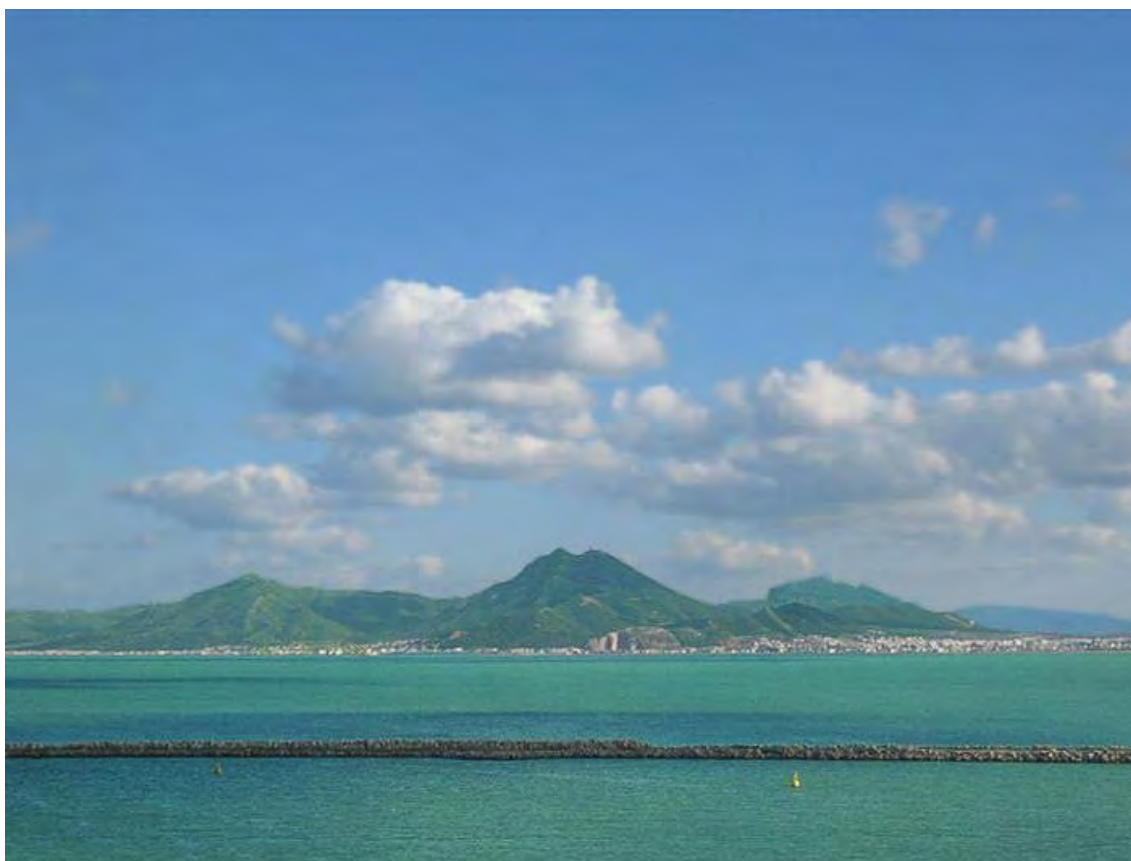
Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.1-16 Emplacement de la zone protégée et du parc national près du site du Projet



Source : <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:IleChikliLacTunis.jpg>

Figure 8.1-17 Paysages de l'île de Chikly



Source : http://en.m.wikipedia.org/wiki/File:Gulf_of_Tunis_with_Mount_Bou_Kornine.jpg

Figure 8.1-18 Paysage de la montagne Bou-Kornine

4) Oiseaux migrateurs

L'île Chikly est une réserve naturelle et également une zone d'atterrissage d'oiseaux migrateurs. La STEG avait réalisé une enquête sur les oiseaux migrateurs dans toute la Tunisie de juillet 2012 à juin 2013 dans le cadre de la construction de la station d'énergie éolienne. Le résultat de l'enquête indique que les oiseaux migrateurs débarquant en Tunisie ont tendance à migrer directement vers le nord, ce qui signifie que le site du projet n'est pas censé être la voie de migration principale des oiseaux migrateurs (Figure 8.1-19).



Source : STEG

Figure 8.1-19 Diagramme des principales voies migratoires des oiseaux migrateurs en Tunisie

8.1.3 Environnement social

(1) Utilisation du terrain

Le site du Projet est situé dans la Délégation de Radès, l'une des douze délégations du Gouvernorat de Ben Arous, mesurant 1 955 ha et peuplé de 47 910 habitants (2010). Il ne se trouve qu'à 10 km à l'est du centre de la capitale Tunis. La partie nord de la délégation de Radès est occupée par le port de Radès, ses entrepôts et ses installations connexes. Le port de Radès est le plus grand port commercial de Tunisie avec environ 6 millions de tonnes en transit chaque année. Il y a également une zone industrielle au nord-ouest de la

délégation comptant plus de 40 industries. Le quartier résidentiel se propage principalement le long du littoral et au centre de la délégation. Une zone résidentielle se trouve cependant à 300 m du bâtiment administratif de la STEG à Radès, à environ 600 m du site du Projet. Cette zone est appelée zone « Mallaha », avec une population estimée à 4 000 habitants d'après les personnes vivant là (Figure 8.1-19). Au sud et au sud-ouest de la délégation se trouve une grande zone de forêt.



Source : <http://193.95.122.123/atlas/en/node/644>

Figure 8.1-20 Utilisation du terrain dans la Délégation de Radès

(2) Caractéristiques Sociales près du site du Projet

Les caractéristiques sociales de la délégation de Radès et du Gouvernorat de Ben Arous sont présentées dans le tableau 8.1-1. La Délégation de Rades est en majorité une région industrielle et ne comporte pas de zones rurales. La densité de la population ainsi que la densité de logements y sont plus élevées que les moyennes dans le Gouvernorat de Ben Arous, Le développement des infrastructures sociales telles que l'eau potable, l'électricité et l'évacuation des eaux usées est également d'un haut niveau dans le Gouvernorat de Ben

Arous.

Tableau 8.1-1 Caractéristiques Sociales de la délégation de Radès et du Gouvernorat de Ben Arous

Indicateurs	Délégation de Radès	Gouvernorat de Ban Arous	Observations
Région (km ²)	19,93	666,75	-
Population	47 910	571 464 ¹⁾	2010
Taux de croissance annuel	2,31%	3,13% ¹⁾	1994/2004
Population urbaine	37 910	517 242 ¹⁰⁾	2010
Population rurale	-	54 222 ¹⁰⁾	2010
Densité de la population (hab. /km ²)	2 404	857	2010
Nombre de ménages	11 295	117 901 ²⁾	2004
Taille moyenne des ménages	3,69	4,00 ²⁾	2004
Taux d'activité	49,0%	49,0% ⁴⁾	2004
Taux de chômage	11,0%	13,0% ⁴⁾	2004
Nombre de logements	13 465	136 064 ⁵⁾	2004
Densité de logement (logements/ha)	6,83	2,04 ⁶⁾	2004
Principal centre urbain	Radès	Ban Arous	-
Taux d'approvisionnement en eau potable	99,9%	97,9% ³⁾	2004
Taux d'électrification	99,9%	98,9% ³⁾	2004
Taux de raccordement au réseau d'égouts	95,4%	86,2% ³⁾	2004
Nombre d'écoles primaires	13	151 ⁷⁾	2008
Nombre de collèges - Écoles secondaires	5	58 ⁷⁾	2008
Nombre de centres de santé	4	46 ⁸⁾	2008
Nombre de bureaux de poste	4	30 ⁹⁾	2008

Source : <http://193.95.122.123/atlas/en/node/664>

1) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/498>

2) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/504>

3) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/508>

4) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/518>

5) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/564>

6) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/581>

7) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/586>

8) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/594>

9) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/601>

10) http://www.ins.nat.tn/demog/population/fr/tab4_fr_evolution.xls

Mallaha représente la zone résidentielle la plus proche et se compose de plusieurs immeubles d'habitation de plain-pied et est une zone assez isolée au milieu de la zone industrielle. On y trouve des magasins pour la vie quotidienne et quelques restaurants. Une école élémentaire y est également située. La plupart des gens y résidant travaillent principalement pour les usines de la zone industrielle à proximité, certains d'entre eux travaillant même pour la STEG.

(3) Industrie

Le Gouvernorat de Ben Arous avait 585 entreprises de plus de 10 employés, dont environ près de 50% d'industries textile et de l'habillement, mécaniques et électriques (2007). En 2008, l'industrie dans le Gouvernorat de Ben Arous fournit environ 55 190 emplois dont près de 40 % (20 033 emplois) sont fournis par la branche mécanique/électrique et plus de 10 % pour le textile et l'habillement (11 978 emplois). L'industrie alimentaire fournit près de 10 % des emplois industriels avec plus de 6 000 emplois.

Tableau 8.1-2 Structure de l'industrie dans la Délégation de Radès et le Gouvernorat de Ben Arous

Zone	Délégation de Radès	Gouvernorat de Ben Arous	Observations
Nombre d'entreprises ¹⁾	43	558	2007
Nombre d'employés par secteur industriel ²⁾	3 594	55 190	2008

Source : 1) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/547>

2) <http://193.95.122.123/atlas/en/node/549>

(4) Trafic routier

D'après le recensement de 2007, les principales routes dans le gouvernorat ont enregistré un trafic de 284 192 véhicules/jour sur la route principale N1. La section R33 a enregistré 176 527 véhicules/jour y parmi lesquels 27 546 véhicules lourds, soit 15,6 %. (Figure 8.1-21)



Source : <http://193.95.122.123/atlas/en/node/606>

Figure 8.1-21 Trafic routier auprès du site du Projet

8.2 Évaluation d'impact environnemental et autres systèmes légaux

8.2.1 Présentation de l'administration environnementale

L'administration de l'environnement en Tunisie a commencé avec la création de l'Agence nationale de la protection de l'environnement (ANPE) en vertu de la loi No.88-91 en 1988. Avant cette date, toutefois, un certain nombre de ministères avaient commencé à organiser certaines réglementations ou normes sous des autorités respectives.

Le premier ministère à porter effectivement le nom de « Environnement » a été le Ministère de l'Environnement et de l'Aménagement du Territoire, créé par le décret N°92-1098 daté du 9 juin 1992. Le ressort de la direction en charge de l'environnement dudit ministère a été passé en Septembre 2002 au Ministère de l'Agriculture, de l'Environnement et des Ressources Hydrauliques. Un ministère indépendant en matière d'environnement a finalement été créé plus

tard en Novembre 2004, le Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (MEDD). Ce ministère, cependant, a été réintégré en janvier 2011 au ministère de l'Agriculture. Après une courte période d'indépendance en tant que Ministère de l'Environnement depuis Décembre 2011, le ministère a de nouveau été fusionné avec le Ministère de l'Équipement en Mars 2013, pour devenir l'actuel Ministère de l'Équipement et de l'Environnement (MEE). Actuellement, par conséquent, une partie importante des questions de politique de l'environnement sont sous l'autorité du MEE, laissant certains ressorts à d'autres ministères, comme les questions liées à la faune et à la flore dévolues au Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques.

Un certain nombre d'agences nationales travaillent en étroite collaboration avec et sous l'égide du MEE. Depuis sa création, l'ANPE a assumé un rôle important en tant qu'organisme chargé d'évaluer l'impact environnemental (EIE). L'Agence Nationale de Gestion des Déchets (ANGED), créée en 2005 par le décret n°2005-2317, contrôle tous les types de déchets en Tunisie. En outre, puisque le Projet est situé à proximité du bord de mer, l'Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL) est également concernée par l'évacuation de l'eau dans le domaine maritime public.

8.2.2 Cadre juridique lié à l'environnement

(1) Principales lois et réglementations concernant l'environnement

Ci-dessous se trouvent les principales lois et réglementations concernant les questions environnementales en Tunisie et en lien étroit avec le Projet.

- Loi N°66-27 promulguant le code du travail (avril, 1966)
- Loi N°75-16 promulguant le code de l'eau (mars, 1975)
- Loi N°86-35 relative à la protection des biens archéologiques, des monuments historiques et des sites naturels et urbains (mai, 1986)
- Loi N°88-20 promulguant le code des forêts (avril, 1988)
- Loi N°88-91 relative à la création de l'Agence nationale de la protection de l'environnement (août, 1988)
- Norme tunisienne N°106-02 relative aux effluents (juillet 1989)
- Décret N°90-2273 relatif aux statuts des contrôleurs de l'Agence nationale de la protection de l'environnement (décembre, 1990)
- Décret N°91-362 relatif aux Évaluations d'Impact Environnemental (mars, 1991)
- Loi N°92-115 simplifiant les procédures administratives de l'Agence nationale de la protection de l'environnement (novembre, 1992)
- Décret N°93-303 déterminant les attributions du Ministère de l'Environnement et de l'Exploitation du Territoire (février, 1993)
- Loi N°94-16 relative à l'exploitation et à la maintenance des zones industrielles (janvier 1994)
- Norme tunisienne N°106-04 relative à l'air (décembre, 1994)
- Décret N°95-72 relatif à la création de l'Agence de la Protection et du Développement des Zones Côtières (juillet, 1995)
- Loi N°96-29 introduisant un plan national d'intervention d'urgence contre la pollution marine (avril, 1996)
- Loi N°96-41 relative aux déchets solides, leur gestion et leur élimination (juin, 1996)
- Décret N°2000-2339 déterminant une liste des déchets dangereux (octobre, 2000)
- Décret N°2005-2317 relatif à la création de l'Agence Nationale de Gestion des Déchets (août, 2005)
- Décret N°2005-2933 déterminant les attributions du Ministère de l'Environnement et du Développement Durable (novembre, 2005)

- Décision du Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques du 19 juillet 2006, déterminant la liste des espèces rares de la faune et de la flore en voie d'extinction
- Décret N°2010-2519 fixant les limites supérieures de la pollution de l'air par des sources fixes (septembre, 2010)

(2) Principales normes et réglementations

Nous énumérons les principales normes tunisiennes concernant l'air, l'eau et le bruit, etc., en relation avec les projets de centrales thermiques.

1) Qualité de l'air

Les normes de qualité de l'air (N°106-04; décembre, 1994) sont présentées dans le Tableau 8.2.1. Il y a deux valeurs de référence. Les valeurs « Normes » sont autorisées, dans une certaine limite, à dépasser une certaine fréquence (fréquence autorisée). Les valeurs « directives » visent à être appliquées avec l'objectif d'effet à long terme sur l'environnement et la santé.

Notez que dans le Tableau 8.2.1, les directives SFI/EHS (Général 2007) sont présentées comme des valeurs de références. Les normes tunisiennes s'appliquent pour le Projet.

Tableau 8.2-1 Normes de Qualité de l'air ambiant

(Unité : $\mu\text{g}/\text{m}^3$, (ppm))

Paramètre	Temps moyen	Fréquence autorisée	Normes tunisiennes relatives à l'air (N°106-04)		Directives SFI/EHS (Général ; 2007)
			Normes	Directives	
CO	8 heures	Deux fois/30 jours	10 000 (9)	10 000 (9)	-
	1 heure	Deux fois/30 jours	40 (35)	30 (26)	-
NO ₂	Année	-	200 (0,106)	150 (0,080)	40
	1 heure	Une fois/30 jours	660 (0,350)	400 (0,212)	200
O ₃	8 heures	-	-	-	160
	1 heure	Une fois/30 jours	235 (0,12)	150 - 200 (0,077 - 0,102)	-
PM ₁₀	Année	-	80	40 - 60	70
	24 heures	-	-	-	150
	1 heure	Une fois/12 mois	260	120	-
SO ₂	Année	-	80 (0,030)	50 (0,019)	-
	24 heures	Une fois/12 mois	365 (0,12)	125 (0,041)	125
	3 heures	Une fois/12 mois	1 300 (0,50)	-	-
	10 minutes	-	-	-	500
Pb	Année	-	2	0,5 - 1	-
H ₂ S	1 heure	Une fois/12	200	-	-

Paramètre	Temps moyen	Fréquence autorisée	Normes tunisiennes relatives à l'air (N°106-04)		Directives SFI/EHS (Général ; 2007)
			Normes	Directives	
		mois			

Source : Normes tunisiennes relatives à l'air (N° 106-04), directives SFI/EHS (Général ; 2007)

2) Normes d'émission de gaz

Les normes d'émissions de gaz d'échappement provenant d'une source fixe (2010-2519 septembre 2010) sont présentées dans le Tableau 8.2.2. Pour ce Projet, la source fixe de gaz d'échappement est une turbine à gaz et le combustible est le gaz naturel. En outre, le combustible de secours (5 jours prévus par an) est le gasoil.

Notez que dans le Tableau 8.2.2, les directives SFI/EHS (Centrale thermique 2008) sont présentées en valeurs de références. Les normes tunisiennes s'appliquent pour le Projet.

Tableau 8.2-2 Normes d'émission de gaz par les turbines à gaz

(Unité : mg/m³, (ppm))

Paramètre	Fixant la limite supérieure de pollution de l'air depuis une source fixe (2010-2519)		Directives SFI/EHS (Thermique ; 2008)	
	Gaz naturel	Gasoil	Gaz naturel	Gasoil
SO ₂	10 (3)	120 (41)	-	Utilise 1% ou moins de combustible S ^{*1} Utilise 0,5% ou moins de combustible S ^{*2}
NO ₂ (20 <MW <50)	80 (39)	120 (58)	51 (25)	152 (74)
(MW >50)	50 (24)	120 (58)		
CO	85 (68)	85 (68)	-	-
Poussière	10	20	-	-
PM ₁₀	-	-	-	50 ^{*1} 30 ^{*2}

Remarques : Les valeurs sont converties en 15% de concentration en O₂.

*1: Bassin atmosphérique non dégradé

*2: Bassin atmosphérique dégradé : Le bassin atmosphérique doit être considéré comme étant dégradé si les normes de qualité de l'air prévues par la loi à l'échelle nationale sont dépassées ou en leur absence.

Source: Fixant la limite supérieure de pollution de l'air depuis une source fixe (2010-2519), directives SFI/EHS (Thermique ; 2008).

3) Qualité de l'eau

a. Normes de Qualité de l'eau ambiante

Il n'y a pas de normes tunisiennes concernant qualité de l'eau et l'environnement. Seules les conditions d'émission des eaux usées industrielles et domestiques sont définies.

b. Normes d'évacuation des eaux usées

Les normes d'évacuation des eaux usées (normes tunisiennes N°106-02 juillet, 1989) sont présentés dans le Tableau 8.2-3. Les valeurs de références varient en fonction de

l'endroit où l'eau est évacuée, toutefois l'eau sera évacuée dans la mer pour ce Projet.

Notez que dans le Tableau 8.2-3, les valeurs concernant les eaux usées industrielles ainsi que domestiques des directives SFI/EHS sont présentées pour référence (Centrale thermique 2008 et 2007 Général, respectivement). Les normes tunisiennes s'appliquent pour le Projet.

Tableau 8.2-3 Normes d'évacuation des eaux usées

Paramètre	Unité	Normes tunisiennes relatives aux effluents (N°106-02)			Directives SFI/EHS	
		Déversement dans la mer	Déversement dans les eaux continentales	Déversement dans le réseau d'égouts	Eaux usées de l'industrie (Centrale thermique ; 2008)	Eaux usées domestiques (Général ; 2007)
Température	°C	35	25	35	-*	-
pH	-	6,5 - 8,5	6,5 - 8,5	6,5 - 9	6 - 9	6 - 9
Solides en suspension	mg/L	30	30	400	50	50
Solides installés	mg/L	0,3	0,3	-	-	-
COD (DCO)	mg/L	90 (À l'exception des eaux de baignade et d'aquaculture)	90	1 000	-	125
BOD (DBO) ₅	mg/L	30	30	400	-	30
Cl	mg/L	-	600	700	-	-
Cl ₂	mgCl ₂ /L	0,05	0,05	1	-	-
ClO ₂	mg/L	0,05	0,05	0,5	-	-
Chlore résiduel	mg/L	-	-	-	0,2	-
SO ₄	mg/L	1 000	600	400	-	-
Magnésium (Mg)	mg/L	2 000	200	300	-	-
Potassium (K)	mg/L	1 000	50	50	-	-
Sodium (Na)	mg/L	-	300	1 000	-	-
Calcium (Ca)	mg/L	-	500	-	-	-
Aluminium (Al)	mg/L	5	5	10	-	-
Échelle de couleur platine-cobalt	mg/L	100	70	-	-	-
Sulfure	mg/L	2	0,1	3	-	-
Fluorure	mg/L	5	3	3	-	-
NO ₃ -N	mg/L	90	50	90	-	-
NO ₂ -N	mg/L	5	0,5	10	-	-
NH ₃ -N	mg/L	30	1	100	-	-
T-N	mg/L	-	-	-	-	10
PO ₄ -P	mg/L	0,1	0,05	10	-	-
T-P	mg/L	-	-	-	-	2
Phénols	mg/L	0,05	0,002	1	-	-
Huiles	mg/L	20	10	30	-	-

Paramètre	Unité	Normes tunisiennes relatives aux effluents (N°106-02)			Directives SFI/EHS	
		Déversement dans la mer	Déversement dans les eaux continentales	Déversement dans le réseau d'égouts	Eaux usées de l'industrie (Centrale thermique ; 2008)	Eaux usées domestiques (Général ; 2007)
saponifiables						
Total des hydrocarbures aliphatiques (huile, graisse, goudron)	mg/L	10	2	10	10	10
Solvants chlorés	mg/L	0,05	0	0,1	-	-
Détergents anioniques (ABS)	mg/L	2	0,5	5	-	-
Bore (B)	mg/L	20	2	2	-	-
Fer (Fe)	mg/L	1	1	5	1,0	-
Cuivre (Cu)	mg/L	1,5	0,5	1	0,5	-
Étain (Sn)	mg/L	2	2	2	-	-
Manganèse (Mn)	mg/L	1	0,5	1	-	-
Zinc (Zn)	mg/L	10	5	5	1,0	-
Molybdène (Mo)	mg/L	5	0,05	5	-	-
Cobalt (Co)	mg/L	0,5	0,1	0,5	-	-
Brome actif Br ₂	mg/L	0,1	0,05	1	-	-
Baryum (Ba)	mg/L	10	0,5	10	-	-
Argent (Ag)	mg/L	0,1	0,05	0,1	-	-
Arsenic (As)	mg/L	0,1	0,05	0,1	0,5	-
Béryllium (Be)	mg/L	0,05	0,01	0,05	-	-
Cadmium (Cd)	mg/L	0,005	0,005	0,1	0,1	-
Cyanogène (CN)	mg/L	0,05	0,05	0,5	-	-
Chrome hexavalent (Cr ⁶⁺)	mg/L	0,5	0,01	0,5	0,5 (T-Cr)	-
Chrome trivalent (Cr ³⁺)	mg/L	2	0,5	2	-	-
Antimoine (Sb)	mg/L	0,1	0,1	0,2	-	-
Nickel (Ni)	mg/L	2	0,2	2	-	-
Sélénium (Se)	mg/L	0,5	0,05	1	-	-
Mercure (Hg)	mg/L	0,001	0,001	0,01	0,005	-
Plomb (Pb)	mg/L	0,5	0,1	1	0,5	-
Titane (Ti)	mg/L	0,001	0,001	0,01	-	-
Pesticides - Insecticides - Composés organiques du phosphore - Composés de carbamates - Herbicides chimiques	mg/L	0,005	0,001	0,01	-	-

Paramètre	Unité	Normes tunisiennes relatives aux effluents (N°106-02)			Directives SFI/EHS	
		Déversement dans la mer	Déversement dans les eaux continentales	Déversement dans le réseau d'égouts	Eaux usées de l'industrie (Centrale thermique ; 2008)	Eaux usées domestiques (Général ; 2007)
- Fongicides - PCB & PCT						
Bactéries fécales coliformes	MPN/100 ml	2 000	2 000	-	-	400
Streptocoques fécaux	MPN/100 ml	1 000	1 000	-	-	-
Salmonelle	MPN/500 ml	Absence	Absence	-	-	-
Vibrio cholerae	MPN/100 ml	Absence	Absence	-	-	-

Remarques : *: Les zones à température élevée doivent être minimisées en ajustant la consommation et la conception de l'émissaire malgré l'EIE spécifique du projet dépendant des écosystèmes aquatiques sensibles autour du point de déversement.

Source : Normes tunisiennes relatives aux effluents (N°106-02), directives SFI/EHS (Général ; 2007) and (Thermique ; 2008).

4) Bruit

Il n'existe pas de normes relatives au bruit en Tunisie. Le niveau de bruit dans une source fixe est défini par la loi du travail (Loi N°66-27 avril 30, 1966) et ses amendements. La loi exige 85 dBA ou moins dans les zones industrielles et 70 dBA ou moins dans les zones résidentielles à une distance de 1 m de la source de bruit. Pour référence, les directives SFI/EHS (Général 2007) sont présentées dans le Tableau 8.2-4. Les directives SFI/EHS exigent que ne soit pas dépassés les niveaux dans le Tableau, ou d'une augmentation de 3 dB maximum dans les niveaux arrières du récepteur le plus proche de la source sur site. L'exigence IFC/EHS s'applique pour le Projet.

Tableau 8.2-4 Valeurs de niveaux du bruit des directives SFI/EHS

Récepteur	LAeq (dBA) une heure	
	Journée 07h00-22h00	Nuit 22h00-07h00
Résidentiel, Institutionnel, et Éducatif	55	45
Industriel et commercial	70	70

Source : Directives SFI/EHS (Général ; 2007)

5) Déchets solides

La loi concernant la gestion et l'élimination des déchets solides (Loi N° 96-14) stipule les critères de classification des déchets solides et la méthode d'élimination pour chaque classe de déchet solide. Les déchets solides sont classés principalement comme suit. Les déchets ménagers, les déchets dangereux, les déchets stabilisés (tels que la ferraille et les déchets plastiques), les matériaux d'emballage, et les déchets spéciaux (tels que les boues de station d'épuration et les déchets médicaux). La collecte des déchets solides est de la responsabilité des gouvernements locaux, et l'élimination est gérée par l'agence nationale pour la gestion et l'élimination des déchets (ANGED).

La réglementation sur les déchets dangereux (Règlementation N° 2339-2000) stipule 20

types de déchets dangereux (Tableau 8.2-5). Les éléments détaillés sont présentés pour les centrales thermiques.

Tableau 8.2-5 Liste des déchets dangereux

Code	Désignation
01	Déchets radioactifs
0101	Déchets médicaux
0102	Déchets non médicaux
0103	Déchets provenant de produits consommés contenant des agents radioactifs
0104	Déchets de réacteurs nucléaires
02	Déchets de centres médicaux ou vétérinaires et des recherches associées
0201	Déchets des unités de maternité, de diagnostic, de traitement ou de prévention des maladies humaines
0202	Déchets des la recherche, du diagnostic, du traitement ou de la prévention des maladies animales
03	Déchets provenant de la production primaire (agriculture, horticulture, chasse, pêche, aquaculture et production agro-alimentaire)
0301	Déchets provenant de la production primaire
0302	Déchets de fruits, légumes, céréales, transformation de l'huile alimentaire, de la nourriture en conserve et de la production de tabac
04	Déchets provenant de l'exploration et de l'exploitation minière, et du traitement du minerai
0401	Déchets provenant de minerais métalliques physiques et du traitement chimique
0402	Déchets provenant de minerais métalliques physiques et du traitement chimique
0403	Déchets du forage et autres boues d'extraction
05	Déchets provenant du traitement du bois, du papier, du carton, du contre-plaqué et de l'ameublement
0501	Déchets provenant de produits de protection du bois
0502	Déchets provenant du traitement du papier, du carton et de la pâte de papier
06	Déchets de l'industrie du cuir et des textiles
0601	Déchets de l'industrie du cuir
0602	Déchets de l'industrie des textiles
07	Déchets provenant du raffinage du pétrole, de la purification du gaz naturel et du traitement pyrolytique du carbone
0701	Boues et déchets solides contenant des hydrocarbures
0702	Argiles de filtration usagées
0703	Déchets issus du traitement du charbon par pyrolyse
0704	Résidus d'épuration de gaz naturel
0705	Déchets provenant de la régénération des huiles
08	Déchets de procédés de chimie minérale
0801	Déchets de solutions acides
0802	Déchets de solutions alcalines
0803	Déchets salés et leurs solutions
0804	Déchets contenant des métaux
0805	Déchets in situ
0806	Déchets provenant de la chimie du soufre et des procédés de désulfuration
0807	Déchets provenant de la chimie des halons
0808	Déchets provenant de la chimie des phosphates
0809	Déchets provenant de la chimie minérale
09	Déchets provenant du traitement de chimie organique

Code	Désignation
0901	Déchets provenant de la fabrication, de la formulation, de la distribution et de l'utilisation des produits biologiques de base (MFDU)
0902	Déchets de produits biologiques de base MFDU
0903	Déchets provenant de colorants et pigments organiques MFDU
0904	Déchets de pesticides organiques MFDU
0905	Déchets de produits pharmaceutiques MFDU
0906	Déchets provenant de corps gras, savons, détergents, désinfectants et substances cosmétiques
0907	Déchets provenant de MFDU de produits chimiques provenant de la chimie fine et de produits chimiques non mentionnés ailleurs
10	Déchets provenant de produits de revêtement MFDU (vernis, vitreux (verre) émaux), mastic (remplissage) et des encres d'imprimerie
1001	Déchets de peintures et de vernis
1002	Déchets de MFDU d'encres d'imprimerie
1003	Déchets de MFDU de colles et remplissage (mastic) y compris les produits d'étanchéité (étanchéité à l'eau)
11	Déchets provenant de l'industrie photographique
1101	Déchets provenant de l'industrie photographique
12	Déchets provenant de traitements thermiques
1201	Déchets provenant de centrales électriques et autres installations de combustion
120101	Cendres volantes
120102	Acide sulfurique
1203	Déchets de la pyrométallurgie de l'aluminium
1204	Déchets de la pyrométallurgie du plomb
1205	Déchets de la pyrométallurgie du zinc
1206	Déchets de la pyrométallurgie du cuivre
1207	Déchets de ciment (béton), chaux, fabrication de plâtre et sous-produits
13	Déchets inorganiques contenant des métaux provenant du traitement des métaux et des revêtements, et de métaux non-ferreux hydrométallurgie
1301	Déchets liquides et boue de métaux (par exemple, processus de galvanisation, de zingage, de décapage, de gravure, de phosphatation, nettoyage et dégraissage alcalin)
1302	Boues et solides des métaux non-ferreux hydrométallurgiques
1303	Boues et solides des déchets de traitement par trempage
14	Déchets provenant du façonnage et du traitement mécanique de la surface des métaux et matières plastiques
1401	Déchets du façonnage (repassage, soudage, emboutissage, étirage, moulinage/tournage, découpe et fraisage)
1402	Déchets du dégraissage hydraulique et à la vapeur
15	Huiles usées, excepté les huiles alimentaires
1501	Huiles de freinage et huiles liquides usagées
1502	Huiles de moteur, d'embrayage et lubrifiantes usagées
1503	Huiles d'isolation, de transfert de chaleur et autres fluides usagés
1504	Huiles de cale hydrocarbures (combustibles)
1505	Contenu de séparateurs hydrauliques/hydrocarbures
1506	Huiles usagées non spécifiées
16	Déchets provenant de substances organiques utilisés comme les solvants
1601	Déchets provenant du dégraissage de métaux et de l'entretien de machine
1602	Déchets du nettoyage des textiles et du dégraissage des produits naturels

Code	Désignation
1603	Déchets provenant de l'industrie électronique
1604	Réfrigérants, aérosols et propulseur de mousse
1605	Déchets de solvants et récupération de liquides de refroidissement (bouchons de distillation/déchets)
17	Déchets provenant de la construction et de la démolition
1701M	Matériaux isolants
18	Déchets provenant des usines de traitement des déchets, d'assainissement et de l'industrie de l'eau
1801	Déchets provenant de la combustion des déchets ou de la pyrolyse municipale et semblables aux déchets provenant de petites entreprises, industries et de bureaux de l'administration
1802	Déchets provenant de déchets industriels physico-chimiques spécifiques (par exemple, déchromage, décyanurage et neutralisation)
1803	Déchets vitrifiés et déchets provenant de la vitrification
1804	Élimination des lixiviats (= <i>liquides toxiques provenant des déchets des décharges</i>)
1805	Déchets provenant des usines de traitement des eaux usées non spécifiés ailleurs
19	Déchets ménagers et semblables aux petites entreprises, industries et bureaux, y compris les pièces collectées séparément
1901	Pièces collectées séparément
20	Déchets non-spécifiés ailleurs
2001	Véhicules en fin de vie
2002	Équipements mis au rebut et déchets de déchetage
2003	Déchets explosifs
2004	Batteries et accumulateurs
2005	Déchets du nettoyage des transports et des réservoirs de stockage

Source : Liste des déchets dangereux (Règlementation N°2000-2339)

- 1) Conventions et traités internationaux
Ci-dessous les principales conventions et traités internationaux relatifs à la protection de l'environnement ratifiés par la Tunisie.
 - Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction (Convention de Washington)
 - Convention pour la protection de la mer Méditerranée contre la pollution (Convention de Barcelone)
 - Convention africaine sur la conservation de la nature et des ressources naturelles
 - Accords pour la protection des mouvements transfrontières des oiseaux migrateurs
 - Convention relative aux zones humides d'importance internationale particulièrement comme habitats de la sauvagine (Convention de Ramsar)
 - Convention sur la diversité biologique
 - Convention des Nations Unies sur la lutte contre la désertification dans les pays gravement touchés par la sécheresse et/ou la désertification, en particulier en Afrique
 - Convention de Berne relative à la conservation de la vie sauvage et du milieu naturel
 - Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires, 1973, telle que modifiée par le Protocole de 1978 s'y rapportant (Convention MARPOL 73/78)
 - Convention de Stockholm sur les polluants organiques persistants
 - Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques

8.2.3 Vue d'ensemble des évaluations d'impact environnemental

(1) Procédures de l'évaluation d'impact environnemental (EIE)

Les procédures pour les EIE ont été établies par le décret N°91-362 en 1991, et certaines modifications ont été faites par le décret N°2005-1991 daté du 11 juillet 2005. L'annexe I du décret montre une liste dressée pour les 26 projets en catégorie A et une autre liste pour les 24 projets en catégorie B. La catégorie A est jugée équivalente à la catégorie B et la catégorie B équivaut à la catégorie A respectivement selon les « lignes directrices pour les considérations environnementales et sociales (avril 2010) de l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA) ». L'établissement d'une EIE est obligatoire pour les projets classés en catégorie A et catégorie B. De plus, 18 projets sont listés en annexe-II du dit décret. Ces projets ne sont pas nécessaires pour mener une EIE, mais l'organisme d'exécution est nécessaire pour prendre des mesures tel que stipulés dans l'ordonnance du ministère respectif responsable pour le projet (Tableau 8.2-6).

Puisque les centrales de 300 MW ou plus sont classifiées en Catégorie B, le Projet appartient à la catégorie B d'après les réglementations tunisiennes.

Tableau 8.2-6(1) Projets de catégorie A (annexe-I)

N°	Projet
1	Installation de gestion des déchets ménagers d'une capacité de traitement n'excédant pas plus de 20t par jour
2	Installation de traitement/fabrication de matériaux de construction, céramique et verre
3	Installation de fabrication de médicaments et de drogues
4	installation de métallurgie non-ferreuse
5	Installation de travail des métaux/de la surface
6	Projet d'exploration/essai de forage pétrole/gaz naturel
7	Forage en terre et sable et collecte site/métal de site minier dont la production n'excède pas 300 000 tonnes/an.
8	Installation de production de sucre/levure
9	Installation de teinture, de tricotage et de lavage
10	Développement de complexe industriel n'excédant pas 15 ha
11	Projet d'urbanisme de 5 à 20 ha
12	Projet de développement de zone touristique de 10 à 30 ha
13	Installation de fabrication de fibres minérales
14	Installation de fabrication/transformation/stockage d'aliments
15	Installation de traitement de la viande
16	Usine de fabrication/assemblage de véhicules (pièces)
17	Chantier naval
18	Installation de fabrication/entretien d'avions
19	Installation de culture de fruits de mer
20	Installation de dessalement dans une usine ou une installation touristique
21	Installation de thalassothérapie/spa
22	Hôtels de plus de 300 lits
23	Installation de fabrication de papier/carton
24	Installation de fabrication d'élastomère/peroxyde

Source : Décret N° 2005-1991 relatif à l'Évaluation d'impact environnemental.

Tableau 8.2-6(2) Projets de catégorie B (annexe-I)

N°	Projet
1	Usine de raffinage de pétrole, installation de gazéification/liquéfaction, avec une capacité de plus de 500t/jour de traitement de pétrole/charbon
2	Installation de production d'électricité de plus de 300 MW
3	Installation de gestion des déchets ménagers d'une capacité de traitement de plus de 20t/jour
4	Installation de gestion des déchets dangereux
5	Usine de fabrication de plâtre/ciment/chaux
6	Usine de fabrication de produits chimiques, de pesticides, de peinture, d'abrasif, et d'eau de Javel généralement considérées comme, installation importune, dangereuse, susceptible d'avoir un mauvais effet sur la santé.
7	Usine de fabrication de fer/acier
8	Projet concernant le forage du sol et le développement de la production des ressources naturelles pour plus de 300 000 t/an
9	Fabrication de pâte et installations de traitement de la cellulose
10	Projet concernant la construction des chemins de fer, routes principales, autoroutes, ponts et échangeurs.
11	Projet concernant la construction de l'aéroport avec une piste de plus de 2100 m de long.
12	Projet concernant un port de commerce, de pêche et de loisir
13	Projet concernant le développement d'une zone industrielle sur 5ha.
14	Projet d'urbanisme avec zone de plus de 20 ha
15	projet de développement de zone touristique de plus de 30 ha
16	Installation de transport de pétrole brut et de gaz
17	Installation de traitement des effluents municipaux
18	Installation de traitement centralisé pour les effluents industriels
19	Tanneur
20	Installation d'irrigation utilisant l'eau traitée pour l'agriculture
21	Projet de barrage à grande échelle
22	Projet agricole ne figurant pas à l'annexe II
23	Installation de dessalement pour l'approvisionnement des zones urbaines en eau potable
24	Hôtels de plus de 1000 lits
25	Installation d'extraction, de traitement et de lavage pour les métaux/non-métaux
26	Phosphore et son installation de traitement des sous-produits

Source : Décret N° 2005-1991 relatif à l'Évaluation d'impact environnemental.

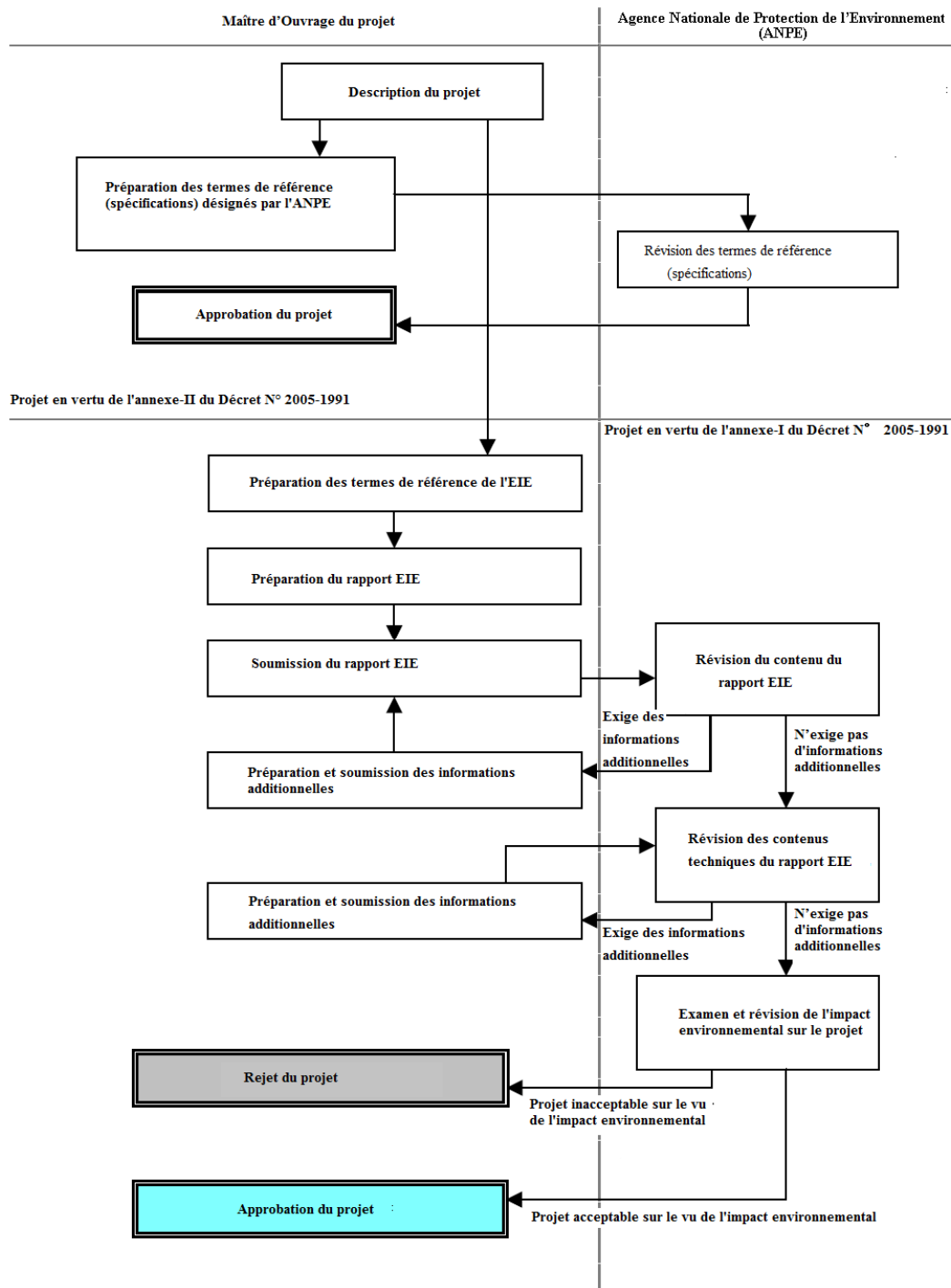
Table 8.2-6(3) Projets listés en annexe-II

N°	Projet
1	Projet d'urbanisme avec une zone de moins de 5 ha ; un projet de développement de zone touristique de moins de 10 ha
2	Projet concernant la construction d'écoles ou d'installation éducatives
3	Project d'installation de pipeline pour l'alimentation en eau
4	Projet d'installation de ligne de transmission non listé dans l'annexe-1 et de ne pas passer à travers une zone vulnérable.
5	Projet de développement de zone côtière non cité à l'annexe-I
6	Installation d'extraction de l'huile d'olive
7	Installation d'extraction de l'huile animale/végétale
8	Installation d'élevage de bétail
9	Industrie textile ne figurant pas à l'annexe I
10	Installation de pièces métalliques de grandes presse/de coupe
11	Transport d'hydrocarbures/installations de stockage, installation de nettoyage de véhicule
12	Usine de fabrication d'amidon alimentaire
13	Carrière de roche conventionnelle
14	Installation de stockage des substances gaz/chimiques
15	Projet de construction de chaudière/réservoir, usine de tôle
16	Industrie de lavage à l'eau
717	Installation à petite échelle de stockage de l'eau
18	Usine de fabrication pour les suppléments nutritionnels et autres

Source : Décret N°2005-1991 relatif à l'Évaluation d'impact environnemental.

Pour les projets appartenant à l'annexe-2, pour lesquels une EIE n'est pas requise, l'organisme d'exécution doit soumettre à l'ANPE des documents de spécifications (conception) nécessaires et après l'évaluation/approbation de l'ANPE, le projet sera approuvé.

D'un autre côté, pour les projets appartenant aux catégories A ou B, une EIE doit être examinée par l'ANPE qui vérifie ses contenus et justifications techniques. L'ANPE doit présenter ses commentaires sur l'EIE dans les 21 jours ouvrables suivant la soumission d'un rapport EIE pour les projets de catégorie A et dans les trois mois pour les projets de catégorie B. Si aucun commentaire n'est reçu de l'ANPE, le projet est considéré comme approuvé. Pour les cas où les commentaires de l'ANPE nécessitent des investigations plus poussées, un temps supplémentaire est nécessaire avant de recevoir l'approbation (Figure 9.1). De plus, une EIE est supposée être exécutée, non pas par l'organisme d'exécution lui-même mais par une organisation professionnelle externe (bureau de conseil ou expert professionnel des questions environnementales).



Source : Banque japonaise pour la coopération internationale (JBIC) « Profil environnemental de la Tunisie » (2006) et équipe d'étude JICA.

Figure 8.2-1 Flux de procédures d'EIE

Pour l'EIE de ce projet, la STEG, à travers ses procédures d'appel d'offre, a sélectionné un bureau de conseil tunisien TPE (Tunisie Protec Environnement). Le rapport de l'EIE avait

été finalisé en décembre 2013 et soumis par la STEG à l'ANPE (Agence Nationale de Protection de l'Environnement) le 10 décembre 2013. Le rapport de l'EIE a été approuvé par l'ANPE le 13 février 2014.

La STEG a reçu 8 points au titre de conditions d'approbation et doit soumettre à l'ANPE un rapport EIE mis à jour comprenant tous ces points. La STEG répondra aux conditions d'approbation de l'EIE (Tableau 8.2-7)

Tableau 8.2-7 Réponse aux conditions d'approbation de l'EIE

N°.	Conditions	Contexte des conditions	Correspondance
1	Impact cumulatif de toutes les centrales au suivi des projets antérieurs	L'ANPE a fait valoir que les données de mesure d'une saison ne suffisent pas à évaluer le modèle simulé.	La STEG a ordonné à Tunisie Protec Environnement (TPE) (un consultant pour l'environnement qui a par ailleurs préparé le rapport de l'EIE soumis à l'ANPE) de procéder à une deuxième simulation basée sur la température de l'eau de mer mesurée en deux saisons différentes (saisons froides et chaudes). La STEG a déjà fourni à TPE le résultat des mesures de température effectuées en juillet 2008 et mars 2010, en plus de données mesurées en septembre 2013. Une fois que TPE aura terminé une deuxième simulation de diffusion des effluents thermiques, ils mettront à jour le rapport de l'EIE avec le résultat de la deuxième simulation. La STEG prévoit de soumettre dès que possible l'EIE mis à jour à l'ANPE.
2	Effet d'augmenter le volume des points de sortie de la dispersion thermique et sa propagation dans la mer.	L'ANPE a demandé de montrer la différence de dispersion de l'effluent thermique entre avant et après l'opération de Radès C.	En remodelant le modèle de dispersion thermique, la STEG a ordonné à TPE de fournir deux simulations. La première présentera la dispersion thermique des centrales existantes : Radès A, Radès B et IPP. La deuxième présentera l'impact cumulatif de la dispersion thermique de toutes les centrales, y compris celle à venir à savoir Radès C.
3	Mode de gestion des eaux salées	L'ANPE a demandé de décrire quel sera le mode de gestion du système de purification des eaux salées.	La STEG a ordonné à TPE de mettre à jour le rapport de l'EIE par l'ajout d'un paragraphe explicatif décrivant la façon dont les eaux salées, qui sont de très petite quantité comparées à des eaux de refroidissement, seront gérées. Dans Radès A et B, les eaux salées sont directement évacuées dans la mer, car elles ne contiennent pas de produits chimiques.
4	Impact de la phase de construction sur l'eau souterraine	L'ANPE a demandé d'expliquer comment gérer les eaux usées du sous-sol.	La centrale sera installée sur des jalons forés, pour que la plupart des travaux de mise à niveau soient secs. Une fois le forage atteint l'eau souterraine, le pompage pour évacuer les eaux souterraines sera réalisé. Cette description sera faite dans le rapport de l'EIE mis à jour.
5	Détails du modèle de dispersion à la sortie d'évacuation à la mer (direction du vent, des courants d'eau, etc.)	L'ANPE avait demandé d'indiquer les détails de l'ensemble de données qui seront utilisées pour le modèle de dispersion de l'effluent thermique.	Les données utilisées pour la simulation de la dispersion thermique seront annexées au rapport d'EIE mis à jour.

N°.	Conditions	Contexte des conditions	Correspondance
6	Plan détaillé du suivi des effets sur l'environnement	----	Le plan du suivi des effets sur l'environnement mis à jour, qui est le même que la pièce jointe 20, sera inclus dans le rapport de l'EIE mis à jour.
7	Plan de gestion environnementale révisé	----	Le plan de gestion environnementale mis à jour, qui est le même que la pièce jointe 19, sera inclus dans le rapport de l'EIE mis à jour.
8	Présentation du compte rendu de toutes les audiences publiques menées dans le cadre du présent projet	----	Tous les procès-verbaux des audiences publiques seront annexés au rapport d'EIE mis à jour.

Source : STEG

(2) Contenus d'un Rapport EIE

Le décret N°2005-1991 stipule qu'un Rapport EIE doit inclure au moins les éléments suivants.

- a. Un aperçu détaillé du projet
- b. La situation actuelle du site du projet et une analyse des ressources naturelles et des autres éléments qui peuvent être touchés par la mise en œuvre du projet
- c. L'analyse des impacts que le projet peut avoir sur les ressources naturelles, la flore et la faune, les zones protégées y compris les forêts, les sites historiques, les espèces protégées et les parcs nationaux, etc.
- d. Possibilité d'éviter, la réduction ou les mesures et leurs estimations de coûts que l'organisme d'exécution pourrait prendre contre les estimations d'impacts négatifs causés par la mise en œuvre du projet
- e. Plan de gestion environnemental détaillé

(3) Divergences entre le Rapport EIE et les lignes directrices de la JICA

Le Tableau 8.2-8 indique les divergences entre les éléments traités par le Rapport EIE sur le Projet de Radès C et les éléments requis par les lignes directrices de la JICA.

Tableau 8.2-8 Divergences entre le Rapport EIE et les contenus requis par les lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales

Contenu	Lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales	Rapport EIE	Écart et action entreprise
Résumé analytique	Résultats importants par rapport aux discussions avec concision et mesures recommandées.	Pas de résumé	Il y a un écart. L'Équipe d'étude de la JICA a élaboré un résumé dans le présent rapport final
Cadre politique, légal et administratif	Cadre dans lequel le Rapport EIE doit être effectué.	Chapitre I	Il n'y a pas d'écart.
Description du projet	Décrit le projet proposé et son contexte géographique, écologique, social et temporel, y compris tout investissement hors site pouvant être requis (par exemple, les	Chapitre III	Il n'y a pas d'écart.

Contenu	Lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales	Rapport EIE	Écart et action entreprise
	pipelines dédiés, les routes d'accès, les centrales électriques, l'alimentation en eau, le logement, ou les matières premières et les installations de stockage des produits). Il indique également la nécessité d'un plan de réinstallation ou de développement social. Il comprend normalement une carte montrant le site du projet et la zone affectée par le projet.		
Données de base	Évalue les dimensions de la zone d'étude et décrit les conditions physiques, biologiques et socio-économiques pertinentes, y compris tous les changements susceptibles de survenir avant le démarrage du projet. En outre, il prend en compte les activités de développement en cours et envisagées dans la zone du projet mais pas directement connectées au projet. Les données doivent être pertinentes pour les décisions concernant le site du projet, la conception, l'exploitation, ou les mesures d'atténuation, et il est nécessaire d'indiquer la précision, la fiabilité et les sources des données.	Chapitre IV	Il manque certaines données de base. La JICA et son Équipe d'étude avaient obtenu certaines données de base et les ont insérées dans le présent rapport final.
Impacts sur l'environnement	Prévoit et évalue les impacts positifs et négatifs probables du projet en termes quantitatifs, dans la mesure du possible. Il identifie les mesures d'atténuation et les impacts négatifs sur l'environnement qui ne peuvent être atténués, et explore les possibilités d'amélioration de l'environnement. Il identifie et évalue l'étendue et la qualité des données disponibles, les lacunes en données essentielles et les incertitudes liées aux prévisions, et il précise les questions qui ne nécessitent pas d'attention supplémentaire.	Chapitre V	Il n'y a pas d'écart.
Analyse des alternatives	Compare les différentes options possibles sur le site du projet proposé, la technologie, la	Aucune analyse des solutions alternatives	L'Équipe d'étude de la JICA a fait l'analyse des cinq

Contenu	Lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales	Rapport EIE	Écart et action entreprise
	conception et l'exploitation, y compris l'option « zéro (sans projet) » de la situation en termes de : impacts environnementaux potentiels, faisabilité de l'atténuation de ces impacts, capital et coûts récurrents, adaptation aux conditions locales, et exigences institutionnelles, en formation, et en contrôle. Pour chacune des options alternatives, il quantifie les impacts environnementaux dans la mesure du possible, et leur attache une valeur économique. Il établit également la base pour la sélection de la conception du projet proposé en particulier, et offre une justification pour les niveaux d'émission recommandés et les méthodes de prévention de la pollution et de la réduction.		alternatives (y compris l'«option zéro» et les a décrites dans le présent rapport final.
Plan de gestion environnementale	Décrit les mesures d'atténuation, de monitoring, et institutionnelles à prendre durant la construction et l'exploitation afin d'éliminer les effets négatifs, de les compenser ou de les ramener à des niveaux acceptables.	Chapitres VI-VII	Il n'y a pas de « Plan de monitoring environnemental » L'Équipe d'étude de la JICA débat sur un « Plan de monitoring environnemental » avec la STEG et statue dessus dans le présent rapport final de l'équipe.
Consultation de la communauté	Comprend un dossier de réunions de consultation (date, lieu, participants, procédures, opinions des principaux acteurs locaux et leurs réponses, et d'autres éléments), y compris les consultations pour obtenir les points de vue avisés des personnes affectées, des organisations non gouvernementales (ONG) locales, et des autorités de réglementation.	Chapitre VII	L'Équipe d'étude de la JICA a aidé à organiser des réunions des parties prenantes.
Annexes	Politique de sauvegarde OP 4.01 Annexe B de la Banque mondiale (i) Liste des contributeurs au	Certaines informations sont disponibles dans	Aucun écart en substance. Le plan de réinstallation

Contenu	Lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales	Rapport EIE	Écart et action entreprise
	<p>Rapport EIE - individus et organisations.</p> <p>(ii) Références - Matériaux écrits publiés ou non, utilisés dans la préparation de l'étude.</p> <p>(iii) Dossier des réunions inter-institutions et de consultation, y compris les consultations pour obtenir les points de vue avisés des personnes affectées et des ONG locales. Le dossier précise des moyens autres que les consultations (par exemple, les enquêtes) qui ont été utilisés pour obtenir les points de vue des groupes concernés et des ONG locales.</p> <p>(iv) Tableaux présentant les données pertinentes visées ou résumées dans le texte principal.</p> <p>(v) Liste des rapports associés (par exemple, le plan de réinstallation ou plan de développement pour les autochtones).</p>	le texte principal et ses annexes	ou plan de développement des populations autochtones n'est pas applicable.

Source : Équipe d'étude de la JICA

(4) Autres permis environnementaux requis

Avant d'accorder une approbation au rapport de l'EIE, l'ANPE a pour habitude de concerter avec d'autres administrations compétentes telles que l'APAL dans le cas d'exécution du présent projet. Puisque la STEG a déjà obtenu une approbation auprès de l'ANPE, il n'y a plus de permis environnemental qui soit en outre nécessaire.

(5) Conventions internationales et les lois tunisiennes relatives à la protection de la flore et la faune

Le Tableau 8.2-9 montre la relation entre les conventions internationales et les lois tunisiennes relatives à la protection de la faune.

Tableau 8.2-9 Relations entre les conventions internationales et les lois tunisiennes

Conventions internationales	Lois tunisiennes
Convention relative aux zones humides d'importance internationale telles qu'en particulier, l'habitat de la sauvagine (Convention de Ramsar)	Loi n ° 86-64
Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction (Convention de Washington)	Loi n ° 74-12
Accords pour la protection des mouvements transfrontaliers des oiseaux migrateurs	Loi n ° 86-63
Convention sur la diversité biologique	Loi n ° 93-45
Convention de Berne relative à la conservation de la vie sauvage et du milieu naturel en Europe	Loi n ° 95-75

Source : Banque japonaise pour la coopération internationale (JBIC) « Profil environnemental de la Tunisie (2006) »

Les espèces protégées de la flore et de la faune en Tunisie (Décision prise le 19 juillet 2006 par le Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques) sont présentées respectivement dans le Tableau 8.2-10 et le Tableau 8.2-11. La capture et la récolte de ces espèces sont interdites et, pour un certain nombre d'espèces, leur habitat naturel est désigné comme faisant partie d'un parc national, etc. à des fins de protection. Les espèces inscrites dans la catégorie de la liste rouge par l'UICN (Union internationale pour la conservation de la nature et des ressources naturelles), les espèces réglementées pour les transactions internationales selon la CITES (Convention sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction), et les espèces en danger ou menacées inscrites dans la Convention de Barcelone² sont marquées pour référence avec la catégorie et le grade.

Tableau 8.2-10 Espèces de la flore protégées en Tunisie
(Décision prise le 19 juillet 2006 par le Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques)

Catégorie	Ordre	Famille	Nom scientifique	Nom français	État de conservation		
					UICN ¹⁾ 2013/Jan	CITES ²⁾ 2013/Juin	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
Magnoliopsida	Fagales	Fagaceae	Castanea sativa	Châtaignier	-	-	-
Magnoliopsida	Fagales	Fagaceae	Quercus afares	Chêne	-	-	-
Pinopsida	Pinales	Pinaceae	Cedrus atlantica	Cèdre de l'atlas	EN	-	-
Pinopsida	Pinales	Cupressaceae	Cupressus sempervirens	Cyprès méditerranéen	-	-	-
Magnoliopsida	Sapindales	Aceraceae	Acer monspessulanum	Érable	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Rosaceae	Prunus avium.L	Cerise sauvage	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Cannabaceae	Celtis australis.L	Micocoulier d'Europe	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Ulmaceae	Ulmus campestris.L	Orme champêtre	-	-	-
Magnoliopsida	Sapindales	Anacardiaceae	Pistacia atlantica	Arbre à mastic du mont Atlas	-	-	-
Magnoliopsida	Fabales	Leguminosae	Acacia radiana	-	-	-	-
Magnoliopsida	Polygonales	Polygonaceae	Calligonum azel	-	-	-	-
Magnoliopsida	Polygonales	Polygonaceae	Calligonum arich	-	-	-	-

² En 1975, 16 pays méditerranéens et la Communauté européenne avaient adopté le Plan d'action méditerranéen (PAM), le tout premier programme des mers régionales sous l'égide du PNUE.

En 1976, ces Parties avaient adopté la Convention pour la protection de la mer Méditerranée contre la pollution (Convention de Barcelone). Sept protocoles portant sur des aspects spécifiques de conservation de l'environnement méditerranéen complètent le cadre juridique du PAM (Plan d'action pour la Méditerranée) :

- * Protocole de dumping (navires et aéronefs)
- * Protocole de prévention et d'urgence (pollution par les navires et situations d'urgence)
- * Protocole sur les sources et activités terrestres
- * Protocole sur les aires spécialement protégées et la diversité biologique
- * Protocole Offshore (pollution causée par l'exploration et l'exploitation)
- * Protocole sur les déchets dangereux
- * Protocole sur la gestion intégrée des zones côtières (GIZC)

La réunion de la dix-septième conférence des parties (CdP 17) avait établi la liste des espèces en danger ou menacées en rapport avec le protocole sur les "aires spécialement protégées et la diversité biologique".

Catégorie	Ordre	Famille	Nom scientifique	Nom français	État de conservation		
					UICN ¹⁾ 2013/Jan	CITES ²⁾ 2013/Juin	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
	s						
Magnoliopsida	Rosales	Rosaceae	Cotoneaster racemiflora	-	-	-	-
Magnoliopsida	Fabales	Leguminosea	Genista saharae	-	-	-	-
Magnoliopsida	Lamiales	Lamiaceae	Marrubium deserti	-	-	-	-
Magnoliopsida	Gentianales	Asclepiadaeae	Periploca laevigata	-	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Rosaceae	Poterium spinosum.L	-	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Rosaceae	Prunus syriaca	Prune Mirabelle	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Rosaceae	Sorbus aria.L	Alisier blanc	-	-	-
Magnoliopsida	Solanales	Solanacea	Withania frutescens.P	-	-	-	-
Magnoliopsida	Fabales	Leguminosea	Anthyllis barba jovis.L	Barbe de Jupiter	-	-	-
Magnoliopsida	Fabales	Leguminosea	Anthyllis sericea	-	-	-	-
Magnoliopsida	Caryophyllales	Chenopodiaceae	Atriplex mollis	-	-	-	-
Magnoliopsida	Polygonales	Polygonaceae	Calligonum comosum	-	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Rhamnaceae	Rhamnus frangula.L	-	-	-	-
Magnoliopsida	Brassicales	Brassicaceae	Oudneya africana	-	-	-	-
Magnoliopsida	Fabales	Leguminosea	Prosopis stephaniana	-	-	-	-
Magnoliopsida	Rhamnales	Rhamnaceae	Ziziphus spinachus.L	-	-	-	-
Magnoliopsida	Sapindales	Anacardiaceae	Rhus tripartitum	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Aristida pulmosa	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Aristida ciliata	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Aristida obtusa	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Cymbopogon schoenanthus	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Dactylis glomerata	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Digitaria commutata	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Pennisetum dichotomum	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Pennisetum elatum.H	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Pennisetum Sotaceum	-	-	-	-
Liliopsida	Poales	Poaceae	Cenchrus ciliaris.L	Cenchrus cilié	-	-	-
Liliopsida	Poales	Poaceae	Tricholaena lanerife				-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Panicum turgidum	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Stipa fontasii.P	-	-	-	-
Liliopsida	Liliales	Asphodelaceae	Asphodelus acaulis	-	-	-	-
Magnoliopsida	Scrophulariales	Scrophulariaceae	Anarrhinum	-	-	-	-

Catégorie	Ordre	Famille	Nom scientifique	Nom français	État de conservation		
					UICN ¹⁾ 2013/Jan	CITES ²⁾ 2013/Juin	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
	es	e	brevifolium				
Liliopsida	Liliales	Colchicaceae	Colchicum autonnale	Crocus d'automne	-	-	-
Gnetopsida	Ephedrales	Ephedraceae	Ephedra alata alenda	-	LC	-	-
Magnoliopsida	Malvales	Cistaceae	Helianthemum confertum	-	-	-	-
Liliopsida	Cyperales	Gramineae	Sporobolus marginatus	-	-	-	-
Magnoliopsida	Rosales	Rosaceae	Rosa ssp	Rose	-	-	-
Magnoliopsida	Violales	Violaceae	Viola ssp	-	-	-	-
Liliopsida	Orchidales	Orchidaceae	Orchis ssp	Orchidée	-	II	-
Liliopsida	Liliales	Liliaceae	Tulpa ssp	Tulipe	-	-	-
Magnoliopsida	Primulales	Primulaceae	Cyclamen ssp	Cyclamen	-	II	-
Liliopsida	Liliales	Iridaceae	Iris ssp	-	-	-	-

Remarques : Catégories de l'UICN : **LC** (Peu concernée), **NT** (Presque menacée), **VU** (Vulnérable), **EN** (En danger), **CR** (Danger critique d'extinction), **EW** (Éteint à l'état sauvage)
Catégorie de la CITES; **I** (Annexe I), **II** (Annexe II), **III** (Annexe III)

Source : 1) <http://www.iucnredlist.org/search>

2) <http://www.cites.org/eng/resources/species.html>

3) Annexe II du protocole concernant les zones spécialement protégées et la diversité biologique en Méditerranée révisée à la dix-septième conférence des parties (PAM / PNUE, 2012)

Tableau 8.2-11 Espèces de la faune protégées en Tunisie
(Décision prise le 19 juillet 2006 par le Ministère de l'Agriculture et des Ressources
Hydrauliques)

Catégorie	Ordre	Famille	Nom scientifique	Nom français	État de conservation		
					UICN ¹⁾ 2013/Jan	CITES ²⁾ 2013/Juin	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Bubalus bubalis</i>	Buffle d'eau	-	-	-
Mammalia	Cetartiodactyla	Cervidae	<i>Cervus elaphus barbarus</i>	Cerf commun rouge	LC	III	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Addax nasomaculatus</i>	Addax	CR	I	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Oryx dammah</i>	Oryx algazelle	EW	I	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Gazella dorcas</i>	Gazelle dorcas	VU	III	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Gazella dama mhorh</i>	Gazelle dama	CR	I	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Gazella leptoceros</i>	Gazelle des sables	EN	I	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Gazella cuvieri</i>	Gazelle de Cuvier	EN	I	-
Mammalia	Artiodactyla	Bovidae	<i>Ammotragus lervia</i>	Mouton de Barbarie	VU	II.	-
Mammalia	Carnivora	Felidae	<i>Acinonyx jubatus</i>	Guépard	VU	I	-
Mammalia	Carnivora	Mustelidae	<i>Lutra lutra</i>	Loutre eurasienne	NT	I	-
Mammalia	Carnivora	Phocidae	<i>Monachus monachus</i>	Phoque moine de Méditerranée	CR	I	-

Catégorie	Ordre	Famille	Nom scientifique	Nom français	État de conservation		
					UICN ¹⁾ 2013/Jan	CITES ²⁾ 2013/Juin	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
Mammalia	Carnivora	Canidae	<i>Fennecus zerda</i>	Fennec	LC	II	-
Mammalia	Carnivora	Hyaenidae	<i>Hyaena hyaena</i>	Hyène rayée	NT	-	-
Mammalia	Carnivora	Mustelidae	<i>Mustela nivalis</i>	Belette	LC	-	-
Mammalia	Carnivora	Felidae	<i>Leptailurus serval</i>	Serval	LC	II	-
Mammalia	Carnivora	Felidae	<i>Lynx caracal caracal</i>	Lynx du désert	LC	II.	-
Mammalia	Eulipotyphla	Soricidae	<i>Crocidura russula</i>	Musaraigne à dents blanches	LC	-	-
Mammalia	Rodentia	Hystricidae	<i>Hystrix cristata</i>	Porc-épic à crête	LC	-	-
Mammalia	Rodentia	Ctenodactylidae	<i>Ctenodactylus gundi</i>	Gundi d'Afrique du nord	LC	-	-
Mammalia	Chiroptera	-	Toutes les espèces de chiroptères	Chauve-souris	LC - NT	II.	-
Mammalia	Carnivora	Felidae	<i>Felis silvestris</i>	Chat sauvage	LC	II.	-
Aves	Falconiformes	-	Falconiformes	Rapaces	LC - EN	I – II	O
Aves	Strigiformes	Strigidae	Toutes les espèces de strigidés	Chouettes	LC	II.	-
Aves	Charadriiformes	Recurvirostridae	<i>Recurvirostra avosetta</i>	Avocette élégante	LC	-	-
Aves	Charadriiformes	Scolopacidae	<i>Calidris</i> spp.	Bécasseau	LC	-	-
Aves	Charadriiformes	Scolopacidae	<i>Tringa</i> spp.	Chevalier gambette	LC	-	-
Aves	Charadriiformes	Glareolidae	<i>Cursorius</i> spp.	Courvite	LC	-	-
Aves	Charadriiformes	Scolopacidae	<i>Glareola</i> spp.	Glaréole	LC	-	-
Aves	Charadriiformes	Charadriidae	<i>Charadrius</i> spp.	Pluvier	LC	-	O
Aves	Charadriiformes	Recurvirostridae	<i>Himantopus</i> spp.	Échassiers	LC	-	-
Aves	Ansériformes	Anatidae	<i>Anas strepera</i>	Canard chipeau	LC	-	-
Aves	Ansériformes	Anatidae	<i>Tadorna Tadorna</i>	Tadorne de Belon	LC	-	-
Aves	Ansériformes	Anatidae	<i>Anas platyrhynchos</i>	Colvert	LC	-	-
Aves	Ansériformes	Anatidae	<i>Cygnus</i> spp.	Cygne	LC	-	-
Aves	Ansériformes	Anatidae	<i>Oxyura leucocephala</i>	Érismature à tête blanche	EN	II.	-
Aves	Charadriiformes	Laridae	Laridae	Mouette	LC - NT	-	-
Aves	Podicipediformes	Podicipedidae	Podicipedidae	Grebes	LC	II.	-
Aves	Ansériformes	Anatidae	<i>Mergus</i> spp.	Harle piette	LC	-	-
Aves	Gruiformes	Rallidae	<i>Aenigmatolimnas marginalis</i>	Marouette rayée	LC	-	-
Aves	Gruiformes	Rallidae	<i>Rallus</i> spp.	Râle	LC	-	-
Aves	Gruiformes	Rallidae	<i>Sterna</i> spp.	Sterne	LC	-	-
Aves	Pelecaniformes	Pelecanidae	<i>Pelecanus</i> spp.	Pélican	LC	-	-
Aves	Procellariiformes	Hydrobatidae	<i>Hydrobates pelagicus</i>	Océanite tempête	LC	-	O
Aves	Procellariiformes	Procellariidae	<i>Puffinus puffinus</i>	Puffin des Anglais	LC	-	-
Aves	Procellariiformes	Sulidae	<i>Morus bassanus</i>	Fou de Bassan	LC	-	-

Catégorie	Ordre	Famille	Nom scientifique	Nom français	État de conservation		
					UICN ¹⁾ 2013/Jan	CITES ²⁾ 2013/Juin	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
	mes						
Aves	Ciconiiformes	Ardeidae	<i>Egretta garzetta</i>	Aigrette garzette	LC	-	-
Aves	Ciconiiformes	Ciconiidae	<i>Ciconia ciconia</i>	Cigogne blanche	LC	-	-
Aves	Phoenicopteriformes	Phoenicopteridae	<i>Phoenicopus ruber</i>	Flamant des Caraïbes	LC	II.	-
Aves	Gruiformes	Gruidae	<i>Grus grus</i>	Grue cendrée	LC	II.	-
Aves	Ciconiiformes	Threskiornithidae	<i>Platalea leucorodia</i>	Spatule blanche	LC	II.	-
Aves	Struthioniformes	Struthionidae	<i>Struthio camelus camelus</i>	Autruche	LC	-	-
Aves	Gruiformes	Otididae	<i>Outarde houbara</i>	Outarde houbara	VU	-	-
Aves	Passeriformes	-	Sauf les oiseaux ravageurs de l'agriculture, dans l'ordre de la chasse	-	-	-	-
Amphibia	Caudata	Salamandridae	<i>Pleurodeles poireti</i>	Triton à nervures d'Edough	EN	-	-
Amphibia	Caudata	-	Ssalamandres terrestres	-	-	-	-
Amphibia	Anura	Bufo	Toutes les espèces de bufonidés	Bufo	LC	-	-
Amphibia	Anura	Hylidae	<i>Hyla meridionalis</i>	Grenouille méridionale	-	-	-
Reptilia	Testudines	-	Tortues marines	Tortues de mer	VU - CR	I	O
Reptilia	Testudines	Testudinidae	<i>Testudo graeca graeca</i>	Tortue commune	VU	II.	
Reptilia	Testudines	Emydidae	<i>Emys orbicularis</i>	Cistude européenne	NT	-	
Reptilia	Testudines	Geoemydidae	<i>Mauremys leprosa</i>	Tortue méditerranéenne	VU	-	
Reptilia	Squamata	Gekkonidae	Gekkonidae	Geckos	LC	-	
			Agames				
Reptilia	Squamata	Chamaeleonidae	<i>Chamaeleo chamaeleon</i>	Caméléon de Méditerranée	LC	II	
Reptilia	Squamata	Lacertidae	Lacertidae	Lézards	LC - CR		
Reptilia	Squamata	Scincidae	Scincidae	Scinques	LC		
Reptilia	Squamata	Viperidae	Viperidae	Vipère	LC - VU		
Reptilia	Squamata	Elapidae	<i>Naja arabica</i>	-	LC	II	
Reptilia	Squamata	Boidae	<i>Eryx jaculus</i>	-	-	II	
Insecta	Mantodea	-	Mantodea	Mantis	-		
Insecta	Phasmatodea	Phasmatidae	Phasmatidae	Phasma	-		
Insecta	Lepidoptera	Papilionidae	<i>Papilio</i> spp.	Machaon	-		
Insecta	Coleoptera	Lucanidae	<i>Lucanus</i> spp.	-	-		
Insecta	Coleoptera	Scarabaeidae	Scarabaeus spp.	Scarabée	-		

Remarques : Catégories de l'UICN : **LC** (Peu concernée), **NT** (Presque menacée), **VU** (Vulnérable), **EN** (En danger), **CR** (Danger critique d'extinction), **EW** (Éteint à l'état sauvage)

Catégorie de la CITES; **I** (Annexe I), **II** (Annexe II), **III** (Annexe III)

Source : 1) <http://www.iucnredlist.org/search>

2) <http://www.cites.org/eng/resources/species.html>

3) Annexe II du protocole concernant les zones spécialement protégées et la diversité biologique en Méditerranée révisée à la dix-septième conférence des parties (PAM / PNUE, 2012)

8.3 Comparaison des alternatives comprenant l'option Zéro

8.3.1 Option Zéro (cas où le projet n'est pas mis en œuvre)

Dans le cas où le projet n'est pas mis en œuvre, le problème prévu de pénurie d'alimentation électrique ne sera pas résolu (Tableau 8.3-1).

Tableau 8.3-1 Comparaison avec l'option Zéro

Rubrique	Mise en œuvre du projet	Option Zéro
Aspects techniques	- La construction de la centrale électrique dans le site de la centrale existante	N/A
Aspects économiques	- Le projet, en dépit du coût de construction, contribuera à la promotion de la croissance économique de la Tunisie. - La contribution au dynamisme économique de la région est prévue, y compris aux niveaux de l'emploi de la population locale, de l'utilisation de matériaux locaux, etc.	- Bien qu'aucun coût de construction ne soit nécessaire, la pénurie de l'électricité interférera avec la croissance économique de la Tunisie. - Il n'y aura également aucune contribution à l'économie locale, ni d'opportunités d'emplois pour les résidents locaux.
Considération socio-environnementale	- Un certain impact environnemental est prévu, bien que ce projet soit une installation supplémentaire à l'installation existante. Des mesures de protection de l'environnement appropriées doivent être prises.	- Le maintien d'un statu quo (l'installation aura certains impacts environnementaux).

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.3.2 Comparaison avec les énergies renouvelables

Le gouvernement de la République de Tunisie a essayé de promouvoir les énergies renouvelables, l'énergie éolienne par la STEG et solaire photovoltaïque, par l'Agence Nationale de Maîtrise de l'Énergie (ANME). Cependant, la capacité de production réalisée reste encore très limitée (énergie éolienne de 245 MW, solaire photovoltaïque de 6 MW, etc. à la fin de 2012). Les contraintes de l'emplacement approprié pour l'installation, la nécessité de construire de nouvelles et massives lignes de transmission, les besoins de construire une centrale supplémentaire pour la nuit au cas où les panneaux solaires, à haut coût d'installation sont, pour quelque raison que ce soit, incapable de remplacer le projet proposé par de l'énergie renouvelable (Tableau 8.3-2).

Tableau 8.3-2 Comparaison avec les énergies renouvelables

Rubrique	Projet à cycle combiné proposé	Énergie renouvelable
Aspects techniques	<ul style="list-style-type: none"> - Sélection du site déjà réalisée ainsi que la préparation des projets relativement en cours, le projet peut faire face à l'augmentation de la demande d'électricité prévue en 2017. - La construction sur site existant de Radès ne nécessite aucune infrastructure supplémentaire comme une route, un gazoduc. 	<ul style="list-style-type: none"> - Étant donné les antécédents et le manque de préparation faite jusqu'à présent, il est assez difficile d'installer une capacité de production nécessaire dans les délais requis. - Une centrale électrique supplémentaire est également nécessaire pour la nuit dans le cas de panneaux solaires. - Une fois les sites de projets sélectionnés, l'étude des lignes de transmission est nécessaire et construire de nouvelles routes peut être nécessaire en fonction des sites.
Aspects économiques	<ul style="list-style-type: none"> - Un rendement élevé dans la production d'énergie et un coût plus faible par unité de production d'énergie (0,09\$US/kWh). 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût encore élevé pour le montage des installations. Dans le cas de panneaux solaires, une surface totale de 400 ha (0,8ha/MW) est nécessaire avec un coût estimé de 700 millions de \$US pour l'installation (1 400 US\$ 1,400/kW) pour obtenir une capacité équivalente de 500 MW, sans prendre en compte le faible taux d'exploitation des panneaux solaires. - Coût de génération de la puissance est estimé à 0,2-0,4 \$US/kWh. - Coût de construction additionnel des lignes de transmission ou des nouvelles routes, ainsi que d'une centrale électrique supplémentaire pour la nuit également nécessaire.
Considération socio-environnementale	<ul style="list-style-type: none"> - Du CO₂ est produit par l'exploitation du projet. - Le projet porte sur l'extension de la centrale électrique existante dans le site, et n'est pas censé avoir un impact significatif supplémentaire sur l'environnement naturel. - La centrale électrique Radès A a commencé son exploitation en 1985, Radès B en 1998 et Radès II en 2002. Les centrales électriques existantes ont environ 30 ans d'histoire commune d'exploitation et d'expansion avec la communauté locale. Le projet porte sur l'expansion de la centrale électrique existante à l'intérieur du site, et un impact significatif sur la communauté locale sera évité. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pratiquement aucune émission de CO₂, mais une centrale électrique supplémentaire produira du CO₂, si une centrale thermique est requise. - Puisqu'un immense terrain est nécessaire pour l'installation, un certain impact peut affecter l'environnement naturel. - Une réinstallation peut s'avérer nécessaire en fonction de l'emplacement des lignes de transmission ou des nouvelles routes. - Puisqu'un nouveau projet (s) doit être lancé, la communauté locale peut souffrir de certaines modifications.

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.3.3 Considération d'un site alternatif

En fonction des résultats de la considération de l'équilibre entre l'alimentation électrique et la demande dans l'étude concernant l'amélioration des réseaux de transmission, il a été conclu que le nord de la Tunisie serait le choix d'emplacement le plus pour introduire une nouvelle centrale électrique. Cependant, le site initial prévu à Kalaat El Andalous implique l'acquisition de terrains. le processus d'acquisition de terrain nécessite une longue période de temps, menant à une prorogation de la période de mise en œuvre du projet, et considérant qu'il n'y a pas de site candidat immédiatement disponible dans le nord de la Tunisie, la STEG a choisi la zone inoccupée du site de centrales thermiques Radès comme alternative pour le projet (Tableau 8.3-3).

Table 8.3-3 Considération d'un site alternatif

Rubrique	Site du Projet	Kalaat El Andalous
Aspects techniques	- Il existe déjà des routes environnantes construites, améliorées et prêtes pour le transport des matériaux.	- La construction et amélioration des routes environnantes est essentiel pour le transport des matériaux.
Aspects économiques	- Le terrain pour le projet est déjà disponible et l'acquisition de nouveau terrain n'est pas nécessaire.	- L'acquisition de nouveau terrain est nécessaire.
Considération socio-environnementale	- Le projet porte sur l'installation d'une nouvelle centrale électrique sur un site de centrales électriques existantes, et l'impact environnemental relatif à nouvelle installation Ets insignifiant. - De plus, la centrale électrique existante est intégrée dans la société locale et l'impact significatif sur la société locale sera évité.	- Des acquisitions de terrain auront un impact significatif sur la société locale.

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.3.4 Considération du combustible

Le site de centrale thermique Radès est déjà équipé d'une station au gaz raccordée au réseau de distribution de gaz domestique de Tunisie. En vue d'un approvisionnement stable en gaz et d'effets environnementaux faibles en comparaison d'autres combustibles, le gaz naturel sera choisi comme le combustible à utiliser dans le Projet (Tableau 8.3-4).

Table 8.3-4 Considération du combustible

Rubrique	Gaz naturel	Pétrole	Charbon
Aspects techniques	- Le combustible ne peut être apporté que par la construction d'un pipeline entre le site et la station de gaz existante.	- Il n'y a qu'un petit réservoir à combustible pour une utilisation auxiliaire. Afin d'utiliser de l'essence comme combustible principal, une nouvelle jetée avec une installation	- La construction d'une nouvelle jetée équipée d'une installation de déversement de charbon est nécessaire. - Un aire de stockage de charbon et un site d'évacuation des cendres doivent être également

Rubrique	Gaz naturel	Pétrole	Charbon
		d'évacuation de combustible doit être construite.	construits.
Aspects économiques	- Les coûts de combustible sont élevés, mais les coûts de construction pour des installations d'approvisionnement en combustible sont très faibles, car il existe une station de gaz auprès du site du projet.	- Les coûts élevés en combustible sont prévus, ainsi que les coûts de construction élevés pour l'installation d'alimentation en combustible.	- Bien que les coûts en combustible soient faibles, les coûts de construction d'installation d'approvisionnement en combustible seront élevés. - De plus, la construction d'une nouvelle aire de stockage du charbon et d'un site d'évacuation des cendres nécessite l'acquisition de terrains.
Considération socio-environnementale	- Comme le gaz naturel ne contient presque pas de cendre ni de soufre, aucune poussière ni SOx ne seront générés. - La quantité des émissions de CO ₂ par unité thermique par la combustion du gaz naturel est d'environ 75 % par rapport à la combustion du pétrole et d'environ 60 % comparé à la combustion du charbon ³ .	- Des cendres et du soufre seront générés un collecteur de poussière et un équipement de désulfuration seront nécessaires. - La quantité de CO ₂ émise par chaque unité thermique pour la combustion du pétrole est d'environ 130 % comparée à la combustion du gaz naturel et d'environ 75 % comparée à la combustion du charbon ² .	- Le charbon génère des cendres et un équipement de collecte des cendres sera nécessaire. - Un équipement de désulfuration sera également nécessaire en fonction de la teneur en soufre du charbon. - L'acquisition de terrain est également nécessaire et il est prévu qu'il y aura un impact significatif sur la société locale. - La quantité de CO ₂ émise par une unité thermique pendant la combustion du charbon est d'environ 170 % comparée à la combustion du gaz naturel et d'environ 130 % comparée à la combustion du pétrole ² .

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.3.5 Considération de la méthode de production d'électricité

Dans le cas de l'utilisation du gaz naturel comme combustible, un système de cycle combiné serait adopté pour ses avantages en efficacité en regard des autres méthodes de production

³ GIEC (2006) ; Directives pour les inventaires de gaz naturel.

d'électricité et de ses performances économiques (Tableau 8.3-5).

Tableau 8.3-5 Considération de la méthode de production d'électricité

Rubrique	Cycle combiné	Production d'électricité thermique conventionnelle
Aspects techniques	- La production d'électricité avec une turbine à gaz unique serait également possible, avec une production d'électricité relativement moindre, entraînant une période de construction plus courte avant la mise en service.	- La centrale ne pourrait pas commencer à être exploitée avant que toutes les installations soient terminées, résultat d'une période de construction plus longue.
Aspects économiques	- Un rendement élevé dans la production d'énergie et un coût plus faible par unité de production d'énergie.	- Une efficacité de production d'électricité plus faible en regard du cycle combiné, résultant dans un coût plus élevé par unité de production d'électricité.
Considération socio-environnementale	- L'efficacité de la production d'électricité et la faible émission en CO ₂ par unité de production d'électricité. - La quantité de CO ₂ émise est estimée à 0,519 tonne/MWh ⁴ .	- Faible efficacité de la production d'électricité en regard du cycle combiné, résultant dans une quantité de CO ₂ émise par unité de production d'électricité plus élevée. - La quantité de CO ₂ émise est estimée à 0,608 tonne/MWh ³ .

Source : Équipe d'étude de la JICA

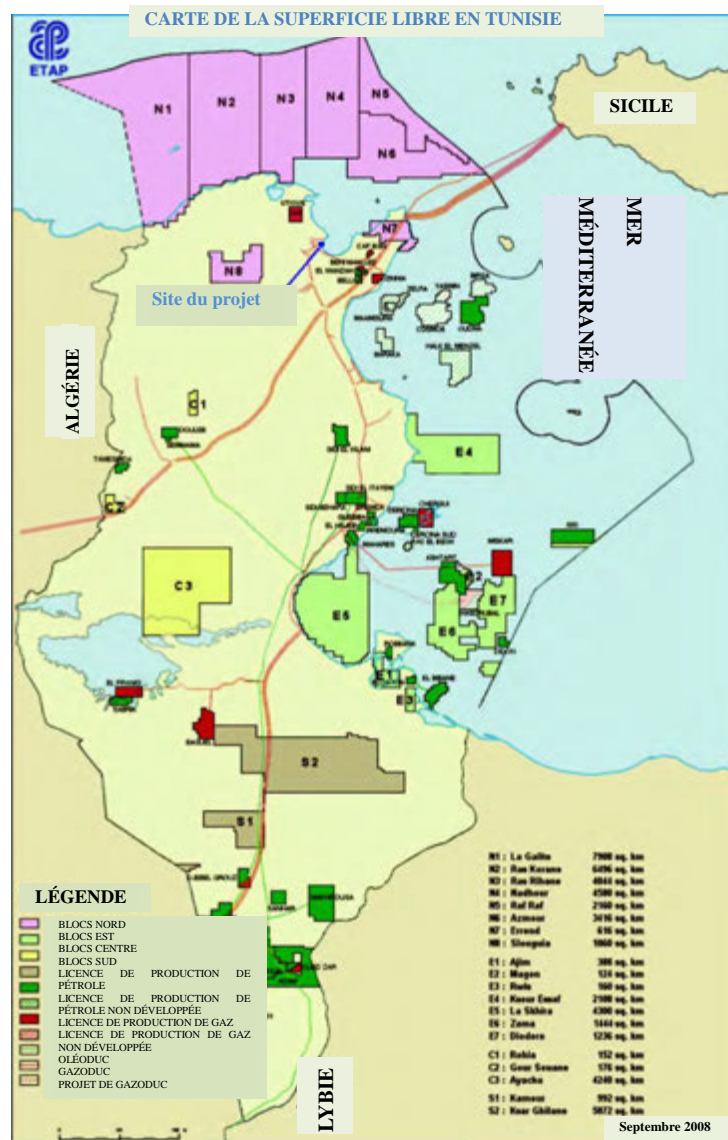
8.4 Considération des installations associées

Les installations associées à la centrale électrique qui constitue l'organe principal du projet comprennent un gazoduc pour le transport de combustible et les installations de ligne de transmission. Aucune autre opération associée n'est prévue dans la compréhension actuelle du projet. Dans cette étude, l'équipe d'étude de la JICA a considéré les gazoducs et les installations de transmission comme des « installations non associées ». Le poste d'interconnexion Radès III a été inscrit comme « installation associée ».

8.4.1 Gazoduc pour le gaz

Les centrales thermiques Radès A et B ainsi que Radès II sont approvisionnées en gaz naturel depuis le réseau d'alimentation en gaz national, qui est raccordé au sud de la Tunisie, à l'Algérie, et à la Sicile (Figure 8.4-1). La centrale électrique Radès C obtiendra également son alimentation en gaz naturel par la station adjacente du même réseau d'alimentation en gaz. L'installation d'un gazoduc raccordant à la centrale électrique Radès C au réseau de distribution de gaz a été intégrée au plan du Projet, et le gazoduc principal a été utilisé avant la construction de la centrale électrique Radès C. À cet égard, le gazoduc entre le réseau d'alimentation en gaz national et la station adjacente n'est pas considéré comme une installation associée au projet.

⁴ Institut central de recherche de l'industrie électrique (2009) ; Évaluation des technologies de production d'énergie basée sur les émissions de CO₂ par cycle de vie.



Source : <http://www.docstoc.com/docs/50696250/TUNISIA-CONCESSION-MAP>

Figure 8.4-1 Réseau national d'alimentation en gaz en Tunisie

8.4.2 Installations de transmission d'électricité

(1) Poste d'interconnexion Radès III

La centrale électrique Radès C sera connectée au réseau national par le poste d'interconnexion de Radès III et la sous-station existante de Radès II sur le site de la centrale. Ce poste d'interconnexion Radès III est proposé par la STEG pour être construit séparément de la centrale électrique de Radès C et avec une autre source de financement. La centrale de Radès C n'étant pas en mesure de fonctionner sans ce poste d'interconnexion, le poste d'interconnexion de Radès III est considéré comme étant une installation associée, nécessitant l'évaluation de ses impacts environnementaux pendant sa phase de construction et d'exploitation. Puis que le poste d'interconnexion de Radès III doit être construit dans le même site que celui de la centrale Radès C elle-même (ne nécessitant pas l'acquisition de terres) et que sa taille est relativement réduite, nous ne prévoyons aucun impact négatif significatif sur l'environnement pour la construction ainsi que pour l'exploitation.

(2) Autres installations de transmission

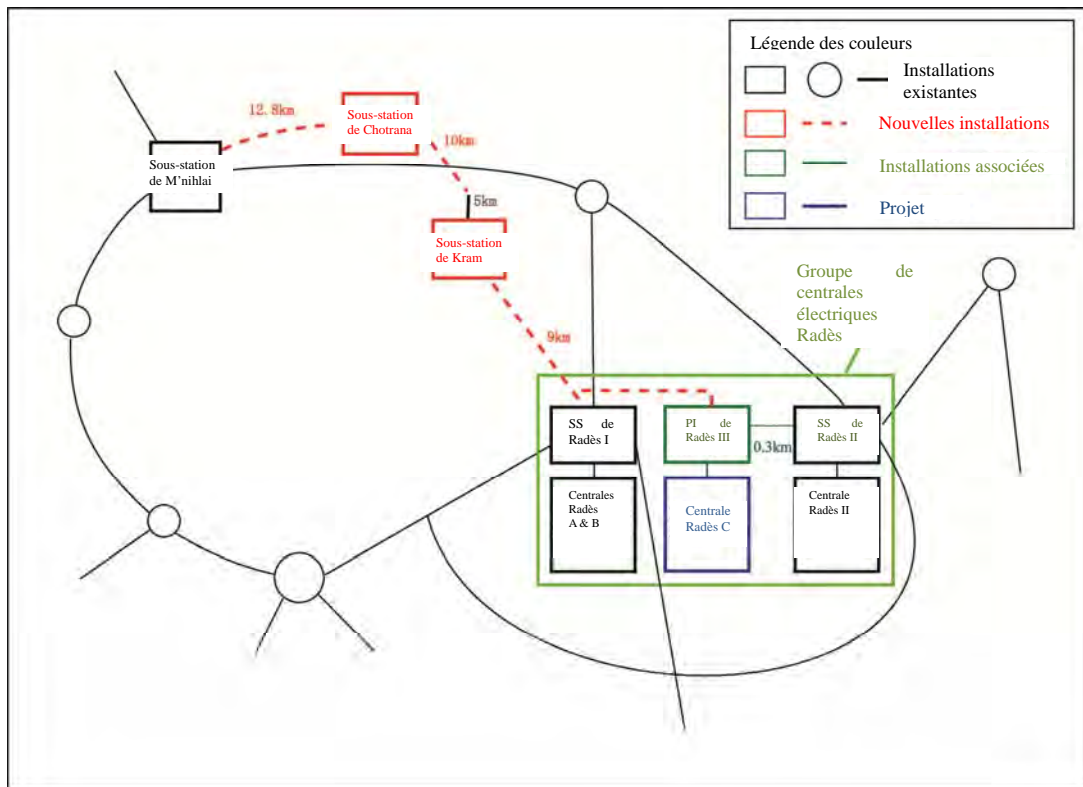
Le système actuel du réseau dans la grande région de Tunis forme un cycle, faisant ainsi un terrain propice à un accident de ligne de transmission. Notre analyse du système d'alimentation montre que cette double ligne de transmission en forme de cycle a une capacité suffisante pour absorber l'électricité supplémentaire provenant de la centrale électrique de Radès C. Par conséquent, même sans nouvelle sous-station ni ligne de transmission sous-sol décrites ci-dessous, l'électricité produite par la centrale Radès C peut être transférée aux clients par le réseau existant.

Le 12ème plan d'amélioration du réseau national développé par la STEG prévoit l'installation d'une troisième ligne de transmission afin de mieux prévenir un accident sur la ligne de transmission ainsi que pour desservir les zones où la demande en électricité est en augmentation. La construction de nouvelles sous-stations et lignes de transmission est également prévue dans le contexte du plan, et la centrale électrique de Radès C sera connectée au réseau national via cette nouvelle route (Figure 8.4-2).

Dans le 11ème plan d'amélioration du réseau développé par la STEG, la construction de la Sous-station de Kram et de la ligne de transmission en sous sol raccordant le site du projet à la sous-station a presque été terminée avec un prêt de la BEI (Banque européenne d'investissement). La nouvelle route de transmission prévue inclut la construction de la sous-station de Chostrana à 15 km de la Sous-station de Kram et d'une ligne de transmission sous sol raccordant la sous-station existante de Mnihla, également via un nouveau prêt de la BEI. La sous-station de Chostrana est située sur un terrain appartenant au gouvernement et acquis par la STEG, et il n'y aura pas de délocalisation des habitants locaux. La ligne de transmission sous-sol sera enterrée dans une nouvelle tranchée de 0,65 m de large et 1,5 m de profondeur creusé le long des routes et autoroutes existantes, et l'acquisition de terres n'est pas nécessaire.

Par conséquent, les nouvelles sous-stations et la ligne de transmission sous-sol seront utilisées pour transmettre l'électricité à partir des trois centrales électriques, et pas seulement de la centrale électrique de Radès C. Elles ne sont pas donc considérées comme étant des installations associées au projet.

Il faut également mentionner que ces deux nouveaux postes (Kram et Chostrana) seront principalement servis comme des sous-stations assurant la distribution sécurisée et stable de l'électricité dans les zones résidentielles ou industrielles environnantes.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.4-2 Vue schématique de la zone de Radès et du réseau de transmission

8.5 Cadrage et termes de référence (TDR) pour l'Enquête sur l'environnement naturel et social

8.5.1 Impacts environnementaux prévus

Le Tableau 8.5-1 montre les résultats du cadrage des impacts environnementaux prévus de l'étude, qui a été menée en accord avec les lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales.

Tableau 8.5-1 Résultats de cadrage

Rubrique	N°	Source de l'impact	Rang		Impact prévu
			Phase de pré-construction	Phase d'exploitation	
Contrôle de la pollution	1	Qualité de l'air	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Une production de poussière est prévue, due à la préparation du terrain et aux travaux de construction, mais l'impact ne sera que temporaire. - Une formation de polluants atmosphériques (SOx, NOx, etc.) et prévue causée par l'exploitation d'engins de construction lourds et de camions, mais l'impact sera limité aux zones périphériques.

Rubrique	N°	Source de l'impact	Rang		Impact prévu
			Phase de pré-construction	Phase d'exploitation	
					<p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le gaz naturel est utilisé comme combustible et presque aucune particule de SOx ni de poussière ne seront générées. Toutefois, le NOx est généré par l'exploitation des turbines à gaz.
	2	Qualité de l'eau	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La turbidité de l'eau est prévue par les travaux d'excavation, mais l'impact ne sera que temporaire. - Il est prévu que l'impact de béton sur les eaux usées et des eaux usées contenant de l'huile. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'impact des eaux usées contenant de l'huile, des eaux usées domestiques, de la haute salinité des eaux usées, des eaux usées thermiques, et des autres eaux usées de la centrale sont attendues dues à l'exploitation de la centrale.
	3	Déchets	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les déchets généraux et dangereux seront générés par les travaux de construction. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les déchets généraux et dangereux seront générés.
	4	Bruit et vibration	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'impact du bruit et des vibrations est prévu, dû à l'exploitation d'engins lourds et de camions, mais sera limité aux zones périphériques. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le bruit et les vibrations seront générés par l'exploitation du projet. Toutefois, la zone résidentielle la plus proche est à environ 600 m, et la STEG n'approuve que l'équipement répondant aux normes concernant le bruit stipulées dans le code du travail, et l'impact environnemental sera insignifiant. - La STEG n'approuve que l'utilisation d'un équipement conforme aux normes concernant le bruit généré, et l'impact environnemental du bruit et des vibrations n'est pas prévu à l'intérieur et autour du site du projet.
	5	Affaissement	D	D	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'utilisation de l'eau souterraine n'est pas prévue dans le plan. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'eau dessalée sera utilisée par la centrale électrique.
	6	Odeur	B-	B-	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Si les déchets domestiques du camp des travailleurs ne sont pas traités de manière appropriée, de mauvaises odeurs peuvent émaner des déchets putréfiés.
Environnement naturel	7	Zones protégées	C-	C-	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La zone protégée la plus proche du site est l'île de Chikly sur le lac de Tunis, situé à 6 km à l'est du site du

Rubrique	N°	Source de l'impact	Rang		Impact prévu
			Phase de pré-construction	Phase d'exploitation	
					projet. Il y a également le parc national de Bou Kornine à 8 km au sud-ouest du site. Comme les eaux usées ne sont pas évacuées dans le lac de Tunis, la pollution de l'air est le seul impact environnemental possible.
	8	Écosystème	C-	C-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le projet porte sur l'installation d'une centrale électrique supplémentaire sur le site préparé et disponible qui ne comporte ni forêts ni marais. Il n'y a pas de forêts primaires, de forêts naturelles ni de zones humides de mangrove autour du site. - La sortie des eaux usées se fait face à la plage, sans estran ni récif de corail. - Les herbiers de zostère marine (prairies sous marine), fréquent en Tunisie, constitue un milieu favorable au développement des organismes marins. S'il y a des herbiers marins situés près du site du projet, ils peuvent être potentiellement touchés par l'évacuation des eaux provenant du site de construction. - L'existence d'espèces protégées autour du site du projet n'est pas déterminée, et s'il y en a, l'impact potentiel des travaux de construction est prévu. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - S'il y a des herbiers marins situés près du site du projet, ils peuvent être potentiellement affectés par l'augmentation de l'effluent thermique. - En refroidissant l'entrée d'eau, l'entrée d'organismes, l'impact potentiel de l'effluent de la centrale et l'effluent contenant de l'huile sur les organismes aquatiques est prévu. Bien que l'effluent à haute salinité provenant du système de dessalement de l'eau de mer soit évacué, il est mélangé avec de grande quantité d'eau en circulation dans le canal d'évacuation et son impact sur les organismes aquatiques n'est pas prévu.
Environnement social	9	Réinstallation	D	D	<p>Phase de pré-construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'acquisition de terrain et la relocalisation des personnes touchées par la mise en œuvre du projet ne sont pas prévues.
	10	Personnes défavorisées	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <p>La centrale Radès A a commencé son exploitation en 1985, Radès B en 1998 et Radès II en 2002. Les centrales existantes ont environ 30 ans d'histoire commune d'exploitation et d'expansion avec la communauté locale. Le projet porte sur l'expansion de la centrale existante à l'intérieur du site, et un impact significatif sur la communauté locale sera évité. Par conséquent, la vie des personnes défavorisées de la région, le cas échéant, ne sera pas affectée de façon significative.</p>

Rubrique	N°	Source de l'impact	Rang		Impact prévu
			Phase de pré-construction	Phase d'exploitation	
	11	Groupes ethniques minoritaires et peuples autochtones	D	D	Phases de construction et d'exploitation : - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant toutes les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, la vie des groupes ethniques minoritaires et peuples autochtones de la région, le cas échéant, ne sera pas affectée de façon significative.
	12	Économie locale, emploi et moyens d'existence	B+/B-	B+/B-	Phase de construction : - Les travaux de construction peuvent augmenter le nombre d'emploi pour les habitants locaux et augmenter les achats matériels locaux. - L'économie locale, particulièrement la pêche, peut être affectée par l'eau trouble évacuée du site de construction. Phase d'exploitation : L'exploitation de la centrale électrique peut augmenter le nombre d'emploi pour les habitants locaux et augmenter les achats matériels locaux. - L'économie locale, particulièrement la pêche, peut être affectée par l'évacuation des eaux usées de la centrale électrique dans la mer.
	13	Utilisation des terres et utilisation des ressources locales	D	D	Phases de construction et d'exploitation : - Le projet porte sur l'installation d'une centrale électrique supplémentaire sur l'emplacement vacant du site existant choisi pour le projet. Le site de centrale électrique existant n'est pas considéré comme une ressource locale et l'exploitation du projet n'affectera pas l'utilisation des terres et ressources locales.
	14	Usage de l'eau, droits de l'eau, etc.	D	D	Phases de construction et d'exploitation : - Il n'y a pas de source d'eau pour l'usage agricole, industriel, et domestique autour du site et l'exploitation du projet n'affectera pas l'usage de l'eau et les droits de l'eau.
	15	Infrastructure et services sociaux existants	B-	B-	Phase de construction : - Le trafic maritime et routier augmentera, à cause du transport des matériaux et de l'équipement, le trafic peut ainsi perturber le trafic local existant et le trafic maritime. Phase d'exploitation : - Le transport quotidien des travailleurs de la centrale électrique va augmenter le volume de trafic sur les routes environnantes, conduisant éventuellement à des embouteillages.
	16	Institutions sociales telles qu'infrastructures sociales et institutions de prises de décisions	D	D	Phases de construction et d'exploitation : - Le projet n'implique pas l'acquisition de terrains ni aucun dommage aux relations avec les institutions de prises de décisions locales et autres institutions sociales. - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant toutes les modifications significatives sur la société

Rubrique	N°	Source de l'impact	Rang		Impact prévu
			Phase de pré-construction	Phase d'exploitation	
		locales			locale. Par conséquent, aucun effet négatif sur les relations avec les institutions sociales n'est prévu.
	17	Mauvaise répartition des bénéfices et pertes	B-	B-	Phases de construction et d'exploitation : - Si des emplois injustes et des sous-traitances sont observés entre les populations locales, cela peut conduire à la mauvaise répartition des bénéfices et des pertes.
	18	Conflits et intérêts locaux	B-	B-	Phases de construction et d'exploitation : - Si des emplois injustes et des sous-traitances sont observés entre les populations locales, cela peut conduire à la mauvaise répartition des bénéfices et des pertes. - Des conflits entre les résidents locaux, les ouvriers travaillant à la construction et le personnel de la centrale électrique peuvent se produire suite aux changements des coutumes locales si les ouvriers travaillant à la construction et le personnel de la centrale électrique ne comprennent pas les coutumes locales.
	19	Héritage culturel	D	D	- Aucun héritage ni patrimoine historique, culturel et/ou archéologique n'existe autour du site.
	20	Paysage	D	D	- La centrale électrique existante est déjà intégrée dans le paysage local, et le projet n'affectera pas le paysage local. Il n'y a pas de zone pittoresque autour du site du projet.
	21	Genre	D	D	Phases de construction et d'exploitation : - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant toutes les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, aucun effet négatif sur le genre n'est prévu.
	22	Droits des enfants	D	D	Phases de construction et d'exploitation : - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant toutes les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, aucun effet négatif sur les enfants n'est prévu. - La STEG n'a conduit aucun enfant à travailler, ni le fera ni l'admettra à l'avenir.
	23	Maladies infectieuses comme le VIH/SIDA	B-	D	Phase de construction : - Un afflux temporaire de travailleurs migrants au cours de la période de construction peut augmenter le risque de maladies sexuellement transmissibles, etc.
	24	Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	B-	B-	Phase de construction : - Un taux d'accidents à haut risque est prévu pendant les travaux de construction. Phase d'exploitation : - Les accidents de travail peuvent se produire.
Autres	25	Accidents	B-	B-	Phase de construction : - Sans la mise en place d'un plan de formation à la sécurité appropriée au trafic, les accidents peuvent se

Rubrique	N°	Source de l'impact	Rang		Impact prévu
			Phase de pré-construction	Phase d'exploitation	
					produire au sein des trafics maritime et routier. Phase d'exploitation : - Sans la mise en place d'un plan de formation à la sécurité appropriée au trafic, les accidents peuvent se produire au sein du trafic routier. - Il existe un risque de potentiel de suintement de pétrole à partir des réservoirs d'huiles légères.
	26	Impact transfrontalier et changement climatique	B-	B-	Phase de construction : - Du CO ₂ sera produit par les travaux de construction. Toutefois, puisque le volume de construction est limité, l'impact environnemental, comme la pollution transfrontalière, est envisagé comme insignifiant. Phase d'exploitation : - Du CO ₂ sera produit par l'exploitation du projet. Toutefois, puisque la production de la centrale n'est pas grande, l'impact environnemental, tel que la pollution transfrontalière, est envisagé comme insignifiant.

Remarques ; A+/- : Un impact significatif positif/négatif est prévu.

B+/- : Un impact positif/négatif est prévu dans une certaine mesure.

C+/- : L'étendue de l'impact positif/négatif est inconnue. (Un examen plus approfondi est nécessaire, et l'impact peut être précisé à mesure que l'étude progresse.)

D : Aucun impact prévu

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.5.2 TDR de l'étude d'EIE

Selon les résultats de cadrage, le Tableau 8.5-2 présente les TDR qui seront nécessaires pour l'étude d'EIE.

Tableau 8.5-2 TDR de l'étude d'EIE

Rubriques environnementales	Rubriques étudiées	Méthode utilisée	Contre-mesures possibles
Qualité de l'air	- Normes environnementales pertinentes - Météorologie - État actuel de la qualité de l'air	- Obtention des normes de qualité de l'air ambiant et des normes d'émission de gaz. - Obtention des données météorologiques (température, humidité, direction du vent, vitesse du vent, etc.) des centres météorologiques à proximité. - Obtention d'informations sur les polluants atmosphériques (SO ₂ , NO ₂ , PM ₁₀ , etc.) - Prévion de la diffusion atmosphérique à l'aide de modèles de simulation et confirmation qu'elles respectent les normes de	Phase de construction - Prendre des mesures préventives contre la pollution de l'air. Phase d'exploitation - Des équipements de dépollution seront installés pour répondre à la norme d'émission de gaz.

Rubriques environnementales	Rubriques étudiées	Méthode utilisée	Contre-mesures possibles
		qualité de l'air - La simulation de la diffusion atmosphérique sous phénomène climatique inhabituel, comme les couches d'inversion et les courants descendants qui peuvent se produire en fonction de la conception des installations et des conditions climatiques, sont également calculés dans les 5 cas décrits ci-dessus.	
Qualité de l'eau	- Normes environnementales pertinentes - Fonction bathymétrique du fond de la mer - État actuel du courant de marée - État actuel de la qualité de l'eau	- Obtention des normes de qualité de l'eau et des effluents. - Obtention d'informations sur la topographie du fond - Obtention d'informations sur les courants de marée (direction de la marée, vitesse du courant). - Obtention d'informations sur la qualité de l'eau de mer (température, salinité, DCO, nutriments) - Prévission de diffusion thermique de l'effluent en utilisant des modèles de simulation et confirmation du rayon de diffusion. - Impacts cumulés de Radès A et B et Radès II	Phase de construction - Prendre des mesures préventives contre la pollution de l'eau. Phase d'exploitation - Satisfaction des normes sur les effluents par l'installation d'une usine de traitement des eaux usées pour un usage domestique et autre.
Déchets	- Normes environnementales pertinentes	- Obtention des normes/manuels/directives de traitement des déchets.	Phase de construction - Établissement d'un plan d'élimination des déchets domestiques, industriels et dangereux Phase d'exploitation - Idem que ci-dessus
Bruit et vibration	- Normes environnementales pertinentes - État actuel du bruit et des vibrations	- Obtention des normes de niveau de bruit - Obtention d'informations sur les niveaux de bruit et de vibration	Phase de construction - Prendre des mesures préventives pour le bruit et les vibrations Phase d'exploitation - Prendre des mesures préventives pour le bruit et les vibrations
Affaissement	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Odeur	- Normes environnementales pertinentes	- Obtention des normes environnementales pour les sources d'odeurs.	Phase de construction - Prendre des mesures préventives pour le traitement des déchets domestiques Phase d'exploitation - Idem que ci-dessus
Zones protégées	- Emplacement des zones protégées	- Obtention d'informations concernant les zones protégées	Phases de construction et d'exploitation : - Estimation du degré de l'impact

Rubriques environnementales	Rubriques étudiées	Méthode utilisée	Contre-mesures possibles
			sur les zones protégées, et prise de mesures préventives si un impact significatif sur ces zones est prévu
Écosystème	<ul style="list-style-type: none"> - État actuel de l'habitat écologique de grande valeur (herbiers marins) - État de l'habitat actuel de la flore, des mammifères, des oiseaux, des reptiles, des amphibiens, des poissons et des espèces protégés 	<ul style="list-style-type: none"> - Obtention des informations de distribution sur les herbiers marins - Obtention des informations de distribution sur la flore et la faune 	<p>Phase de construction Estimation du degré de l'impact sur l'habitat écologique important (herbiers marins), et prise de mesures préventives s'il est prévu un impact sur cet habitat.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Au cas où des espèces protégées sont observées dans la zone de construction ou la zone affectée, des mesures d'atténuation appropriées seront élaborées et mises en œuvre. <p>Phase d'exploitation Estimation du degré de l'impact sur l'habitat écologique important (herbiers marins), et prise de mesures préventives s'il est prévu un impact sur cet habitat.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Au cas où des espèces protégées sont observées dans la zone affectée par la pollution de l'air, la turbidité de l'eau, ou la diffusion thermique des effluents due au projet, le degré de l'impact sera évalué et des mesures préventives seront prises si un impact sur l'habitat est prévu.
Réinstallation	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Personnes défavorisées	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Groupes ethniques minoritaires et peuples autochtones	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Économie locale, emploi et moyens d'existence	- Plan de l'emploi	- Vérification du plan de l'emploi	<p>Phase de construction</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un plan de l'emploi équitable et transparent doit être élaboré. - Des normes équitables concernant la sous-traitance et les achats de matériel doivent être développées. - Les mêmes que celles abordées pour la « qualité de l'eau » <p>Phase d'exploitation</p> <ul style="list-style-type: none"> - Idem que ci-dessus
Utilisation des terres et utilisation	- Aucun	- Aucun	- Aucun

Rubriques environnementales	Rubriques étudiées	Méthode utilisée	Contre-mesures possibles
des ressources locales			
Usage de l'eau, droits de l'eau, etc.	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Infrastructure et services sociaux existants	- Volume actuel du trafic	- Obtention d'informations sur les volumes de trafic	Phase de construction - Prise de mesures concernant la réduction des volumes de trafic Phase d'exploitation - Idem que ci-dessus
Institutions sociales telles qu'infrastructures sociales et institutions de prises de décisions locales	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Mauvaise répartition des bénéfices et pertes	- Plan de l'emploi	- Vérification du plan de l'emploi	Phase de construction - Organiser un plan de l'emploi équitable - Le matériel local doit être acheté et utilisé dans la mesure du possible d'une manière équitable, par exemple, par un système d'appel d'offres. Phase d'exploitation - Idem que ci-dessus
Conflits et intérêts locaux	- Aucun	- Aucun	- Les mêmes que celles abordées pour « la mauvaise répartition des avantages et la rémunération »
Héritage culturel	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Paysage	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Genre	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Droits des enfants	- Aucun	- Aucun	- Aucun
Maladies infectieuses comme le VIH/SIDA	- Aucun	- Aucun	Phase de construction - Prendre des mesures d'atténuation pour la santé publique
Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	- Aucun	- Aucun	Phase de construction - Prendre des mesures d'atténuation pour la sécurité au travail Phase d'exploitation - Les mêmes que celles abordées pour la « phase de construction »
Accident	- Aucun	- Aucun	Phase de construction - Prendre des mesures préventives pour les accidents dus au trafic Phase d'exploitation - Les mêmes que celles abordées pour la « phase de construction » - Des mesures préventives doivent

Rubriques environnementales	Rubriques étudiées	Méthode utilisée	Contre-mesures possibles
			être prises contre les suintements d'huile.
Impact transfrontalier et changement climatique	- Du CO ₂ sera généré par les centrales électriques existantes (stations 1-2) avec les anciennes installations de la zone	- La quantité de CO ₂ réduite sera calculée grâce à la méthode de calcul de JICA Climate-FIT (Atténuation)	Phase de construction - Prise de mesures pour la réduction des émissions de CO ₂ Phase d'exploitation - La quantité d'émissions de CO ₂ sera surveillée.

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.6 Résultats de l'étude sur l'environnement naturel et social

8.6.1 Contrôle de la pollution

(1) Qualité de l'air

Le rapport de l'EIE pour le projet Radès C ne donne pas de détails sur la qualité actuelle de l'air, de l'eau et le niveau de bruit. Cependant, le rapport de l'EIE sur la centrale CCPP Radès II, qui est située dans le même site du groupe des centrales Radès, contient ces détails sur l'état actuel de la qualité de l'air, de l'eau et du bruit. D'après le Rapport EIE concernant la centrale CCPP Radès II, le Ministère de l'Environnement et de l'Aménagement du Territoire a mesuré la qualité de l'air en septembre 1995 dans la zone entourant le site du projet dans le cadre de l'étude intitulée « Étude de la qualité de l'air et de la pollution atmosphérique en Tunisie » (Tableau 8.6-1). Les « normes de qualité de l'air ambiant tunisien » et les « valeurs directrices de SFI/EHS » (Général ; 2007) sont fournies en références.

En comparaison des normes moyennes pour une heure, la valeur de NO₂ et de particules de matières n'excède pas les normes des autres endroits. La qualité de l'air peut être propre à ce moment, bien que la centrale Radès A soit entrée en exploitation en 1995. Toutefois, la valeur de la concentration en NO₂ semble être significativement plus élevée que la valeur moyenne de certains endroits.

Tableau 8.6-1 Résumé de la qualité de l'air ambiant (septembre, 1995)

(Unité : $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Paramètre	Fourchette (Moyenne) (Moyenne sur 24 heures)	Normes de qualité de l'air ambiant tunisien		Directives SFI/EHS (Général ; 2007)
		Valeur limite	Valeur indicative	
NO ₂	2,7 - 92,9 (24,8)	600 (1h)	400 (1h)	200 (1h)
SO ₂	4,7 - 27,4 (14,9)	365	125	125
Matière particulaire	5 - 12 (8,6)	260 (1h)	120 (1h)	150 (PM ₁₀)

Source : Rapport EIE pour le projet CCPP Radès II

(2) Qualité de l'eau

L'Équipe d'étude de la JICA avait mené une enquête sur la qualité de l'eau le 14 février 2014, par la sous-traitance à un consultant local tunisien (TEMA CONSULTING). 5 zones d'enquête, situées à l'avant-mer du groupe des centrales Radès (Figure 8.6-1), avaient été sélectionnées et le résultat est présenté au Tableau 8.6-2.

La concentration de salinité est élevée en raison de faibles précipitations et de l'afflux d'eau de rivière, ainsi que du niveau élevé de rayonnement. Les éléments nutritifs sont également d'un niveau relativement élevé, ce qui indique que la zone maritime concernée a tendance eutrophe.

L'eau de mer dans la zone concernée a une salinité élevée, et les problèmes d'interférences résultant des ions à forte teneur de chlorure ont fait que la mesure de la valeur de DCO (71-168 mg / ℓ) soit faussée. Même dans la baie de Tokyo où l'eutrophisation est devenue un problème, le DCO ne dépasse pas 10 mg / ℓ. La STEG doit donc confirmer à l'avance que la détermination du DCO dans l'enquête de suivi est effectuée par une méthode d'analyse appropriée.



Point	LAT.	LONG.
St-3	36°47'37.50"N	10°17'20.20"E
St-5	36°48'02.00"N	10°17'33.60"E
St-6	36°47'46.20"N	10°17'41.00"E
St-7	36°47'25.80"N	10°17'29.42"E
St-12	36°47'28.60"N	10°17'48.10"E

Source : Équipe d'étude de la JICA et TEMA CONSULTING

Figure 8.6-1 enquête de localisation pour la qualité de l'eau de mer (14 Février, 2014)

Tableau 8.6-2 Résultats de l'enquête pour la qualité de l'eau de mer (14 février, 2014)

Paramètre	Unité	St.3	St.5		St.6		St.7	
		Surface	Surface	Bas	Surface	Bas	Surface	Bas
Profondeur	m	1,9	2,3		3,7		3,5	
Température	°C	17,2	14,9	15,3	15,3	15,4	17,3	15,7
Salinité	-	37,9	37,8	37,8	37,8	37,9	37,7	38,0
pH	-	8,26	8,28	8,29	8,27	8,30	8,26	8,29
DBO ₅	mg/L	1,5	2,0	1,4	1,6	1,7	1,4	1,7
Matières en suspension (TSS)	mg/L	7,0	7,0	6,5	8,1	6,1	3,6	6,1
Total Hydro carbone	mg/L	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2
NO ₃ -N	mg/L	0,342	0,169	0,132	0,290	0,516	0,496	0,293
NO ₂ -N	mg/L	0,046	0,017	0,016	0,021	0,015	0,058	0,020
NH ₃ -N	mg/L	0,187	0,037	0,025	0,055	0,032	0,169	0,063
T-N	mg/L	2,38	4,77	2,88	2,99	2,16	2,72	1,94
PO ₄ -P	mg/L	0,013	0,013	<0,005	<0,005	<0,005	0,006	<0,005
T-P	mg/L	0,029	0,048	<0,005	0,016	0,016	0,051	<0,005

Paramètre	Unité	St.12		Average		Normes japonaises pour la qualité de l'eau ambiante (protection environnementale)*
		Surface	Bas	Surface	Bas	
Profondeur	m	4,7		-		-
Température	°C	16,1	15,4	16,2	15,5	-
Salinité	-	37,8	38,1	37,8	38,0	-
pH	-	8,27	8,30	8,27	8,30	7,0 – 8,3
DBO ₅	mg/L	1,5	1,5	1,6	1,6	-
Matières en suspension (TSS)	mg/L	6,0	18,0	6,3	9,2	-
Total Hydro carbone	mg/L	<0,2	<0,2	<0,2	<0,2	-
NO ₃ -N	mg/L	0,367	0,365	0,333	0,327	-
NO ₂ -N	mg/L	0,042	0,016	0,037	0,017	-
NH ₃ -N	mg/L	0,113	0,041	0,112	0,040	-
T-N	mg/L	2,11	0,61	2,99	1,90	1,0
PO ₄ -P	mg/L	<0,005	<0,005	0,008	<0,005	-
T-P	mg/L	0,005	<0,005	0,030	0,008	0,09

Remarque : * Pour référence

Source : Équipe d'étude de la JICA et TEMA CONSULTING

(3) Bruit

Dans le projet CCPP Radès II, le niveau de bruit a été mesuré les 27 et 28 mars 1998, à la limite de la centrale électrique Radès II (Tableau 8.6-3). Tel que décrit ci-dessus, les normes de niveau de bruit pour l'extérieur du site n'ont pas été prescrites en Tunisie. Par conséquent, les valeurs de référence pour le bruit des directives de SFI/EHS sont présentées, pour votre référence.

Le site du projet se trouve sur le site des centrales Radès A et B, adjacent à la centrale Radès II, et ne se trouve pas sur une zone résidentielle. Le niveau de bruit n'a pas dépassé les valeurs des directives de SFI/EHS lorsqu'il a été comparé à ceux des zones industrielles.

La zone résidentielle se trouve approximativement à 600 m du site du projet. Le niveau du bruit provenant du site du projet se trouve réduit à environ 55dB dans la zone résidentielle, profitant de l'effet de décroissance par la distance.

Tableau 8.6-3 Résumé des mesures de bruits

Niveau du bruit (dBA)	Directives SFI/EHS (Général ; 2007)	
	Résidentielles ; institutionnelles ; éducatives	Industrielles ; commerciales
54,0 - 67,0	Journée (07h00-22h00) : 55	Journée ; 70
	Nuit (22h00-07h00) : 45	Nuit 70

Source : Rapport EIE pour CCPP Radès II

8.6.2 Environnement naturel

(1) Vie sauvage terrestre

Selon le Rapport EIE pour CCPP Radès II, le site de Radès II était en majorité dépourvu de végétation. La végétation entourant la zone était caractérisée par la flore halophile, dont l'espèce dominante est la salicorne arabica.

En outre, toute la faune protégée n'a pas été enregistrée dans la zone environnante du site de Radès II, à l'exception des oiseaux. En ce qui concerne les oiseaux observés au lac de Tunis, le nom scientifique qui manquait dans le rapport de l'EIE du CCPP Radès II (uniquement le nom anglais était décrit) et confirmé dans Avibase⁵ a été décrit avec leur état de conservation (Tableau 8.6 -4).

Ces oiseaux sont principalement des oiseaux migrateurs, qui sont généralement observés sur la ligne côtière tunisienne. Aux alentours du site de Radès II, il a été remarqué que ces oiseaux volaient sans toutefois faire de nids.

Tableau 8.6-4 Oiseaux découverts autour du lac de Tunis

Nom français dans le Rapport EIE	Espèce appropriée dans la liste Avibase de Tunisie ¹⁾	État de conservation		
		Liste nationale	UICN ²⁾ 2013/Jan	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
Héron	<i>Botaurus stellaris</i> <i>Ixobrychus minutus</i> <i>Ardea cinerea</i> <i>Ardea purpurea</i> <i>Ardea alba</i>		LC LC LC LC -	

⁵ <http://avibase.bsc-eoc.org/checklist.jsp?region=tn&list=clements>

Nom français dans le Rapport EIE	Espèce appropriée dans la liste Avibase de Tunisie ¹⁾	État de conservation		
		Liste nationale	UICN ²⁾ 2013/Jan	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
	<i>Egretta garzetta</i> <i>Egretta gularis</i> <i>Bubulcus ibis</i> <i>Ardeola ralloides</i> <i>Nycticorax nycticorax</i>	O	LC LC LC LC LC	
Canard	<i>Tadorna ferruginea</i> <i>Tadorna tadorna</i> <i>Anas strepera</i> <i>Anas penelope</i> <i>Anas platyrhynchos</i> <i>Anas discors</i> <i>Anas clypeata</i> <i>Anas acuta</i> <i>Anas querquedula</i> <i>Anas crecca</i> <i>Marmaronetta angustirostris</i> <i>Netta rufina</i> <i>Aythya ferina</i> <i>Aythya nyroca</i> <i>Aythya fuligula</i> <i>Aythya marila</i> <i>Somateria mollissima</i> <i>Melanitta nigra</i> <i>Clangula hyemalis</i> <i>Bucephala clangula</i> <i>Mergellus albellus</i> <i>Mergus merganser</i> <i>Mergus serrator</i> <i>Oxyura leucocephala</i>		LC LC LC LC LC LC LC LC LC LC VU LC LC NT LC LC LC LC VU LC LC LC O O O	
Alouette	<i>Alaemon alaudipes</i> <i>Chersophilus duponti</i> <i>Ammomanes cinctura</i> <i>Ammomanes deserti</i> <i>Ramphocoris clotbey</i> <i>Melanocorypha calandra</i> <i>Calandrella brachydactyla</i> <i>Calandrella rufescens</i> <i>Galerida cristata</i> <i>Galerida theklae</i> <i>Alauda arvensis</i> <i>Lullula arborea</i> <i>Eremophila bilopha</i>		LC NT LC LC LC LC LC LC LC - LC LC LC	
Mouette	<i>Larus ichthyaetus</i> <i>Larus melanocephalus</i> <i>Larus minutus</i> <i>Larus cirrocephalus</i> <i>Larus ridibundus</i> <i>Larus genei</i> <i>Larus audouinii</i> <i>Larus canus</i> <i>Larus fuscus</i> <i>Larus argentatus</i> <i>Larus cachinnans</i> <i>Larus hyperboreus</i> <i>Larus marinus</i> <i>Rissa tridactyla</i>	O O O O O O O O O O O O O O	LC LC LC LC LC LC NT LC LC LC LC LC LC	
Cormoran	<i>Phalacrocorax carbo</i>		LC	

Nom français dans le Rapport EIE	Espèce appropriée dans la liste Avibase de Tunisie ¹⁾	État de conservation		
		Liste nationale	UICN ²⁾ 2013/Jan	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
	<i>Phalacrocorax aristotelis</i>		LC	
	<i>Phalacrocorax pygmaeus</i>		LC	
Flamant	<i>Phoenicopterus ruber</i>	O	LC	
Avocette	<i>Himantopus himantopus</i>	O	LC	
	<i>Recurvirostra avosetta</i>		LC	
Courlis	<i>Numenius phaeopus</i>		LC	
	<i>Numenius tenuirostris</i>		CR	
	<i>Numenius arquata</i>		NT	
Spatule	<i>Plegadis falcinellus</i>		LC	
	<i>Platalea leucorodia</i>	O	LC	
Aigrette	Même famille que le « Héron »			
Busard	<i>Circus aeruginosus</i>	O	LC	
	<i>Circus cyaneus</i>	O	LC	
	<i>Circus macrourus</i>	O	VU	
	<i>Circus pygargus</i>	O	LC	
Pluvier	<i>Pluvialis squatarola</i>		LC	
	<i>Pluvialis apricaria</i>		LC	
	<i>Pluvialis dominica</i>		LC	
	<i>Pluvialis fulva</i>		LC	
	<i>Vanellus vanellus</i>		LC	
	<i>Vanellus gregarius</i>		CR	
	<i>Vanellus leucurus</i>		LC	
	<i>Charadrius leschenaultii</i>	O	LC	O
	<i>Charadrius alexandrinus</i>	O	LC	O
	<i>Charadrius hiaticula</i>	O	LC	
<i>Charadrius dubius</i>	O	LC		
<i>Charadrius morinellus</i>	O	-		
Grèbe	<i>Tachybaptus ruficollis</i>	O	LC	
	<i>Podiceps auritus</i>	O	LC	
	<i>Podiceps grisegena</i>	O	LC	
	<i>Podiceps cristatus</i>	O	LC	
	<i>Podiceps nigricollis</i>	O	LC	
Balbusard	<i>Pandion haliaetus</i>		LC	
Foulque	<i>Crex crex</i>		LC	
	<i>Rallus aquaticus</i>	O	LC	
	<i>Porzana parva</i>		LC	
	<i>Porzana pusilla</i>		LC	
	<i>Porzana porzana</i>		LC	
	<i>Porphyrio porphyrio</i>		-	
	<i>Porphyrio alleni</i>		-	
	<i>Gallinula chloropus</i>		LC	
	<i>Fulica cristata</i>		LC	
<i>Fulica atra</i>		LC		
Bécasseau	<i>Xenus cinereus</i>		LC	
	<i>Actitis hypoleucos</i>		LC	
	<i>Tringa ochropus</i>	O	LC	
	<i>Tringa erythropus</i>	O	LC	
	<i>Tringa nebularia</i>	O	LC	
	<i>Tringa stagnatilis</i>	O	LC	
	<i>Tringa glareola</i>	O	LC	
	<i>Tringa totanus</i>	O	LC	
	<i>Limosa limosa</i>		NT	
	<i>Limosa lapponica</i>		LC	
	<i>Arenaria interpres</i>		LC	
	<i>Calidris canutus</i>	O	LC	
	<i>Calidris pugnax</i>	O	-	
<i>Calidris falcinellus</i>	O	-		

Nom français dans le Rapport EIE	Espèce appropriée dans la liste Avibase de Tunisie ¹⁾	État de conservation		
		Liste nationale	UICN ²⁾ 2013/Jan	Convention de Barcelone 2012 ³⁾
	<i>Calidris himantopus</i> <i>Calidris ferruginea</i> <i>Calidris temminckii</i> <i>Calidris ruficollis</i> <i>Calidris alba</i> <i>Calidris alpina</i> <i>Calidris minuta</i> <i>Calidris subruficollis</i> <i>Lymnocyptes minimus</i> <i>Gallinago media</i> <i>Gallinago gallinago</i> <i>Gallinago stenura</i> <i>Scolopax rusticola</i> <i>Phalaropus lobatus</i> <i>Phalaropus fulicarius</i>	O O O O O O O O O O O O O O O O O	LC LC LC LC LC LC LC - LC NT LC LC LC LC LC	
Sterne	<i>Chlidonias niger</i> <i>Chlidonias leucopterus</i> <i>Chlidonias hybrida</i> <i>Sterna albifrons</i> <i>Sterna bengalensis</i> <i>Sterna caspia</i> <i>Sterna dougallii</i> <i>Sterna fuscata</i> <i>Sterna hirundo</i> <i>Sterna nilotica</i> <i>Sterna sandvicensis</i>	O O O O O O O O O O O O	LC LC LC LC LC LC LC LC LC LC LC LC	

Remarques : Catégories de l'UICN : **LC** (Peu concernée), **NT** (Presque menacée), **VU** (Vulnérable), **EN** (En danger), **CR** (Danger critique d'extinction)

Source : Rapport EIE pour CCPP Radès II

1) <http://avibase.bsc-eoc.org/checklist.jsp?region=tn&list=clements>

2) <http://www.iucnredlist.org/search>

3) Annexe II du protocole concernant les zones spécialement protégées et la diversité biologique en Méditerranée révisé à la dix-septième conférence des parties (PAM / PNUE, 2012).

(2) Organismes marins

Le 27 septembre 2013, la température de l'eau a été mesurée dans les 12 points présentés sur la Figure 8.6-2. À 8 points, à savoir de St.4 à St.12 excepté pour St.7, du benthos a été recueilli. La procédure de collecte est la suivante : des plongeurs ramassent de la boue de fond sur une profondeur de 5 cm à l'aide d'un cadre carré de 30 cm de côté. La boue recueillie est ensuite passée dans un tamis à maille de 2 mm. La vitesse du courant est si rapide à St.7 que les plongeurs n'ont pas pu descendre sous l'eau pour recueillir de la boue (d'où les données manquantes).

Les résultats de l'étude sont présentés dans le Tableau 8.6-5. Dans la plupart des points mesurés, le fond était constitué de sable et de limon. De la végétation de *Cymodocea nodosa* comme les « herbiers marin », qui est une espèce de plante aquatique, n'a été trouvé qu'en St. 5 et St. 6 (Figure 8.6-3). *Cymodocea nodosa* est listé comme espèce en voie de disparition ou menacée d'après la Convention de Barcelone.



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.6-2 Emplacement des points étudiés

Table 8.6-5 Profondeur et température de l'eau sur les sites sondage

Station	Profondeur (m)	Température (°C)	
		Surface	Bas
St.1	4.9	30.1	-
St.2	2.5	32.0	-
St.3	1.9	30.0	-
St.4	2.5	30.0	29.0
St.5	3.1	30.0	27.0
St.6	4.2	30.1	29.0
St.7	3.4	32.0	31.5
St.8	0.5	30.0	-
St.9	3.6	32.0	28.0
St.10	2.5	30.0	28.5
St.11	4.3	30.0	28.5
St.12	3.2	30.0	27.4

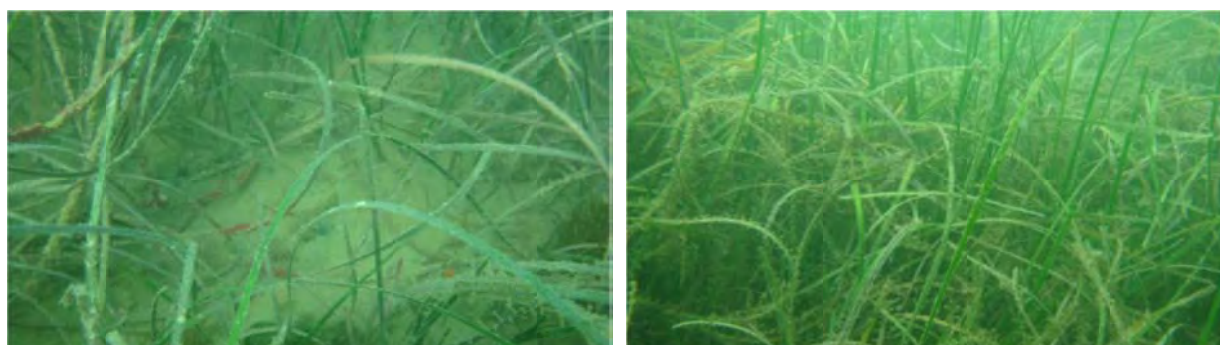
Source: Rapport EIE pour le projet Radès C

Table 8.6-6 Liste des espèces pour chaque point étudié

Station	Profondeur (m)	Espèces	Remarques
St.4	2,5	[Flore] Aucune [Faune] Polychaeta : <i>Myxicola</i> sp. Bivalves : <i>Callista chione</i> <i>Venerupis pullastra</i>	<i>Myxicola</i> sp. est révélateur des abris de milieux boueux.
St.5	3,1	[Flore] Spermatophyta : <i>Cymodocea nodosa</i> [Faune] Bivalves : <i>Cerastoderma glaucum</i> <i>Kellia</i> sp. <i>Arca noe</i> <i>Mytilus galloprovincialis</i> <i>Pecten glaber</i> <i>Venerupis pullastra</i> <i>Ruditapes decussatus</i> <i>Loripes lacteus</i> Gastéropodes : <i>Turitella turbona</i>	Bien que <i>Cymodocea nodosa</i> indique un faciès sans dessalement (biocénose normale) la présence de <i>Cerastoderma glaucum</i> montre l'impact d'eau douce, car il caractérise une lagune de biocénose euryhaline et eurythermique, avec la présence de <i>Loripes lacteus</i> .
St.6	4,2	[Flore] Spermatophyta : <i>Cymodocea nodosa</i> [Faune] Crustacés : <i>Carcinus aestuarii</i> Bivalves : <i>Ruditapes decussatus</i> <i>Arca noe</i>	<i>Carcinus Aesturii</i> indique la présence de l'eau polluée, mais aussi un enrichissement relativement plus hydrodynamique que dans les autres stations.
St.8	0,5	[Flore] Aucune [Faune] Polychaeta : <i>Heteromastus filiformis</i> Bivalves : <i>Callista chione</i> <i>Loripes lacteus</i> <i>Ruditapes decussates</i> <i>Venerupis pullastra</i> <i>Turitella turbona</i>	La présence de <i>Heteromastus filiformis</i> , qui est une espèce contenant de quantités importantes d'hémoglobine permet l'oxygénation, indique la présence d'une grande partie boueuse indiquant le confinement dans l'environnement (<i>Loripes lacteus</i> , <i>Cerithium vulgatum</i>).
St.9	3,6	[Flore] Aucune [Faune] Polychaeta : <i>Heteromastus filiformis</i> Bivalves : <i>Kellia corbuloides</i> <i>Ruditapes</i> sp. <i>Venerupis</i> sp. Gastéropodes : <i>Littorina punctata</i>	<i>Heteromastus filiformis</i> indique un environnement avec une quantité importante de limon, la présence de <i>corbuloides Kellia</i> indique que nous sommes en présence d'un type d'habitats calmes de limon (environnement d'eau protégée calme).
St.10	2,5	[Flore] Aucune [Faune] Polychaeta : <i>Heteromastus filiformis</i> Bivalves : <i>Ruditapes decussatus</i> <i>Ensis minor</i> Gastéropodes : <i>Cerithium vulgatum</i>	Milieu confiné caractérisée par la présence de <i>filiformis Heteromsatus</i> et <i>Cerithium vulgatum</i> .
St.11	4,3	[Flore] Aucune [Faune] Polychaeta : <i>Paradonereis lyra</i> <i>Heteromastus filiformis</i>	<i>Heteromastus filiformis</i> indique un environnement avec de quantités importantes de limon. La présence de <i>Donax trunculus</i> et <i>Ruditapes decussatus</i> pourrait

Station	Profondeur (m)	Espèces	Remarques
		Bivalves : <i>Ruditapes decussatus</i> <i>Venerupis pullastra</i> <i>Donax trunculus</i>	indiquer un apport considérable des zones tropicales.
St.12	3,2	[Flore] Aucune [Faune] Polychaeta : <i>Paradonereis lyra</i> <i>Heteromastus filiformis</i> Bivalves : <i>Donax trunculus</i> Gastéropodes : <i>Cerithium vulgatum</i>	Malgré la grande fraction boueuse <i>filiiformis Heteromastus</i> , qui est une espèce avec de fortes quantités d'hémoglobine permet l'oxygénation.

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C



St.5

St.6

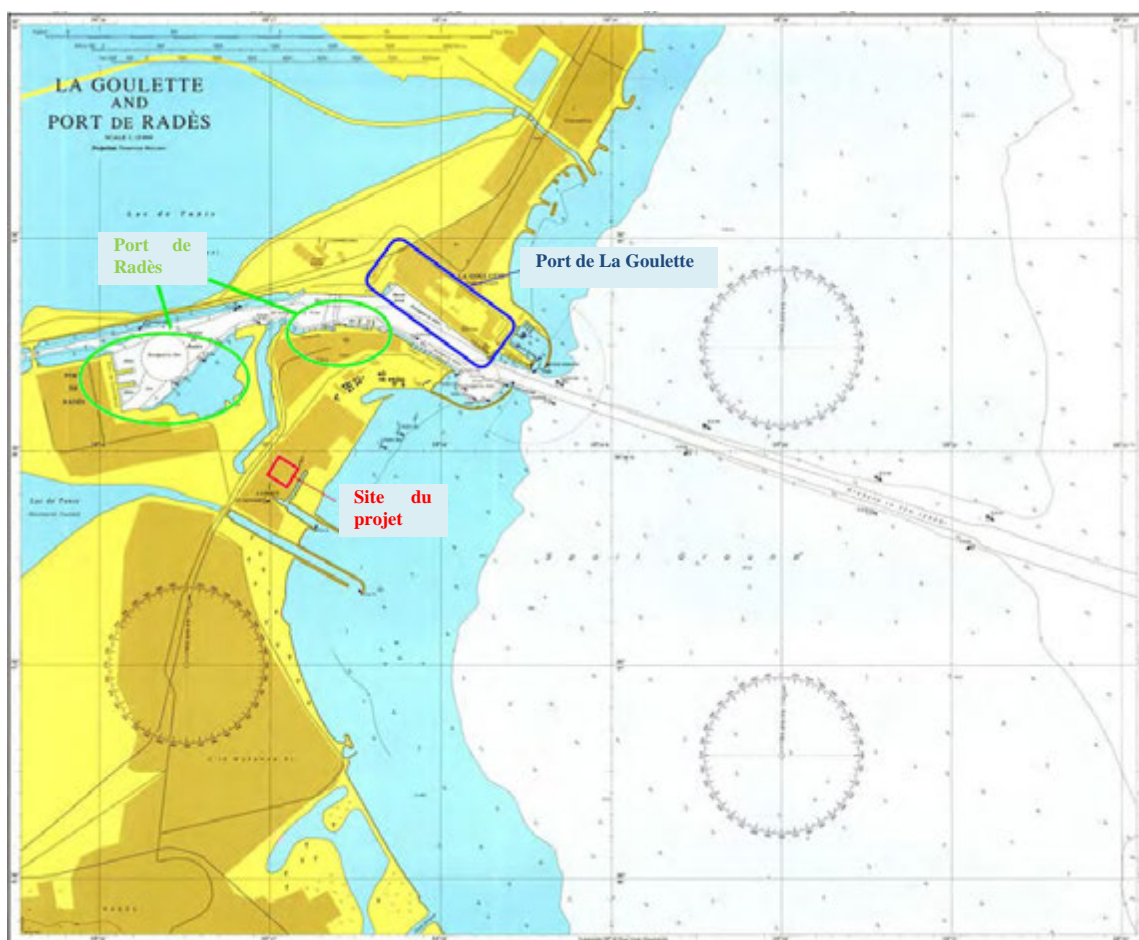
Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.6-3 Paysage de végétation des herbiers marins

8.6.3 Environnement social

(1) Trafic maritime

Le port de Radès est le plus grand port maritime en Tunisie avec sept postes à conteneurs, un poste pétrolier, un quai de vrac sec et un quai pour marchandises diverses, le tout séparé en deux jetées principales. Le Port de la Goulette, juste en face du port de Radès, est principalement utilisé pour les passagers, ferry et touristes en croisière (Figure 8.6-4). En raison de la profondeur de la mer, le tonnage maximal des navires pour accéder à ces deux ports est de 30 000 tonnes. Ces dernières années, un total d'environ 3 000 navires par an utilisent ces deux ports (Tableau 8.6-7). Le volume annuel de fret traité par le port de Radès, totalise à lui seul 6 millions de tonnes. Selon l'Administration portuaire (Office de la Marine Marchande et Des Ports), environ 1 600 camions porte-conteneurs circulent chaque jour, auxquels s'ajoutent les camions-citernes pour le pétrole et de nombreux camions de marchandises sèches ou générales.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.6-4 Emplacement du Port de Radès et du Port de la Goulette

Tableau 8.6-7 Évolution du trafic maritime

(Unité : Vaisseaux)

Année	Port de Radès	Port de la Goulette
1990	980	799
1991	1 023	705
1992	1 221	792
1993	1 388	773
1994	1 273	776
1995	1 321	861
1996	1 367	896
1997	1 361	1 016
1998	1 417	940
1999	1 475	1 140
2000	1 672	1 179
2001	1 735	1 240
2002	1 727	1 277
2003	1 501	1 273
2004	1 567	1 358
2005	1 582	1 434

Année	Port de Radès	Port de la Goulette
2006	1 531	1 466
2007	1 583	1 483
2008	1 540	1 405
2009	1 689	1 278
2010	1 560	1 342
2011*	1 276	1 036

Source : http://www.ommp.nat.tn/page.php?code_menu=10&code_page=26

* Office de la Marine Marchande et des Ports ; Rapport annuel 2011

(2) Pêche

Selon l'Union Tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche (UTAP), il n'y a pas d'exploitants pêcheurs professionnels engagés dans la pêche dans la zone de mer face au groupe des centrales électriques de Radès. La raison en est que, puisque la mer est peu profonde, on ne retrouve pas de poissons à valeur commerciale dans cette zone. Par conséquent, ils ne peuvent pas obtenir des revenus pour couvrir les coûts de la pêche.

Il y a approximativement 2 000 pêcheurs à La Goulette, parmi lesquels 80 % exploitent la pêche au filet maillant sur de petits bateaux. Restent 20 % pêchant sur chalutiers. Le montant des prises est d'approximativement 2 700 tonnes par an pour la pêche au chalut, quand la pêche au filet maillant est de 117 tonnes par an seulement. Puisque la pêche au chalut dans les eaux de moins de 50 mètres de profondeur est interdite, la côte n'est pas considérée comme une zone de pêche. D'autre part, la pêche au filet maillant se pratique sur la zone côtière au nord de La Marss (Figure 8.6-5). Les espèces cibles de la pêche au filet maillant sont présentées dans le Tableau 8.6-8.

Cependant, la STEG a expliqué qu'il existe des lieux de pêche de petite taille en face du site du projet sur la baie de Tunis, et qui pourraient ne pas être reconnus par l'UTAP en raison de leur taille et de leur absence d'enregistrement à l'UTAP.



Source : Préparé par l'Équipe d'étude de la JICA d'après Google earth
Figure 8.6-5 Zone de pêche au filet maillant

Tableau 8.6-8 Espèces cibles de la pêche au filet maillant

Nom français	Famille	Nom français	Famille
Poisson		Maigre	Sciaenidae
Anguille	Anguillidae	Picarel	Centracanthidae
Congre	Congridae	Vielle	Labriade
Sardine	Clupeidae	Uranoscope	Uranoscopidae
Synodonte	Synodontidae	Vive	Trachinidae
Merlu	Merlucciidae	Anguille de roche	Blenniidae
Cabillaud	Gadidae	Barracuda	Sphyraenidae
Mulet	Mugilidae	Sabre	Trichiuridae
Éperlan	Atherinidae	Poisson plat	Bothidae, Paralichthyidae
Orphie	Belonidae	Sole	Soleidae
Rascasse	Scorpaenidae	Céphalopode	
Grondin	Triglidae	Seiche	Sepiidae
Bar	Moronidae	Calmar	Loliginidae, Ommastrephidae
Sériole	Carangidae	Pulpe	Octopodidae
Grondeur	Haemulidae	Crustacé	
Dorade	Sparidae	Crevette	Crangonidae
Rouget	Mullidae	Crevette	Penaeidae

Source : Union Tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche

8.7 Évaluation de l'impact environnemental et social

8.7.1 Phase de Construction

(1) Contrôle de la pollution

1) Qualité de l'air

Une certaine production de poussière est attendue suite à la préparation du terrain, de même que la production de polluants atmosphériques (SOx et NOx, etc.) provenant de l'exploitation d'engins lourds et de camions, mais l'impact ne sera que temporaire.

Des mesures, telles que l'arrosage du site de construction et l'utilisation de bâches de couverture sur les camions pour le transport de terre, seront prises pour réduire la production de poussière.

L'entretien et la gestion périodique de tous les engins de construction ainsi que des véhicules seront réalisés pour réduire les gaz d'échappement évacués par les engins de construction et les véhicules.

2) Qualité de l'eau

Une turbidité de l'eau est anticipée résultant de la préparation du terrain, mais l'impact sera temporaire. L'impact des eaux usées domestiques et des eaux huileuses est également prévu.

Des canaux, fossés et un bassin de décantation temporaire seront creusés et excavés autour de la zone de construction.

Une installation de traitement des eaux usées pour les travailleurs, comme une fosse septique et un séparateur d'huile pour l'eau de ruissellement huileuse, sera installée dans la zone de construction. Les matériaux pétroliers et les produits chimiques seront stockés dans un site de stockage approprié pour empêcher les infiltrations dans le sol.

Ces mesures minimiseront l'impact de la contamination de l'eau de mer.

3) Déchets

Les déchets générés par les travaux de construction comprennent des copeaux métalliques, des déchets plastiques, des copeaux de bois, des déchets de verre et les huiles usées. En outre, les déchets ménagers mis au rebut par les travailleurs comprennent canettes, bouteilles et ordures. Si ces déchets sont insuffisamment traités, l'eau de mer peut être contaminée, et des problèmes d'assainissement peuvent se poser.

Le tri des déchets à la collecte, le recyclage et la réutilisation des déchets seront encouragés et les déchets non recyclables seront éliminés sur des sites appropriés selon les règlements connexes.

Pour réduire la quantité de déchets solides évacués par les travailleurs pendant les travaux de construction, des efforts seront pris pour employer des travailleurs locaux autant que possible, de sorte que la quantité de déchets ménagers de la centrale sera minimisée. Ces mesures seront prises afin de veiller à ce que la pollution de l'eau ou les problèmes sanitaires résultant de déchets ne se produise pas.

Les déchets dangereux, tels que les déchets d'huile et les batteries, seront traités par SOTULUB (Société Tunisienne de Lubrifiant) et ASSAD (L'accumulateur tunisien ASSAD). Ces deux sociétés sont toutes deux accréditées par ANGED.

4) Bruit et vibration

a. Bruit

Le bruit et les vibrations se produisent en raison de l'exploitation d'engins lourds et de camions associés aux travaux de construction. Le Tableau 8.7-1 présente les niveaux de bruit provenant des principaux engins de construction. Afin de réduire le bruit généré, les

machines à bruit / vibrations réduits seront utilisées et les machines de construction et des véhicules seront régulièrement entretenues.

La distance de la zone résidentielle la plus proche (Mallaha) au site du projet est d'approximativement 600 mètres et le niveau de bruit diminue d'approximativement 55 dB par rapport à celui mesuré sur le site (ex. 107 dB -> 55 dB). Cependant, le niveau de bruit est réduit par la clôture entourant la zone de construction et la clôture délimitant le site du groupe des centrales Radès. Par conséquent, le niveau de bruit ne dépasse pas les valeurs spécifiées dans le Décret N° 84-1556 portant sur le niveau de bruit, lorsqu'un seul engin lourd est utilisé. Il peut dépasser ces valeurs lorsque plusieurs engins lourds fonctionnent intensivement. Par conséquent, le niveau de bruit associé aux travaux de construction peut être réduit en évitant l'exploitation intensive d'engins de construction, en évitant les travaux de construction pendant la nuit et en introduisant de nouveaux types d'engins à faible bruit. Toutefois, le monitoring du niveau de bruit est nécessaire.

La mobilisation du matériel donnera lieu au bruit, lors de l'utilisation des véhicules à cet effet. Lorsque les véhicules circuleront près de la zone résidentielle de Mallaha, il sera nécessaire de prendre des mesures préventives, telles que la limitation de vitesse des camions.

Tableau 8.7-1 Niveau de bruit des principaux engins de construction

Engin	Puissance unitaire (kW)	Niveau de puissance sonore (dB)
Pelle rétrocaveuse	P<55	99
	55<P<103	104
	103<P	106
Grue sur camion Grue sur chenille	P<55	100
	55<P<103	103
	103<P	107
Pilon	-	107
Pompe à béton	P<55	100
	55<P<103	103
	103<P	107
Concasseur de béton	P<55	99
	55<P<103	103
	103<P<206	106
	203<P	107
Coupe-béton	-	106
Compresseur de moteur	P<55	101
	55<P	105
Camion	P<150	89
	150<P	92

Source : Association de la construction et de la mécanisation du Japon (2001):
Manuel de mesures contre le bruit et les vibrations associés aux travaux de construction

b. Vibration

L'exploitation d'engins lourds et de camions crée des vibrations. Toutefois, la gestion du calendrier des travaux peut être menée de façon à maintenir un niveau de travaux constant et à assurer que des équipements à faibles vibrations sont utilisés autant que possible. Les travaux de construction seront exécutés pendant la journée, en particulier le travail de terrassement.

5) Odeurs

Si les déchets ménagers des travailleurs ne sont pas traités de manière appropriée, les déchets en décomposition peuvent générer une odeur nauséabonde. Avant de commencer les travaux de construction, les travailleurs seront chargés de trier et ramasser les déchets et leur élimination illégale sera interdite. Les ordures seront éliminées sur une base périodique pour garantir qu'aucune odeur de putréfaction ne se produit. Ces mesures seront prises afin de minimiser la formation des mauvaises odeurs.

(2) Environnement naturel

1) Zone protégée

Comme aucune eau usée n'est évacuée dans le Lac de Tunis, l'île Chikly où se trouve la zone protégée la plus proche du site du projet n'est pas affectée par les eaux usées.

Puisque la pollution de l'air due aux travaux de construction est limitée aux zones périphériques du site de construction, il est supposé qu'il n'y aura aucun effet sur l'île Chikly ou le parc national de Bou-Kornine, qui se trouvent respectivement à 6 km et 8 km du site du projet.

2) Écosystème

L'impact sur l'écosystème terrestre est mineur. Il n'y a aucune forêt vierge, ou naturelle, aucune zone humide de mangrove autour du site du projet. D'après le Rapport EIE sur Radès II, aucune faune d'importance, à l'exception des oiseaux, n'a été observée sur le site de la centrale électrique de Radès II.

Bien que les oiseaux migrateurs soient susceptibles de voler le long de la côte, l'impact des travaux de construction sur les oiseaux migrateurs est mineur, car il n'est pas prévu de modifier le littoral.

Par conséquent, l'impact sur l'écosystème terrestre est mineur et l'on pense que l'enquête de surveillance des oiseaux dans le littoral n'est pas nécessaire. Toutefois, pour protéger les individus, les travailleurs s'interdiront toute perturbation, harcèlement et la chasse.

Le point d'évacuation des eaux est face à la plage en batture, sans terre ou des récifs coralliens de marée. Les herbiers marins qu'on rencontre souvent en Tunisie, ont été retrouvés dans la partie nord de la zone maritime en face du site du projet. Puisque des mesures de lutte contre la contamination de l'eau seront prises, l'impact sur les herbiers marins sera réduit.

Si des espèces protégées sont observées, les travaux de construction seront arrêtés et des mesures d'atténuation seront examinées en consultation avec l'expert.

(3) Environnement social

1) Économie locale

a. Pêche

Comme décrit ci-dessus, la pêche à petite échelle est réalisée dans la zone de mer en face du site. Toutefois, les eaux usées par les travaux de construction seront traitées afin de répondre aux normes de traitement des eaux usées déversées et les travaux de construction n'auront pas trop d'impact négatif sur la pêche à petite échelle.

b. Emploi local

Des impacts positifs sont attendus pour l'emploi de la population locale par la construction ainsi que l'augmentation du chiffre d'affaires des magasins et des restaurants de la région de Mallaha à proximité du site de construction. Puisque une grande usine de ciment se trouve dans le gouvernorat de Ben Arous, l'achat d'une quantité importante de ciment pour la construction stimulera l'économie locale. L'achat local d'autres matériaux de construction stimulera également l'économie locale.

2) Infrastructure sociale

L'ensemble des matériaux, équipements et engins à importer en Tunisie pour le projet de Radès C sont estimés à environ 10.000 tonnes. Comme mentionné ci-dessus, cela représente moins de 0,2% du volume total traité par le port de Radès (6 millions de tonnes). Par conséquent, il ne devrait y avoir aucun problème grave en termes de transport maritime. Comme pour le transport terrestre, nous devons examiner trois éléments, les matériaux et l'équipement du port de Radès, les matériaux à acheter en Tunisie et l'augmentation du nombre de travailleurs pendant la période de construction. Puisque le site de la centrale électrique de Radès est situé à seulement 2 km du port de Radès et que le volume à transporter depuis le port équivaut à moins de 1 jour du volume annuel traité par le port de Radès, aucune congestion additionnelle du trafic routier n'est prévue pour cette catégorie de matériaux et équipement.

La construction d'une centrale électrique nécessite la pose d'un volume considérable de béton. La décision finale revient au contractant de mettre en place une centrale à béton sur le site et de transporter des sacs de ciment depuis l'extérieur ou d'utiliser des camions malaxeurs venant de l'usine de ciment située à proximité. Les impacts sur le trafic routier actuel sont plus importants dans le second cas. Cependant, le nombre maximal de bétonnières par heure ne dépassant pas cinq à l'heure de pointe du coulage du béton, aucun problème grave ne devrait affecter le trafic routier actuel qui représente plus de 200 poids lourds par heure pendant la journée.

Enfin, les véhicules transportant des travailleurs faisant la navette peuvent provoquer l'augmentation du trafic et des embouteillages autour de la zone du projet.

À cet égard, l'utilisation du bus sera encouragée pour réduire l'augmentation du nombre de véhicules sur les routes. Les horaires de bus sont gérés en consultation avec les organisations connexes. À titre de mesure de prévention des accidents, quand de gros camions passeront autour du site pour transporter des véhicules lourds et des équipements de grande taille dans le site, les gens des environs seront informés par la police.

3) Mauvaise distribution des bénéfices et des pertes

Puisque la construction du projet ne créera pas de disparition d'emplois existants d'une part et que tous les contractants et sous-traitants agiront conformément aux mécanismes du marché, d'autre part, aucune mauvaise répartition des bénéfices et des pertes n'est attendue.

4) Conflits et intérêts locaux

Dans la mesure du possible, les résidents locaux doivent être employés pour les travaux de construction, et tout travailleur venant d'un pays étranger doit apprendre à respecter les coutumes locales afin de faciliter les bonnes relations avec les résidents locaux. (par exemple, participation aux manifestations locales).

Tous les entrepreneurs ou sous-traitants agiront en conformité avec le mécanisme de marché, et aucune répartition inadéquate des avantages et de perte n'est envisageable.

5) Maladies infectieuses comme le VIH/SIDA

Un afflux temporaire de travailleurs migrants pendant la période de construction peut augmenter le risque de maladies sexuellement transmissibles, etc. Les populations locales devraient être recrutées pour des travaux simples autant que possible afin de minimiser le risque de transmission de maladies infectieuses par les travailleurs extérieurs. Des examens médicaux préalables à l'emploi et périodiques devraient être effectués pour les travailleurs extérieurs (travailleurs techniques, etc.) Les entreprises de construction éduqueront et formeront les travailleurs sur les soins de santé.

6) Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)

Tous les travaux de construction seront réalisés dans la zone du groupe des centrales Radès entourée d'une clôture pour préserver la sécurité de la zone environnante. Le site des centrales Radès A et B et la zone de construction seront séparés avec une clôture en treillis métallique solide pour maintenir les machines de construction et les véhicules loin du personnel et des installations (salles de machines, chaufferies, poste d'interconnexion, lignes de transmission à haute tension, etc.) des centrales Radès A et B. Les engins de construction ne doivent accéder au site du projet que par le portail prévu à cet effet, et l'utilisation du portail principal sera interdite.

Un taux d'accidents à haut risque est prévu pendant les travaux de construction. Les entreprises de construction doivent établir des plans de sécurité au travail et les soumettre à la STEG pour obtenir un accord. Les plans de sécurité au travail doivent prévoir des mesures d'atténuation concernant les aspects immatériels (formation à la sécurité, etc.) et les aspects matériels (fournir aux travailleurs un équipement de protection approprié, etc.) Afin de prévenir les problèmes de santé des travailleurs, les entreprises de construction devront respecter les normes de leur l'environnement de travail et fournir aux travailleurs un équipement approprié, comme des masques, bouchons d'oreille, etc.

7) Accidents

Bien qu'aucun accident de mer n'ait été enregistré jusqu'à présent par la STEG, un navire transportant un équipement de la centrale CCPP Radès C peut être impliqué dans un accident. Même dans ce cas, aucune pollution de la mer n'est envisageable parce que le navire ne transporte pas de matières liquides mais seulement des équipements lourds comme les turbines. En outre, étant donné que toutes les entreprises de transport maritime sont tenues : a) de maintenir leurs navires en conformité avec les normes de l'OMI (Organisation maritime internationale), b) d'être couverts par l'assurance accident de mer et c) d'exploiter leurs navires, conformément à leurs manuels couvrant tous les aspects d'opérations en mer, nous pouvons dire que des mesures suffisantes sont prises pour éviter les effets négatifs des accidents de la mer.

Des accidents de la circulation sur route peuvent se produire pendant les travaux de construction. Comme des mesures de prévention des accidents de la circulation routière, d'observation des règles de circulation, et de formation à la sécurité routière seront mises en œuvre par les entreprises de construction. Les personnes des zones résidentielles périphériques seront informées sur les horaires de bus.

8) Impact transfrontalier et changement climatique

Du CO₂ sera émis par les travaux de construction. L'entretien et la gestion périodiques de tous les engins de construction et des véhicules seront effectués.

8.7.2 Phase d'exploitation

(1) Contrôle de la pollution

1) Qualité de l'air

Les prévisions d'impact environnemental en Tunisie sont censées être réalisées en simulant le pire cas possible, même dans des conditions de gaz naturel contenant du soufre. Cependant, les résultats seront très surestimés et un grand écart entre valeur estimée et valeur réelle est prévu.

L'Équipe d'étude de la JICA a procédé à une simulation de dispersion de gaz d'échappement pour le cas de courte durée (1 heure) à la place, même si ce n'est pas le même type de calcul que la STEG, à cause du manque de données météorologiques.

En raison de la limitation du programme du logiciel de simulation, la source d'émission centralisée a été mise en place. Les résultats seront également considérés comme surestimés, même avec cette méthode.

a. Méthode

Méthode de prédiction

Qu'il s'agisse ou non de simuler des modèles de dispersion de gaz d'échappement dans des conditions météorologiques particulières, telles que des couches d'inversion et des courants descendants, le modèle de dispersion dans des conditions météorologiques normale a également été considéré.

Couche d'inversion

Dans le cas où une couche d'inversion de la température s'est produite temporairement au-dessus de la cheminée de la centrale électrique, le gaz d'échappement serait resté sous la couche d'inversion, pouvant provoquer une concentration de polluants élevée. Ici, le modèle de dispersion a été simulé avec le pire des cas estimé.

Considération selon l'apparition de vent rabattant et de courant descendant

D'après le modèle Briggs⁶, lorsque la vitesse d'émission des gaz est inférieure à 1,5 fois la vitesse du vent à la hauteur de la cheminée, un vent rabattant peut se produire (Figure 8.7-1). Dans ce projet, la vitesse d'émission de gaz est de 20,4 m/s, de sorte que le vent rabattant se produit lorsque la vitesse du vent au niveau de la sortie de la cheminée est supérieure à 30 m/s. La vitesse d'émission de gaz des centrales électriques existantes de Radès A, Radès B et Radès II, d'autre part, est de 11,5 - 14,5 m/s, donc le vent rabattant ne surviendra pas si la vitesse du vent est de 16 m/s ou plus au niveau de la sortie de la cheminée. D'après la Figure 8.1-7, il n'est pas fréquent que la vitesse du vent soit plus élevée que 16 m/s, et le vent est généralement de l'ouest vers l'océan. Par conséquent, un vent rabattant n'a pas été considéré comme étant probable ou possible, et le modèle de dispersion dans des conditions de vent rabattant n'a donc pas été simulé.

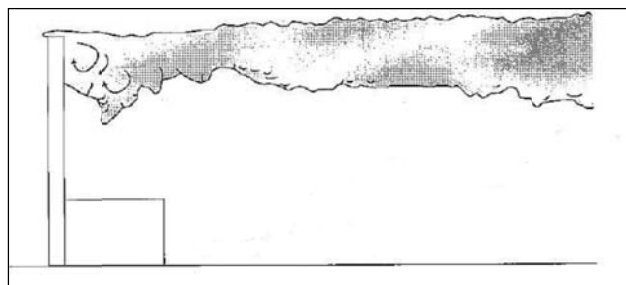


Figure 8.7-1 Perspectives de déflexion vers le bas

D'après le modèle de Huber⁷, si la hauteur de la cheminée est plus basse que 2,5 fois la hauteur du bâtiment, un courant descendant peut se produire (Figure 8.7-2). Pour ce projet, la hauteur de cheminées est de 85 m. La hauteur des bâtiments au voisinage de la

⁶ Briggs, G.A. (1970) : Some recent analyses of plume rise observation, International Clean Air Cong. (Quelques analyses récentes d'observation des panaches de fumées, Congrès international pour la pureté de l'air.) Washington, D.C., 1970

⁷ Huber, A.H. (1984): Evaluation of a method for estimating pollution concentration downwind of influencing buildings (évaluation d'une méthode d'estimation de la concentration de pollution sous le vent influençant les bâtiments.) Atmos. Environ., 18, 11., 2313-2338.

cheminée pour que des courants descendants se produisent devrait être de plus de 34 m. Puisque la hauteur des bâtiments envisagés ne dépasse pas les 30 m, aucun courant descendant ne se produira.

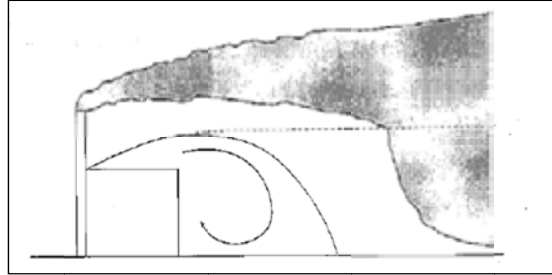


Figure 8.7-2 Perspectives de courant descendant

Modèle de dispersion des gaz d'échappement

En utilisant le modèle de diffusion gaussien suivant, la prévision pour une valeur d'1 heure a été calculée en fonction de l'échelle de temps en conformité avec les normes environnementales de Tunisie et les directives SFI/EHS (Général, 2008).

Condition météorologique normale

$$C = \frac{Q_p}{2\pi \sigma_y \sigma_z u} \cdot \exp\left(-2 \frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \exp\left\{-\frac{(z - He)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(z + He)^2}{2\sigma_z^2}\right\}$$

Où

- C : Concentration au-dessus du sol à une distance sous le vent **R** (m)
- Q_p : Volume d'émission
- σ_y : Paramètre dans la direction horizontale (m)
- σ_z : Paramètre dans la direction verticale (m)
- u : Vitesse du vent (m/s)
- R : Distance horizontale entre la source de la fumée et le point calculé (m)
- z : Hauteur au-dessus du sol
- He : Hauteur effective de la cheminée (m)

$$He = H + \Delta H$$

- H : Hauteur de la cheminée (m)
- ΔH : Hauteur d'élévation (m)

Occurrence d'inversion de couche

L'occurrence d'une couche d'inversion en tant que phénomène météorologique temporaire, le modèle de dispersion pour une valeur d'1 heure a été simulé, en utilisant le modèle gaussien indiqué ci-dessous.

$$C(x) = \frac{Q_p}{2\pi \cdot \sigma_y \cdot \sigma_z \cdot u} \cdot \sum_{n=-3}^3 \left[\exp\left\{-\frac{(He + 2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} + \exp\left\{-\frac{(-He + 2n \cdot L)^2}{2\sigma_z^2}\right\} \right]$$

Où;

- Q_p : Quantité émise (g/s)
- σ_y : Paramètre de direction horizontale (m)

- σ_y : Paramètre de direction verticale (m)
- u : Vitesse du vent (m/s)
- H_e : Hauteur effective de la cheminée (m)
- L : Hauteur de la couche de mélange (m) (définie comme $L = H_e$, étant le pire des cas)
- N : Temps de réflexion (fixé à ± 3)

b. Spécifications d'émission

Le gaz naturel, qui est utilisé comme combustible, ne contient normalement pas de soufre ni de cendres, par conséquent, le SO_x et les particules n'ont pas été calculées ici. Le Tableau 8.7-2 présente le volume, la température, la vitesse, et les émissions en NO_x des échappements des centrales électriques de Radès A, Radès B, Radès II et Radès C. Tous les oxydes d'azote de la cheminée sont présumés devenir du NO₂. La concentration des polluants dans les gaz d'émission sera conforme aux normes de gaz d'émission par l'adoption de méthodes de combustion à faible NO_x.

Table 8.7-2 Caractéristiques des émissions

Paramètre	Unité	Radès A	Radès B	Radès II	Radès C
Volume émis (humide)	Nm ³ /s	303,0	318,9	631,2	576,0
Température d'échappement	°C	95,0	95,0	98,0	90,3
Vitesse d'échappement	m/s	11,5	12,1	14,5	20,4
Hauteur de cheminée actuelle	m	100	100	70	85
Diamètre de la sortie de cheminée	m	5,8	5,8	5,258 x 2	6,0
NO _x	kg/h	58,0	283,5	162,0	33,9

Source : Équipe d'étude de la JICA

c. Résultats

Figure 8.7-3 montre les résultats de simulation de la dispersion des gaz d'échappement sur les plantes 4 de puissance et l'impact cumulatif, montrant les concentrations au sol maximum basés sur le calcul en vertu de la condition de la stabilité atmosphérique et B à F par la vitesse du vent. Normes tunisiennes et la SFI / EHS valeur sont également représentés dans la figure comme référence. Ce résultat indique que l'impact causé par ce projet, Radès C Power Plant, est le plus bas, alors que l'impact de la centrale existante, Radès B, est le plus élevé.

Impact cumulé de toutes les centrales électriques 4 est représentée la ligne noire sur la Figure 8.7-3. Mallaha (quartier résidentiel), l'île de Chikly (zone protégée) et Bou - Kornine parc national sont indiquées au lieu correspondu à partir du site du projet dans la figure. Selon la figure, la concentration maximale au sol est 53 µg/m³ à environ 2.300m du site du projet. Bien Mallaha (quartier résidentiel) est situé à proximité du point de concentration maximale du sol, la valeur de la concentration est encore bien au-dessous des normes tunisiennes (valeur préconisée) et la SFI / EHS valeur guide. En outre, il y aura pas d'impact de la pollution de l'air sur l'île de Chikly, à 6 km du site du projet, et le parc national de Bou - Kornine, à 8 km du site du projet.

La qualité de l'air n'est pas encore mesurée autour du groupe des centrales Radès en ce moment. Les stations de mesure les plus proches de la centrale de Radès se trouvent à Bab Saadoun et El Mourouj, dans les terres d'une zone urbaine. Puisque le site du projet est situé dans la zone industrielle le long de la côte, l'environnement atmosphérique autour de la centrale est différent de celui des stations de mesure. Les données de qualité

de l'air de septembre 1995 sont mentionnées dans le rapport de l'EIE de la centrale CCPP Radès II.

Les principales sources possibles d'émission de NOx dans le site du projet sont le groupe des centrales Radès, les ports et les véhicules. Selon le Tableau de 8.6-7, le trafic maritime au port de Radès et au port de La Goulette a été augmenté de 720 navires entre 1995 et 2011, ce qui représente 30 % de 2180 à 2902 navires. Le nombre de véhicules est considéré comme étant augmenté avec l'augmentation de la circulation des navires.

La quantité de carburant consommée par un navire porte-conteneurs au cours de l'anchrage dans les principaux ports du Japon (Tokyo, Yokohama, Kobe, Nagoya, et Osaka) varie de 1,7 à 2,5 tonnes / jour⁸. La quantité d'émission de NOx par tonne de consommation de carburant est estimée à 84 kg⁹. 720 navires étant ancrés par an, la quantité des émissions de NOx par an est calculée de 101 à 105 tonnes, ce qui est de 11,5 à 17,3 kg par heure, et est environ la moitié de la quantité totale des émissions de la centrale Radès C au maximum. La quantité d'émissions de NOx d'un véhicule de grande taille varie de 0,3 à 0,9 g / km¹⁰. Par conséquent, la plus grande source d'émissions de NOx sur le site du projet est le groupe des centrales Radès.

En comparaison avec la norme de qualité de l'air, la valeur maximale de NO₂, soit 92,9 µg / m³ présentée au Tableau 8.6-1 est définie comme valeur préconisée. Il s'agit d'une valeur de 24 heures et par conséquent, ne peut être comparée avec la valeur de 1 heure de la norme de qualité de l'air. En supposant que la valeur de 24 heures de 92,9 g / m³ se fait chaque jour et que la valeur d'une heure de 53 g / m³ obtenue par résultat de la simulation est ajoutée à chaque heure, la moyenne annuelle est équivalente à 146 g / m³. La norme annuelle des normes tunisiennes (valeur préconisée) est de 150 µg / m³, et ne sera pas dépassée même dans ce cas.

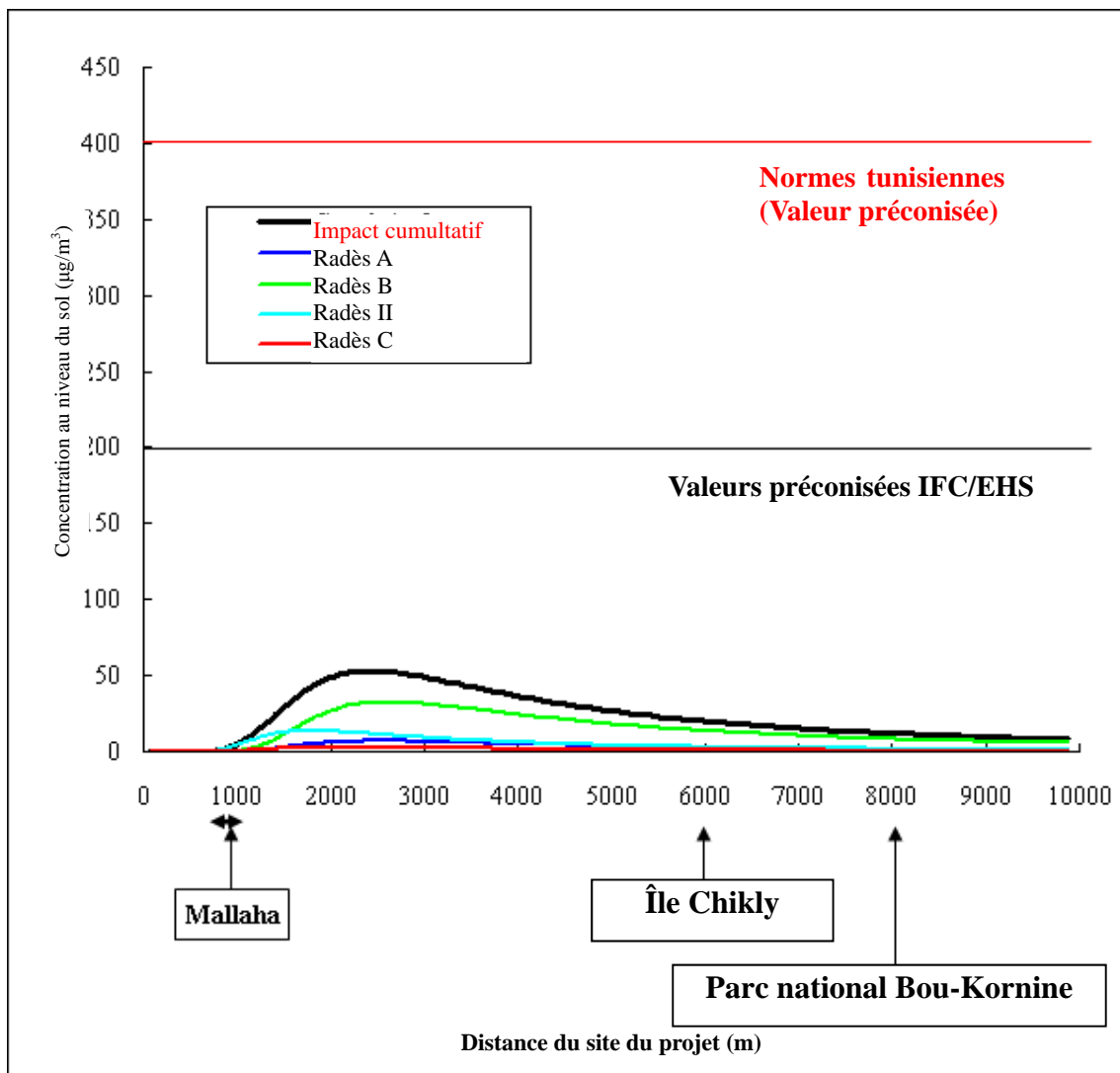
Le résultat de la simulation indique la concentration de masse maximale indiquée dans le chiffre a été obtenu en vertu de la condition de la stabilité atmosphérique et B avec 1,0 -3,0 m / s de vitesse de vent. Selon la Figure 8.1-8, la fréquence d'occurrence de vent du nord ou nord-est, soufflant vers Mallaha à partir du site du projet est d'environ 10 %. Par conséquent, prédire l'impact à long terme par les centrales 4, la concentration maximale du sol ne dépassera probablement pas les normes annuelles des normes tunisiennes (valeur préconisée).

Cependant, la concentration de NO₂ anormalement élevée peut se produire dans une partie de cette zone, ainsi que la surveillance de l'environnement sera nécessaire.

⁸ <http://www.jterc.or.jp/kenkyusyo/product/tpsr/bn/pdf/no32-02.pdf>

⁹ N. Awai, A. Hanajima et S. Yokozawa (1994): Carburant pour les moteurs diesel de taille moyenne à grande. Sankai-do, Tokyo. (en japonais)

¹⁰ Division de l'Environnement atmosphérique du Ministère de l'Environnement (1995): Réglage manuel de la quantité totale des oxydes d'azote, Centre des Recherches et du Contrôle de l'Environnement, Tokyo (en japonais)



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.7-3 Résultats de simulation de la dispersion des gaz d'échappement des 4 centrales électriques (NO²: Temps de calcul de la moyenne 1 h)

2) Qualité de l'eau

a. Effluents thermiques

(a) Débit d'eau en face du site du Projet

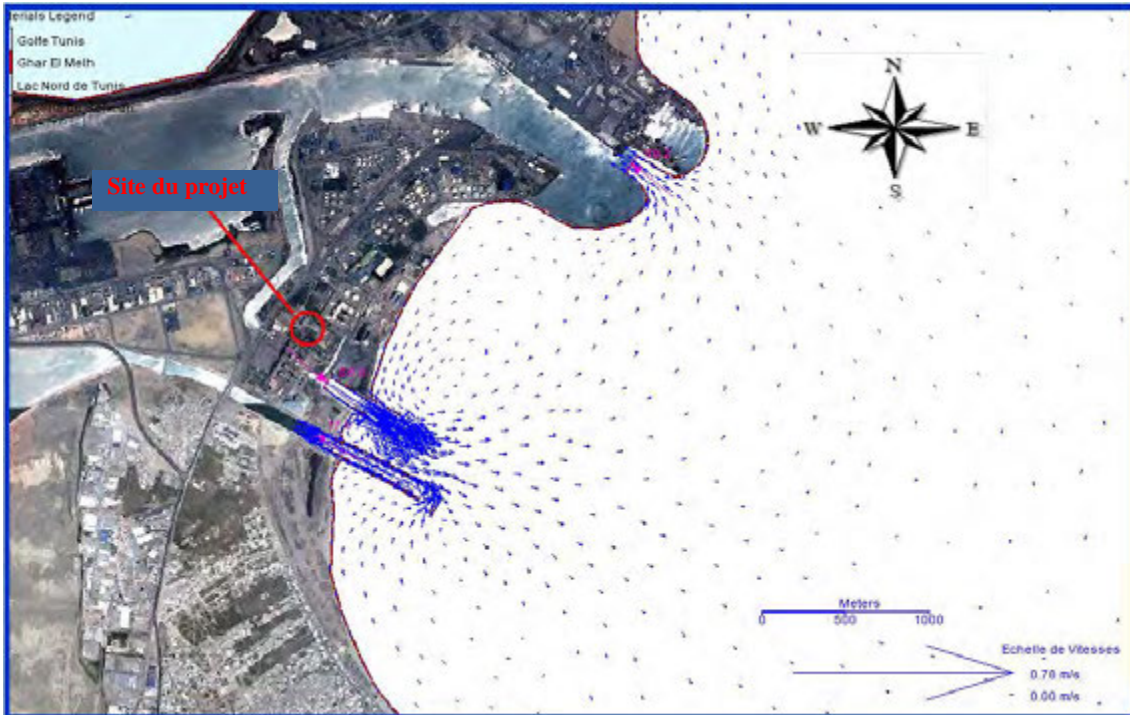
Comme décrit ci-dessus, différents flux d'eau de mer se croisent dans le Golfe de Tunis dû à l'impact du vent sur le courant de surface spécifique à la Méditerranée. De la Figure 8.7-5 à la Figure 8.7-7 les résultats de simulation des flux d'eau de mer selon les différentes directions du vent en face du site du projet sont présentés. En tenant compte des conditions de vent à Tunis, la simulation a été effectuée pour les trois cas suivants : Calme, vent d'est avec une vitesse du vent de 6 m/sec, et vent d'ouest avec vitesse du vent de 9 m/sec.

Dans le cas de vent « calme », le flux d'eau de mer en face du site du projet va du nord au sud puis vers la mer après avoir atteint le port.

En outre, dans le cas du « vent d'est (6 m/sec) », il y a un flux d'eau de mer dans le sens antihoraire qui coule du nord vers le sud en face du site du projet.

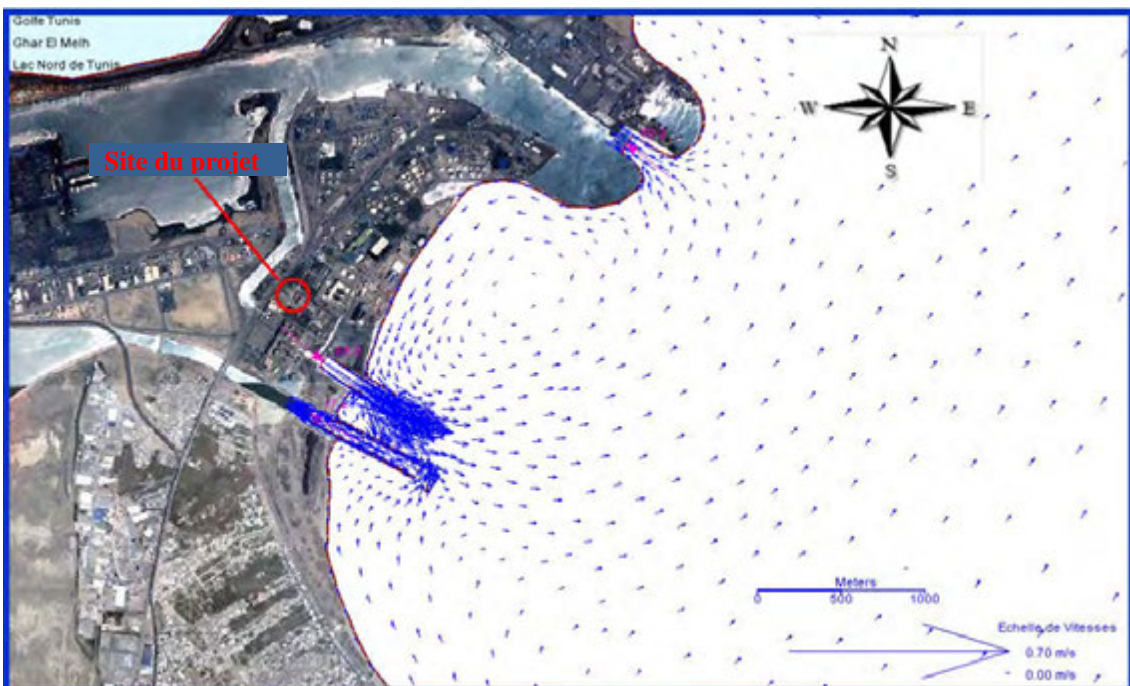
Dans le cas du « vent d'ouest (9 m/sec) », l'eau de mer en face du site du projet coule du sud vers le nord, qui est la direction inverse des deux cas présentés ci-dessus.

Puisque le site du projet est situé à une courte distance du Golfe de Tunis, les directions de flux d'eau de mer sont compliquées. En résultat, les directions du vent et du flux d'eau de mer ne semblent pas coïncider.



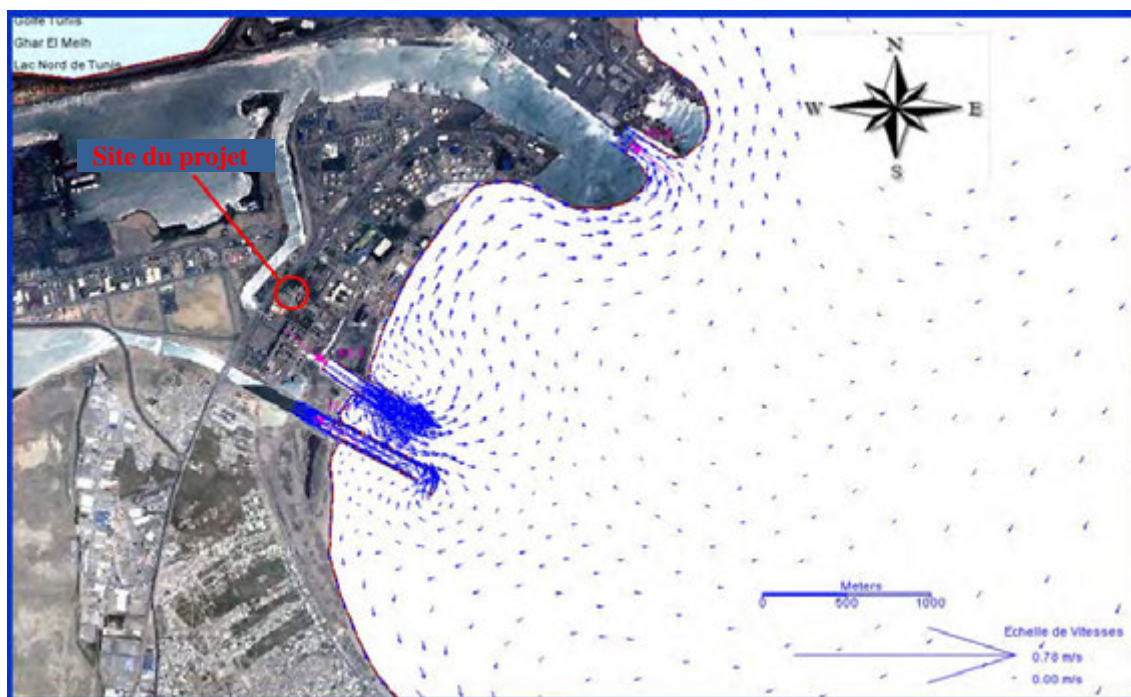
Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-5 Débit d'eau en face du site du projet (Calme)



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-6 Débit d'eau en face du site du projet (Vent d'est : 6m/s)



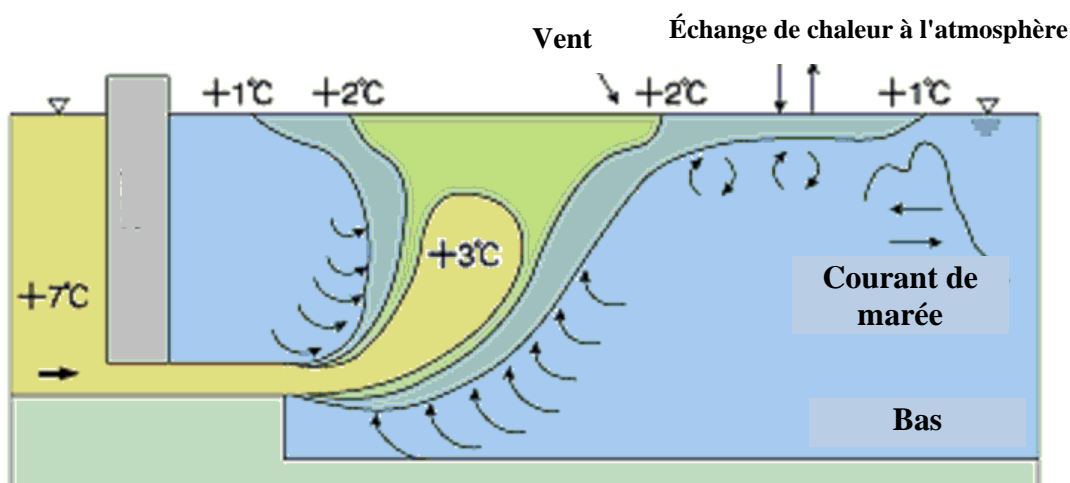
Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-7 Débit d'eau en face du site du projet (Vent d'ouest : 9m/s)

(b) Simulation de diffusion des effluents thermiques

L'effluent thermique se diffuse horizontalement autour de la sortie en raison de la puissance de précipitation de la décharge, se déplace vers le haut en se mélangeant avec l'eau marine environnante et se diffuse près de la couche de surface (Figure 8.7-8). Comme représenté ici, l'impact de l'effluent thermique est prévu à proximité de la sortie de déversement jusque dans la couche inférieure, mais autrement, l'effluent thermique se diffuse seulement à proximité de la couche de surface.

Le mécanisme de diffusion de chaleur de l'effluent thermique comprend « le mélange à l'eau de mer environnante », « le transfert de chaleur à l'eau de mer environnante », et « l'échange de chaleur à l'atmosphère », dont « le mélange avec l'eau de mer environnante » est la plus efficace. Le mélange avec l'eau de mer se fait uniquement dans une direction horizontale dans le modèle à deux dimensions (modèle 2-D), mais il passe également dans une direction verticale dans un modèle en trois dimensions (modèle 3-D). De cette manière, le modèle 2D indique un effet de mélange amoindri par rapport au modèle 3-D, et par conséquent la zone où la plage d'augmentation de la température calculée par le modèle 2-D a tendance à être plus grande que celle du modèle 3-D.



Source: <http://www.kaiseiken.or.jp/study/study02.html>

Figure 8.7-8 Schéma de diffusion d'effluents thermiques

a) Caractéristiques des effluents thermiques

D'après le rapport EIE du projet Radès C, puisque l'orifice de sortie des effluents thermiques est placé à un endroit, la simulation a été conduite sur la base de deux scénarios: Le scénario 1 présente le cas dans lequel les centrales électriques de Radès A et B et de Radès II sont en exploitation, et le scénario 2 présente le cas dans lequel la centrale électrique de Radès C de ce projet est exploitée en plus des centrales susmentionnées. Les résultats de ces simulations ont été calculés à l'aide du « Modèle à 2-D ».

Les caractéristiques des effluents thermiques dans ces simulations sont présentées dans le Tableau 8.7-3.

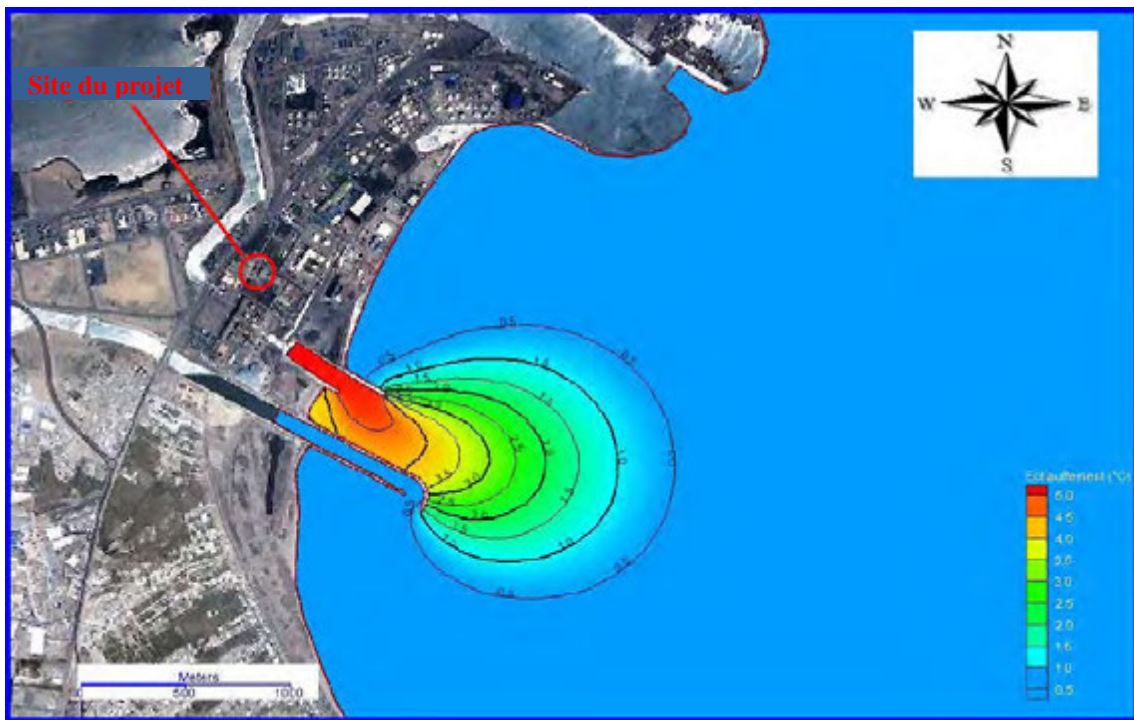
Tableau 8.7-3 Caractéristiques des effluents thermiques

Paramètre	Radès A et B	Radès II	Scénario 1	Radès C	Scénario 2
Volume d'élimination maximal	33,3 m ³ /sec	24,5 m ³ /sec	56,8 m ³ /sec	10,0 m ³ /sec	68,8 m ³ /sec
Hausse de température	+5 °C	+5 °C	+5 °C	+5 °C	+5 °C

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

b) Résultats

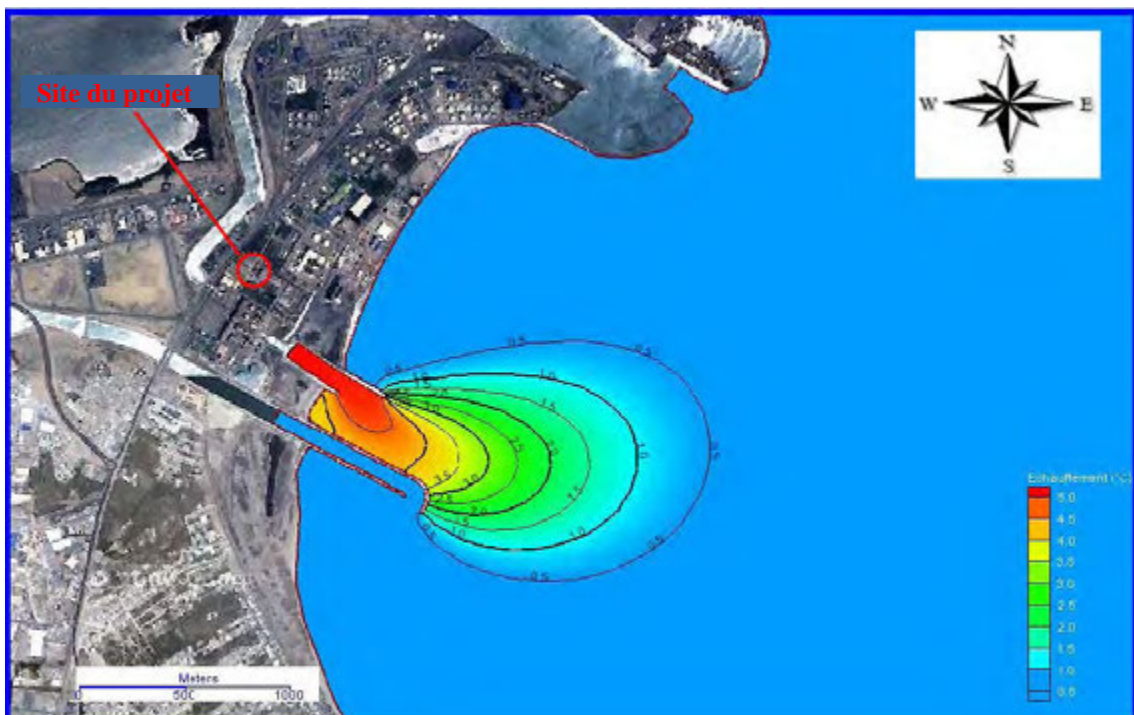
Les résultats du scénario 2 sont présentés de la Figure 8.7-9 à la Figure 8.7-11. Comme les effluents thermiques se dispersent avec le flux d'eau de mer, ils s'étalent de manière concentrique depuis le port pour les cas « Calme » et « Vent d'est (6 m/sec) ». Au contraire, les effluents thermiques sont écoulés vers le rivage en se dispersant dans le cas « Vent d'ouest (9 m/sec) ».



Remarque : Les herbiers marins ont été trouvés à St.5 et St.6.

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

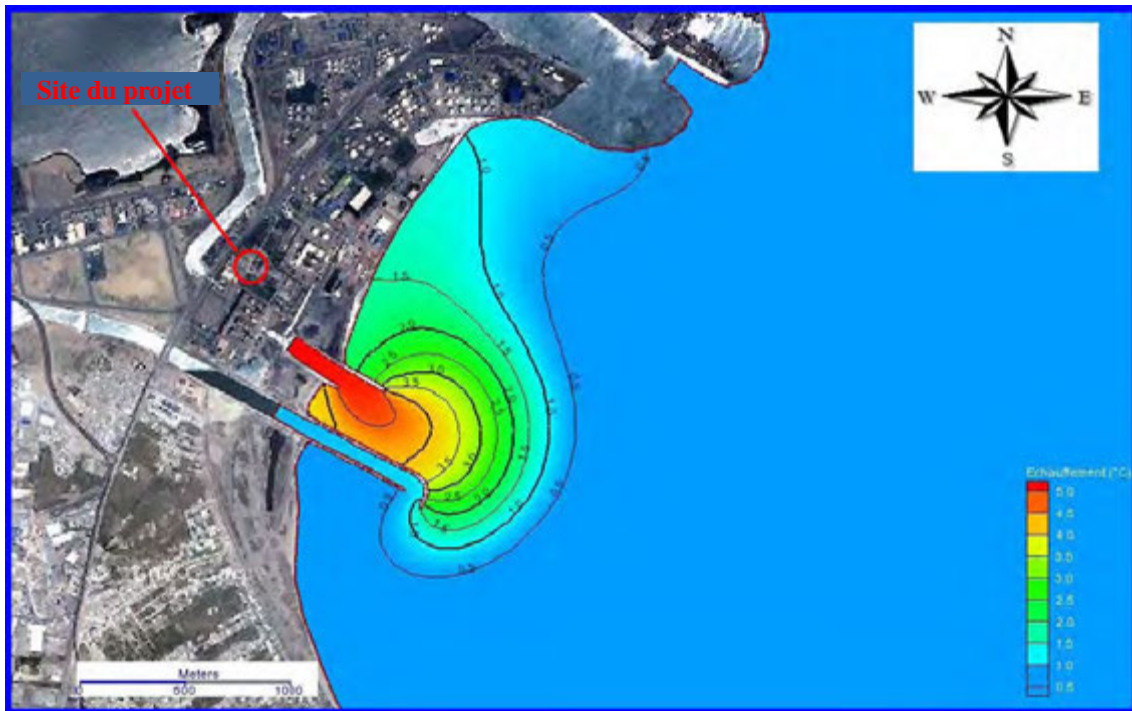
Figure 8.7-9 Contour des fourchettes de hausse des températures (Scénario 2 : Calme)



Remarque : Les herbiers marins ont été trouvés à St.5 et St.6.

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-10 Contour des fourchettes de hausse des températures (Scénario 2 : Vent d'est 6m/sec)



Remarque : Les herbiers marins ont été trouvés à St.5 et St.6.

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-11 Contour des fourchettes de hausse des températures (Scénario 2 : Vent d'ouest 9m/sec)

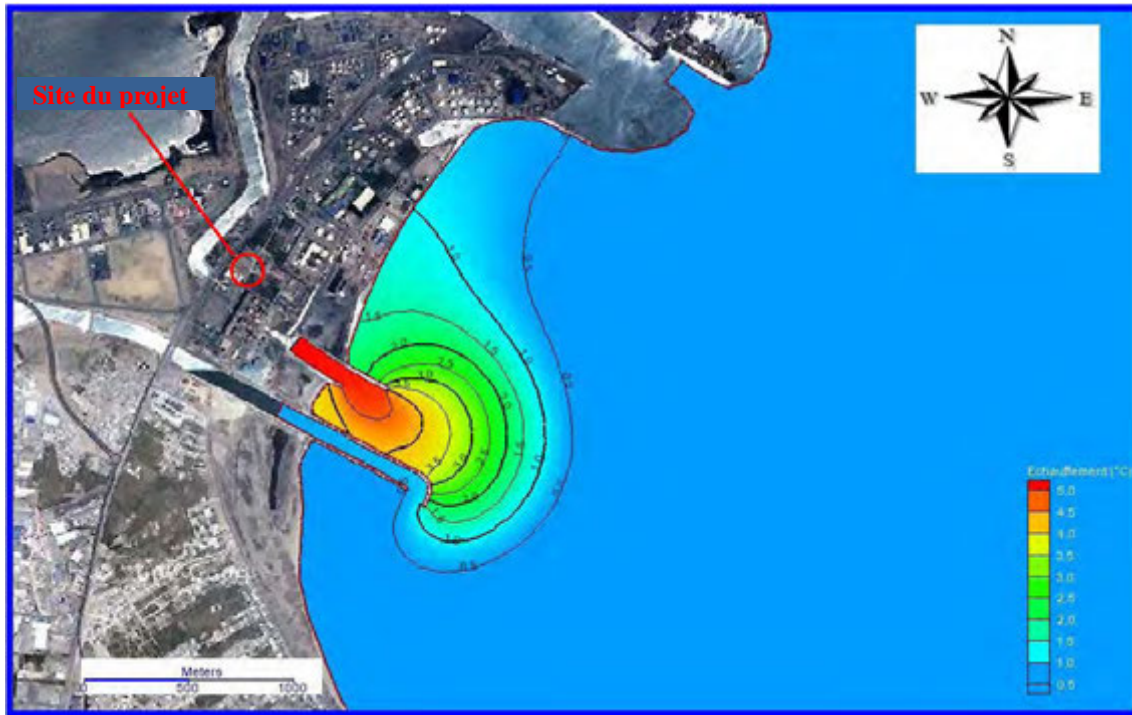
Les tailles des zones de hausse de température du scénario 2 sont présentées dans le Tableau 8.7-4. Le périmètre de dispersion des effluents thermiques est le plus grand dans le cas du vent d'ouest. Il a même montré une tendance à se disperser vers la côte où se trouvent les herbiers marins.

Tableau 8.7-4 Taille des zones de hausse des températures (Scénario 2)
(Unité : ha)

Hausse de température	Calme	Vent d'est	Vent d'ouest
+4 °C	18	15	18
+3 °C	28	27	34
+2 °C	51	40	54
+1 °C	93	87	110

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

En fin de compte, deux résultats des Scénario 1 et Scénario 2 dans le cas du vent d'ouest ont été comparés et présentent un impact sur la côte. Aussi dans le scénario 1, les effluents thermiques s'écoulent vers la côte lors de la dispersion (Figure 8.7-12). En outre, la zone de diffusion des effluents thermiques était de 100 ha lorsque la hausse de température était de +1 °C (Tableau 8.7-5). Par conséquent, la zone de diffusion des effluents thermiques n'a augmenté que de 10 % en fonction du Scénario 2.



Remarque : Les herbiers marins ont été trouvés à St.5 et St.6.

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-12 Contour des fourchettes de hausse des températures (Scénario 1 : Vent d'ouest 9m/sec)

Tableau 8.7-5 Taille des zones de hausse des températures (vent d'ouest)
(Unité : ha)

Hausse de température	Scénario 1	Scénario 2
+4 °C	18	18
+3 °C	30	34
+2 °C	51	54
+1 °C	100	110

Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

c) Évaluation

Avec le début de l'exploitation de la centrale électrique de Radès C en plus des centrales actuelles, on s'attend à ce que la portée de dispersion des effluents thermiques augmente de 10 % dans le scénario 2. En conséquence, St.5 et St.6, où les herbiers marins ont été trouvés, peuvent tomber dans le rayon des zones de hausse de température de 1°C. Toutefois, l'estimation du champ de dispersion est plus large dans cette simulation, comme les calculs ont été faits avec le « modèle 2D », dans lequel les effluents thermiques sont présumés se disperser uniquement à la surface. En outre, l'impact sur les herbiers marins situés au fond de la mer n'entre pas dans l'estimation même si les effluents thermiques se dispersent à l'intérieur des herbiers marins, car les effluents thermiques se diffuseront sur la couche de surface de la mer, car leur densité est plus faible que la mer alentour.

Dans ce cas, et avec ces données, la hausse de température est de 5°C. Le 1er et 2 juillet 2008, la STEG avait mesuré la température de l'eau au point de prise d'eau et au point d'évacuation toutes les 15 minutes. Comme résultats, la différence moyenne de température de l'eau entre le point de prise d'eau et le point d'évacuation était 3,1°C

(maximum 4,2°C et minimum 2,4°C). Par conséquent, le résultat de cette simulation est considéré comme une surestimation.

d) Variation de débit en raison de la prise d'eau de refroidissement

L'eau de refroidissement sera prélevée sur le canal d'eau du port de Radès. Comme le montre le Tableau 8.7-3, l'eau de mer est prise au débit de 56,8m³/sec pour les centrales Radès A et B ainsi que Radès II, et à 68,8m³/sec en incluant la centrale Radès C. Selon la carte marine (BA1184), le canal de l'eau dans le port de Radès à partir duquel l'eau est prise est de 120m de largeur et de 3m de profondeur. Le débit actuel dans le canal est de 0,16 m /sec, et sera alors de 0,19m/sec quand la centrale Radès C sera opérationnelle, soit seulement une augmentation de 0,03m/sec.

Selon le rapport d'EIE pour le projet de Rades C, le canal d'évacuation de l'effluent thermique est de 70m de largeur, et de 2,5 m de profondeur. Le débit actuel dans le canal est 0,32m/sec, alors il sera 0,39m/sec quand la centrale Radès C entrera en fonctionnement. Comme indiqué dans les figures de comparaison 8.7-11 et 8.7-12, le modèle d'augmentation de la température est pareil, même avec l'augmentation de débit des effluents thermiques, ce qui indique que l'augmentation du débit de l'effluent thermique n'est pas d'un niveau à changer le courant de marée.

b. Eau de refroidissement, eau d'appoint, eau de pluie et eaux domestiques usées

Le débit d'eau des centrales Radès A et B est illustré ci-dessous. Un débit d'eau similaire est prévu pour être applicable pour la centrale Radès C, à l'exception des eaux domestiques usées.

a) Eau de refroidissement

Débit d'eau : Prise d'eau de mer dans le canal -> implantation de chlore -> (utilisée comme eau de refroidissement) -> décharge en mer des effluents thermiques.

Le chlore résiduel dans l'effluent thermique des centrales Radès A et B est inférieur à 0,05 mg / ℓ. Il n'y a pas de valeur standard de régulation du chlore résiduel en Tunisie, et la valeur préconisée de SFI/EHS est de 0,2 mg / ℓ. Les centrales Radès A et B n'utilisent pas « de matériaux de revêtement pour empêcher l'adhérence des organismes aquatiques ».

b) Eau d'appoint

Débit d'eau : Eau du robinet -> unité de production d'eau pure -> (utilisée pour les chaudières) -> processus de traitement de l'eau (sédimentation et neutralisation [HCl et NaOH]) -> Déversement dans le fossé de drainage d'eau de pluie -> séparateur final -> déversement en mer avec les effluents thermiques (Figure 8.7-13)

L'eau d'appoint utilisée est 100m³/jour au maximum, une partie de cette quantité peut être déchargée de la sortie de la cheminée sous forme de vapeur d'eau. Les métaux lourds ne seront pas déversés avec l'eau d'appoint. Il existe une possibilité de décharge d'eaux usées acides ou alcalines, mais en raison de l'action tampon du pH de l'eau de mer, le changement de pH de la surface de la mer par une décharge d'eau d'appoint n'est pas envisageable.

c) Eaux de pluie

Débit d'eau : Écoulement dans le réseau de drainage des eaux de pluie (fossé) -> passage à travers plusieurs séparateurs -> séparateur final -> décharge en mer.

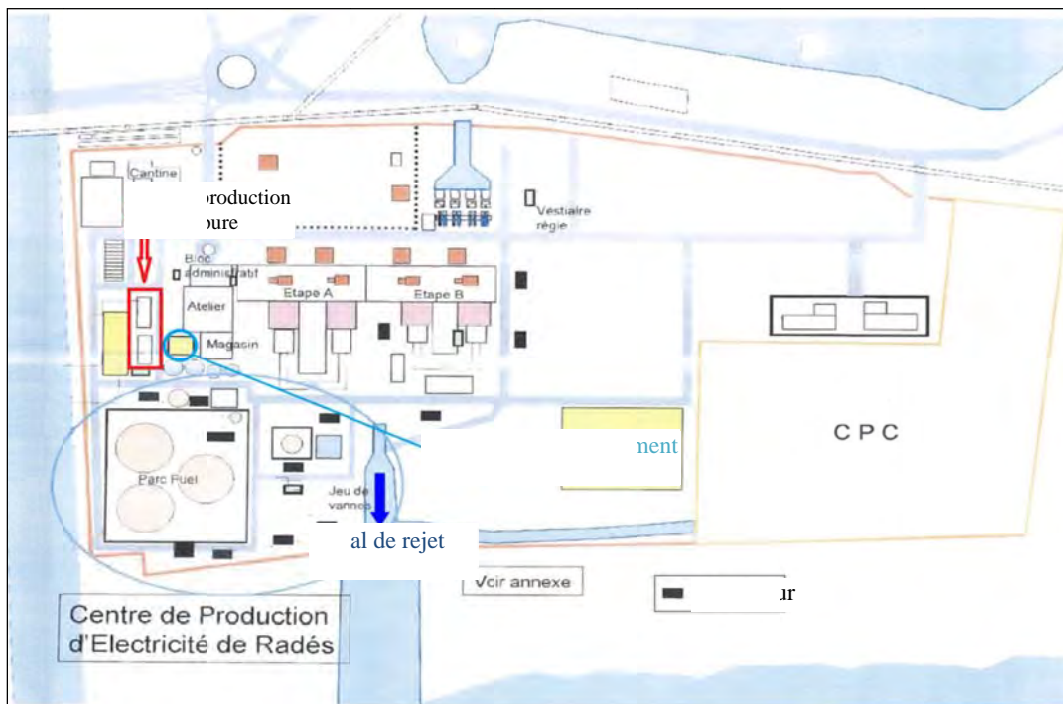
La concentration en matières en suspension (SS) de la région de la mer en face du groupe des centrales Radès est actuellement élevée. Les matières en suspension telles que la boue contenue dans les eaux de pluie seront éliminées par l'utilisation du séparateur dans la mesure du possible, et l'occurrence d'une concentration significativement plus élevée de matières en suspension de la zone concernée de la mer en raison de la décharge de l'eau de pluie n'est pas envisageable.

d) Eaux usées domestiques

Débit d'eau : Stockée dans le réservoir souterrain et collectée par des camions vidangeurs de nettoyage. Pas de décharge dans le réseau d'égout.

L'eau domestique ne sera pas libérée dans la zone de la mer, et la poursuite de l'eutrophisation de la zone maritime n'est pas envisageable.

La centrale Radès C sera semblable aux centrales Radès A et B, reliée au système d'égout public dans la phase d'exploitation, et les eaux usées domestiques ne seront pas rejetées dans la zone marine.



Source : STEG

Figure 8.7-13 Emplacement de l'usine de purification de l'eau et processus de traitement des eaux

L'impact du fonctionnement de la centrale sur la qualité de l'eau est considéré comme étant négligeable, car l'intensité de l'impact, sa durée et sa couverture seront respectivement faible, de court terme et limitée.

3) Déchets

Actuellement, Radès A et B produisent trois types de déchets solides qui ont besoin de soins spéciaux : graisse utilisée (3000 l / an), batteries (15 batteries / an) et zostères marines (30 tonnes / an) recueillies en cas de prise d'eau de refroidissement (Tableau 8.7-6). Ces déchets solides sont traités, conformément à la réglementation tunisienne, comme suit.

- Huiles usées : L'entreprise tunisienne, SOTULUB (Société Tunisienne de Lubrifiant), prend en charge les huiles usées de la STEG à Radès et la récupère dans son usine afin de la revendre comme de la nouvelle huile. SOTULUB est une entreprise accréditée par ANGED.
- Batteries : L'entreprise tunisienne, ASSAD (l'accumulateur tunisien ASSAD) dépendant de l'Agence de la Promotion de l'Industrie et de l'Innovation, récupère toutes les vieilles batteries à Radès et les régénère afin de les vendre comme batteries de récupération. ASSAD est également une entreprise accréditée par ANGED.
- Zostère marine : La STEG sèche la zostère marine recueillie dans le site de Radès. VALORIA (une société agréée par ANGED) vient les recueillir pour les transporter comme matière première pour une centrale de nature bio financée par la Banque mondiale et exploitée par l'ANGED (Figure 8.7-14).

L'ANGED agit principalement comme un organisme d'accréditation publique, mais aussi de supervision régulière des opérations quotidiennes de ces organisations accréditées. Comme pour les déchets qui ne sont pas dangereux, tels que les déchets généraux (160 tonnes / an), les sédiments provenant de l'épuration de l'eau de mer (150 tonnes / an) ou de déchets de restaurant pour employés (50 tonnes / an), la collecte est effectuée par les services publics à titre de déchets ordinaires.

Tableau 8.7-6 Gestion des déchets solides aux centrales Radès A et B

Nom de déchets	Quantité (Par an)	Origine	Stockage à	Collecte par	Élimination à
Déchets généraux					
Déchets généraux	160 tonnes	- Travaux de bureau - Travailleurs de la centrale	Station de pompage	VALORIA	Dépotoir public autorisé
Ordures ménagères (cantine)	50 tonnes	- Cantine	Poubelle près de la cantine	SALTEN	Dépotoir public autorisé
Déchets solides					
Huile	3000 l	- Travaux de la centrale	Salle d'huile de graissage	SOTULUB	À recycler par SOTULUB
Batteries usées	15 batteries	- Travaux de la centrale	Garage de voiture	ASSAD	À revendre par ASSAD comme batteries de récupération
Zostère marine	30 tonnes	- Prise d'eau	Station de pompage	VALORIA	Dépotoir public autorisé
Les résidus solides	150 tonnes	- Procédé de traitement d'eau de mer	Site de Radès	Ville de Rades	Dépotoir public autorisé
Sable contaminé à l'huile	2 tonnes	- Travaux de la centrale	Station de pompage de gasoil	Site de Radès	Dépotoir de déchets dangereux (ANGED)
Chiffon à poussière contaminé d'huile	1,5 tonne	- Travaux de la centrale	Station de pompage de gasoil	Site de Radès	Dépotoir de déchets dangereux (ANGED)

Source : STEG



Source : Rapport EIE pour le projet Radès C

Figure 8.7-14 Sédiments, algues etc. retenus aux portes de la station de pompage

4) Bruit et vibration

a. Bruit

Les machines ou équipements qui génèrent un haut niveau de bruit pendant le fonctionnement de la centrale sont le compresseur à gaz, la pompe pour la circulation de l'eau et la pompe d'approvisionnement en eau. Le Tableau 8.7-7 présente les niveaux de bruits spécifiques générés par chaque machine. Tel que décrit au Chapitre 8.7.1, la zone résidentielle la plus proche (Mallaha) du site du Projet est à environ 600 m du site du Projet, et le niveau de bruit est atténué d'environ 55 dB sur 600 m (ex. : 100 dB -> 45 dB). Cependant, toutes les machines de la centrale électrique seront exploitées la nuit, et il reste nécessaire de prendre des mesures d'atténuation appropriées pour réduire le niveau de bruit telles que l'installation de machines et d'équipements dans une enceinte appropriée, l'installation d'équipements à faible niveau de bruit/vibration et l'entretien régulier de cet équipement.

Tableau 8.7-7 Niveau de bruit de l'installation de production d'électricité

Type de machine	Niveau du bruit à sa source (dB)
GVRC	75,0
Pompe d'approvisionnement en eau	91,6
Cheminée	80,4
Pompe de circulation de l'eau	98,9
Turbine à gaz	80,3
Turbine à vapeur	80,0
Compresseur à gaz	99,3

Remarque : La turbine à gaz et la turbine à vapeur sont équipées d'un couvercle.

Source : Équipe d'étude de la JICA

D'autre part, le bruit et la vibration se produisent en raison de la circulation des véhicules. Les véhicules de transport des travailleurs seront régulièrement entretenus.

b. Vibration

L'impact des vibrations est prévu pour être causé par le fonctionnement de l'installation. L'entretien du matériel sera mené, et un équipement à faibles vibrations ainsi que des enceintes appropriées seront installés.

5) Odeurs

Si les déchets domestiques du camp de travailleurs ne sont pas traités de manière appropriée, des mauvaises odeurs provenant des déchets putréfiés peuvent survenir. Avant de démarrer l'exploitation de l'installation, les travailleurs seront chargés de trier et ramasser les ordures et l'élimination illégale des déchets sera interdite. Les déchets seront éliminés sur une base périodique pour garantir qu'aucune odeur de putréfaction ne se produit. Ces mesures seront prises afin de minimiser la formation d'odeurs.

(2) Environnement naturel

1) Zone protégée

Comme aucune eau usée n'est évacuée dans le Lac de Tunis, l'île Chikly où se trouve la zone protégée la plus proche du site du Projet n'est pas affectée par les eaux usées.

En outre, il est prévu que le projet n'aura aucun impact sur l'île de Chikly et le parc national de Bou-Kornine car le résultat de la simulation sur le modèle de dispersion de gaz d'échappement indique que les polluants atmosphériques émis par les centrales électriques n'auront aucun impact sur les zones protégées.

2) Écosystème

La simulation sur le modèle de diffusion des eaux usées thermiques n'indique aucun impact sur les herbiers marins existants. Pour répondre aux normes des eaux usées tunisiennes, un système de traitement d'eau sera installé à centrale Radès C. Par conséquent, l'impact significatif sur les herbiers marins n'est pas envisageable.

Bien que des oiseaux migrateurs soient susceptibles de voler le long de la côte, l'impact de l'exploitation de la centrale électrique sur les oiseaux migrateurs est mineur, puisqu'il n'existe aucun plan prévoyant de modifier la ligne de côte. Toutefois, à des fins de protection individuelle, les travailleurs s'interdisent tous types de perturbation, harcèlement et chasse. Si des espèces précieuses sont observées, des mesures d'atténuation seront examinées en consultation avec l'expert.

(3) Environnement social

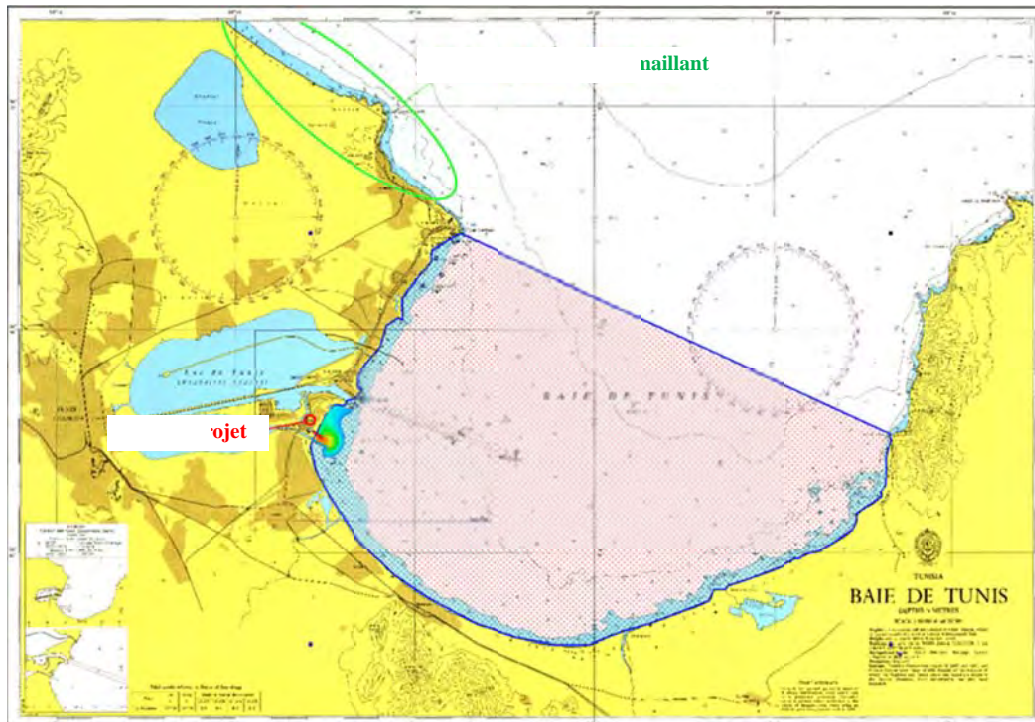
1) Économie locale

a. Pêche

Comme décrit ci-dessus, la pêche à petite échelle est réalisée dans la zone de mer en face du site. Toutefois, la zone de la mer influencée par l'effluent thermique de la centrale existante est reconnue comme une zone adéquate de pêche à petite échelle. Par conséquent, l'impact négatif des effluents thermiques de la centrale Radès C sur la pêche à petite échelle ne pourra se faire ressentir que rarement.

D'autres parts, en tenant compte de la migration des organismes marins, l'extension de la zone ayant subi une hausse de température (de la zone de la mer où l'eau a une température de plus de 1 °C) en raison du projet peut entraîner un certain impact sur la pêche.

L'un des nombreux motifs d'impact envisageables est l'effet sur la migration des organismes marins dans la baie de Tunis. Le comportement migratoire des organismes marins dans la baie de Tunis n'est pas connu. L'extension maximale de la zone ayant subi une hausse de température est prévue pour se plafonner à 110 ha (contre 100 ha avant le projet), ce qui représente 252,25 km² (25.225,3 ha) dans la zone de la mer Pté. Er Reis -Cap Carthage dans la baie de Tunis (Figure 8.7-15), proportion somme toutes, insignifiante. Cela indique que le rapport de la hausse de température augmente légèrement, passant de 0,40% à 0,44%, et que l'impact sur l'environnement sera très limité.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.7-15 Plage d'augmentation de la température dans la baie de Tunis

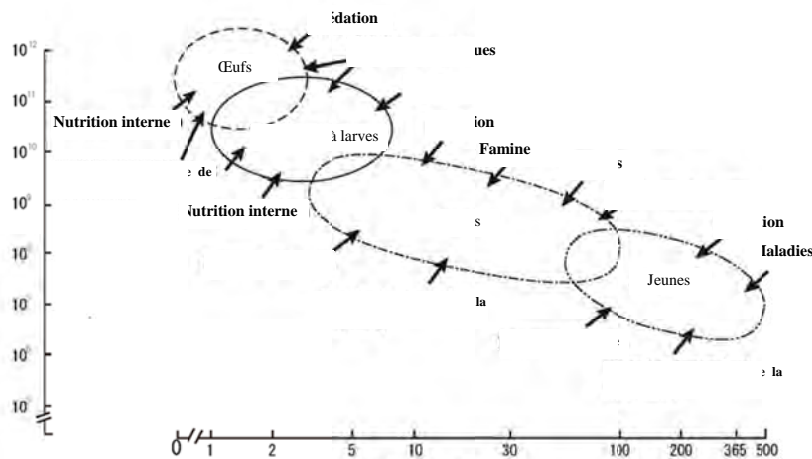
La plupart des poissons capturés lors de la pêche au filet maillant sont des espèces dont la reproduction se fait par œufs pélagiques. Les œufs pélagiques, de diamètre aussi petit qu'environ 1 mm, sont pondus en grande quantité et dérivent dans l'océan. L'éclosion se fait au bout d'un jour après la ponte et la croissance se fait par la consommation de jaune (larves dans les sacs de jaune d'œuf). Après avoir consommé tout le jaune, l'alimentation à proprement parler commence (larves), et les changements de phase de la vie de la phase planctonique à la phase benthique se produisent au fur et à mesure de la croissance (jeunes).

La Figure 8.6-16 indique un schéma de mortalité de début de vie des poissons. La principale cause de mortalité dans le stade précoce est la prédation des œufs et des larves dans les sacs de jaune d'œuf, ce qui constitue « la mortalité indépendante de la densité ». En plus de la prédation, la famine est une autre cause de mortalité chez les jeunes, ce qui constitue également une mortalité indépendante de la densité. La prédation et la famine sont ainsi, la principale cause de décès chez les jeunes, et en cas de forte densité de populations sédentaires, la lutte pour l'alimentation conduit à « la mortalité dépendante de la densité ». La mortalité dépendante de la densité est dite avoir effet de compensation, ce qui diminue la plage de variation de recrutement

en raison de la mortalité indépendante de la densité au stade planctonique de la vie de l'œuf à la larve¹¹. En conséquence, l'impact potentiel de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température au stade de la vie planctonique (de l'œuf à la larve) est compensé au stade juvénile, et l'impact sur la ressource en poissons adultes n'est donc pas envisageable.

Les jeunes se déposent sur le fond de la mer de la zone de la mer peu profonde. La zone de la mer à moins de 5 m de profondeur au Pté. Er Reis - Cap Carthage est 25.2115 km² (2.521,15 ha) (Figure 8.6-15), et le rapport de la surface de montée de température augmente légèrement de 4,0% à 4,4%. En conséquence, l'effet négatif de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température sur les jeunes au stade benthique de la vie sera très limité.

Les crustacés couvent leurs œufs jusqu'à la sortie de larves planctoniques. Dans ce cas, la mortalité -indépendante de la densité en phase de la vie planctonique est compensée par la mortalité indépendante de la densité en phase de vie benthique et l'impact sur les crevettes alevins en phase de la vie benthique sera très limité.



Source : T. Minani (1994)¹²

Figure 8.7-16 Diagramme de mortalité précoce dans la vie des poissons

Les œufs démersaux Blenniidae et Céphalopodes pondus sur une zostère marine ou sur la roche. Une partie des herbiers marins est observée dans une zone ayant subi une hausse de température, mais l'impact de l'effluent thermique n'atteint pas le milieu benthique. Le revêtement qui sert de roche est déjà touché par les effluents thermiques. Les jeunes éclos de ces œufs sont capables de nager pour éviter et s'éloigner de la zone à une eau dont la température est inadaptée, et de ce fait, un impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température n'est pas envisageable.

Certaines espèces avec une histoire de vie caractéristique sont décrites ci-dessous.

¹¹ Y. Yamashita (1994); 5. Prédation, « Étude sur la mortalité précoce de la vie des poissons ». p.60-71. Kohseisha Kohseikaku, Tokyo, Japon.

¹² T. Minani (1994): 1. Développement historique de la recherche, « Étude sur la mortalité précoce dans la vie des poissons ». p.9-20. Kohseisha Kohseikaku, Tokyo, Japon.

Belonidae pond des œufs sur la zostère marine flottante, et les jeunes sortent de cette zostère marine. À mesure que Belonidae se disperse de cette manière dans une zone vaste au stade de début de la vie, le stock de la baie de Tunis s'assemble à partir d'une vaste zone et l'impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température n'est pas envisageable.

Scorpaenidae engendre de jeunes poissons dans une zone rocheuse. Compte tenu du fait que, dans la région de la mer avant la centrale électrique, le revêtement est déjà affecté par l'effluent thermique, et que les jeunes sont capables d'éviter la zone de température inconfortable en s'éloignant par la nage, l'impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température n'est pas envisageable.

Bothidae ne s'installe pas sur le fond de la mer au stade juvénile, et se disperse dans une vaste zone pendant la longue étape de la vie planctonique. De cette façon, le stock de la baie de Tunis s'assemble à partir d'une vaste zone et l'impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température n'est pas envisageable.

Sur la base des raisons décrites ci-dessus, l'impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température sur les organismes marins ciblés par la pêche au filet maillant sera très limité.

b. Emploi local

La STEG a une politique claire en ce qui concerne les besoins de qualification de ses techniciens, le recrutement sera effectué au niveau national, de même que pour le personnel non qualifié, et la priorité sera accordée aux personnes vivant à proximité du site. Puisque Radès C nécessitera une certaine quantité de personnel non qualifié pour ses opérations quotidiennes, un impact positif sur l'économie locale est attendu.

2) Infrastructure sociale

Le bus de banlieue est fonctionnel entre le site des centrales existantes Radès A et B et le centre-ville. Par conséquent, l'augmentation de 90 membres du personnel pour Radès C ne causera pas une augmentation significative du trafic et des embouteillages.

La STEG avait fait état de la difficulté qu'elle rencontre pour accéder à la zone de la mer en face du site du groupe des centrales Radès sur la baie de Radès en raison du courant de la mer et ils ont déjà pris des mesures de sécurité appropriées telles que l'installation des panneaux de signalisation et des caméras de sécurité pour éviter les accidents.

3) Mauvaise distribution des bénéfices et des pertes

Avec un certain nombre de personnes recrutées localement et aucune disparition d'emplois existants, ainsi qu'une certaine augmentation des achats de matériaux déjà achetés pour les centrales électriques existantes, il n'y aura pas de mauvaise répartition des bénéfices et des pertes.

4) Conflits et intérêts locaux

Les conflits d'intérêts peuvent survenir entre les employeurs et les résidents locaux. Dans la mesure du possible, les résidents locaux doivent être employés par la centrale électrique, et tout travailleur venant d'un pays étranger doit apprendre à respecter les coutumes locales afin de faciliter les bonnes relations avec les résidents locaux, et la communication avec eux sera également promue. (par exemple, participation aux manifestations locales).

5) Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)

Des accidents du travail impliquant les travailleurs peuvent se produire sur le site de la centrale électrique. La STEG établira un plan de sécurité au travail. Les plans de sécurité

au travail doivent prévoir des mesures d'atténuation concernant les aspects immatériels (formation à la sécurité, etc.) et les aspects matériels (fournir aux travailleurs un équipement de protection approprié, etc.)

Afin de prévenir les problèmes de santé des travailleurs, une « équipe du contrôle/ de l'instrumentation », qui peut prendre la responsabilité de la mise en œuvre du plan de gestion de l'environnement, doit faire respecter les normes de l'environnement de travail et fournir aux travailleurs un équipement approprié, comme des masques, bouchons d'oreille, etc.

La STEG prendra les mesures appropriées de sécurité du personnel du projet et des populations locales avec des agents de sécurité, et le système de coopération avec la police et les forces militaires pour protéger la sécurité de la centrale.

6) Accidents

L'observation des régulations du trafic routier, les installations de panneaux de signalisation, la formation et l'encadrement des chauffeurs sur la sécurité routière seront donnés par le Groupe Contrôle et Instrument pour assurer le trafic routier des véhicules.

Des mesures contre les incendies doivent être prises, telles que l'installation de matériel de protection contre les incendies dans la centrale électrique et l'organisation d'une équipe de lutte contre les incendies et la formation à la lutte contre les incendies.

Pour les fuites d'huile du réservoir d'huile, il est nécessaire d'établir des mesures de prévention, telles que couvrir le fond du réservoir et le sol autour avec du béton et installer un réservoir de séparation d'huile au niveau de l'évacuation sur le pourtour du réservoir.

7) Impact transfrontalier et changement climatique

Du CO₂ sera généré par l'exploitation de la centrale électrique. La technologie de cycle combiné sera adoptée par la centrale électrique, produisant moins de CO₂ d'environ 632 000 tonnes/an comparé aux centrales thermiques existantes.

Le total mondial d'émission de CO₂, en 2012 était de 34,5 milliards de tonnes, dont 90 % provenaient de la combustion des combustibles fossiles, et le secteur de la production d'électricité est la plus grande source de production. Les émissions de CO₂ annuelles du projet sont supposées être 1,161 millions de tonnes, constituant 0,004 % de la production totale de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles.

8.7.3 Résumé de l'évaluation de l'impact environnemental et social

Table 8.7-7 Résultats de l'évaluation de l'impact environnemental

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
Contrôle de la pollution	1	Qualité de l'air	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le site de construction sera arrosé et des bâches seront utilisées pour couvrir les camions transportant de la terre afin d'éviter la dispersion de la poussière. - L'entretien des machines sera effectué régulièrement, entraînant la réduction des émissions de gaz d'échappement. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les résultats de NOx dans la simulation de dispersion de gaz

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
							<p>d'échappement sont bien en deçà des normes de qualité de l'air ambiant (valeur préconisée).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Il n'y aura pas d'impact de pollution d'air sur Mallaha (région résidentielle), l'île Chikly, et le parc national de Bou-Kornine. - La concentration des polluants dans les gaz d'émission sera conforme aux normes de gaz d'émissions en adoptant des méthodes de combustion à faible NOx. - Un conduit avec CEMS (Système de surveillance continue des émissions) sera fourni avec l'infrastructure soutenue comme l'exigent les normes d'émissions de gaz.
	2	Qualité de l'eau	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Des canaux, fossés et un bassin de décantation temporaire seront creusés et excavés autour de la zone de construction. - Une installation de traitement des eaux usées pour les travailleurs, comme une fosse septique et un séparateur d'huile pour l'eau de ruissellement huileuse, sera installé dans la zone de construction. - Les matériaux pétroliers et les produits chimiques seront stockés dans un site de stockage approprié pour empêcher les infiltrations dans le sol. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La zone de diffusion des effluents thermiques n'est étendue que de 20 %. La diffusion des effluents thermique ne se produit qu'à la surface de la mer. Il ne pourra y avoir d'impact sur les herbiers marins du fond de la mer même si les effluents thermiques se dispersent à l'intérieur desdits herbiers. - Les eaux usées de la centrale seront traitées dans une installation de traitement des eaux usées afin que les polluants présents dans l'eau répondent aux normes de rejet des eaux usées, et l'impact sur les herbiers marins sera réduit.
	3	Déchet	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les déchets de construction et les déchets ordinaires seront réutilisés, recyclés ou éliminés suivant les réglementations y afférentes. - Les déchets dangereux, tels que les huiles usées et les batteries, seront traités par les entreprises appropriées en Tunisie <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Radès C produira également les mêmes déchets que Radès A et B. Ces déchets solides sont traités conformément à la réglementation tunisienne. - Les déchets dangereux, tels que les huiles usées et les batteries, seront traités par les entreprises appropriées en Tunisie

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
	4	Bruit et vibration	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les engins et véhicules de construction seront régulièrement entretenus. - Exécution des travaux de construction pendant la journée - Des engins à faible niveau de bruit/faible niveau de vibration seront utilisés. - La distance de la zone résidentielle la plus proche (Mallaha) au site du Projet est d'approximativement 600 mètres et le niveau de bruit diminue d'approximativement 55 dB par rapport à celui mesuré sur le site (ex. 107 dB -> 52 dB). Cependant, le niveau de bruit est réduit par la clôture entourant la zone de construction et par la clôture des limites du site du Groupe des centrales Radès. Par conséquent, le niveau de bruit ne dépassera pas la valeur du décret n° 84-1556 relative au niveau de bruit. Des mesures seront tout de même prises puisqu'il s'agit des opérations intensives de machines de construction. - Lorsque les véhicules circuleront près de la zone résidentielle de Mallaha, il sera nécessaire de prendre des mesures préventives, telles que la limitation de vitesse de camion. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La distance entre la zone résidentielle la plus proche (Mallaha) et le site du Projet est d'approximativement 600m et le niveau de bruit diminue d'approximativement 55 dB par rapport à celui mesuré sur le site (ex. : 100 dB -> 45 dB). Toutefois, des contremesures, telles qu'installer des engins et équipements dans des enceintes appropriées, seront prises. - Des engins à faible niveau de bruit/faible niveau de vibration seront utilisés. - Les véhicules de transport des travailleurs seront régulièrement entretenus.
	5	Affaissement	D	D	D	D	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'utilisation de l'eau souterraine n'est pas prévue par le plan. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'eau dessalée sera utilisée par la centrale électrique.
	6	Odeur	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Avant de commencer les travaux de construction et l'exploitation de la centrale électrique, les travailleurs seront chargés de trier et ramasser les ordures et l'élimination illégale des déchets sera interdite. - Les déchets seront éliminés sur une base périodique pour garantir qu'aucune odeur de putréfaction ne se produit.
Environnement	7	Zones protégées	C-	C-	D	D	<p>Phase de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La zone protégée la plus proche du site est l'île de Chikly

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
naturel							<p>sur le lac de Tunis, situé à 6 km à l'est du site du Projet. Il y a également le parc national de Bou-Kornine à 8 km au sud-ouest du site. Comme les eaux usées ne seront pas évacuées dans le lac de Tunis, il n'y aura pas d'impact par la pollution de l'eau sur l'île de Chikly.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comme le montrent les résultats de la simulation de dispersion des gaz d'échappement, il n'y aura pas d'impact de pollution de l'air sur l'île de Chikly et le parc national de Bou-Kornine
	8	Écosystème	C-	C-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le site du Projet n'abrite aucune forêt ni aucun marais. Il n'y a pas de forêts primaires, de forêts naturelles ni de zones humides de mangrove autour du site. - Aucune faune d'importance, à l'exception des oiseaux, n'a été observée sur le site de la centrale électrique de Radès II. Bien que les oiseaux migrateurs soient susceptibles de voler le long de la côte, l'impact des travaux de construction sur les oiseaux migrateurs est mineur, car il n'est pas prévu de modifier le littoral. - Toutefois afin de protéger les individus, les travailleurs à la construction s'interdiront tous types de perturbations, de harcèlement, de chasse. - La sortie des eaux usées se fait face à la plage, sans estran ni récif de corail. - Des herbiers marins, communément rencontrés en Tunisie, a été trouvés sur le côté nord de la zone maritime en face du site du Projet. Par conséquent, puisque des contre-mesures prises en regard de la contamination de l'eau seront prises, l'impact sur les herbiers marins sera réduit. - Si des espèces protégées sont observées, les travaux de construction seront arrêtés et des mesures d'atténuation seront examinées en consultation avec l'expert. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La simulation sur le modèle de diffusion des eaux usées thermique n'indique aucun impact sur les herbiers marins existants. Les mesures contre le bruit, telles que la prévention d'opérations intensives des machines de construction, seront prises. - Pour répondre aux normes des eaux usées tunisiennes, un système de traitement d'eau sera installé à la centrale Radès C. Par conséquent, l'impact significatif sur les herbiers marins n'est pas envisageable. Le débit actuel dans le canal d'eau du port de Radès sera augmenté en raison de la prise d'eau de refroidissement de la centrale Radès C, mais le degré d'augmentation de débit est infime. Le débit du courant du canal d'évacuation sera également augmenté.

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
							<p>mais l'augmentation du débit ne sera pas à un niveau pouvant modifier le courant de marée.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bien que les oiseaux migrateurs soient susceptibles de voler le long de la côte, l'impact de l'exploitation de la centrale électrique sur les oiseaux migrateurs est mineur, car il n'est pas prévu de modifier le littoral. - Toutefois afin de protéger les individus, les travailleurs s'interdiront tous types de perturbations, de harcèlement, de chasse. - Si des espèces protégées sont observées, des mesures d'atténuation seront examinées en consultation avec l'expert.
Environnement social	9	Réinstallation	D	D	D	D	<p>Phase de préconstruction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'acquisition de terrain et la relocalisation des personnes concernées par la mise en œuvre du projet ne sont pas prévues.
	10	Personnes pauvres	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <p>La centrale Radès A a commencé son exploitation en 1985, Radès B en 1998 et Radès II en 2002. Les centrales existantes ont environ 30 ans d'histoire avec la communauté locale à travers l'exploitation et l'expansion. Le projet porte sur l'expansion de la centrale électrique existante à l'intérieur du site, et un impact significatif sur la communauté locale sera évité. Par conséquent, la vie des personnes défavorisées de la région, le cas échéant, ne sera pas affectée de façon significative.</p>
	11	Groupes ethniques minoritaires et peuples autochtones	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, la vie des groupes ethniques minoritaires et peuples autochtones de la région, le cas échéant, ne sera pas affectée de façon significative.
	12	Économie locale, par exemple perte d'emploi et de moyens d'existence	B+/B-	B+/B+	B+/B-	B+	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La pêche à petite échelle est menée dans la région de la mer en face du site. Toutefois, les eaux usées provenant des travaux de construction seront traitées afin de répondre aux normes de traitement des eaux usées déversées et les travaux de construction n'auront pas trop d'impact négatif sur la pêche à petite échelle. - Des impacts positifs sont attendus pour l'emploi de la population locale par la construction ainsi que l'augmentation du chiffre d'affaires des magasins et des restaurants de la région de Mallaha à proximité du site de construction. <p>Phase d'exploitation :</p> <p>La zone de la mer influencée par les effluents thermiques de la centrale existante est reconnue comme une zone appropriée pour la pêche à petite échelle. Par conséquent,</p>

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
							<p>l'impact négatif des effluents thermiques de la centrale Radès C sur la pêche à petite échelle ne pourra se faire ressentir que rarement.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Même si la migration des organismes marins est envisagée, l'impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température sur les organismes marins ciblés par la pêche au filet maillant sera très limité. - Radès C aura besoin d'un certain nombre de personnel non qualifié pour ses opérations quotidiennes.
	13	Utilisation des terres et utilisation des ressources locales	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le projet porte sur l'installation d'une centrale électrique supplémentaire sur l'emplacement vacant du site existant choisi pour le projet. Le site de centrale électrique existant n'est pas considéré comme une ressource locale et l'exploitation du projet n'affectera pas l'utilisation des terres et ressources locales.
	14	Usage de l'eau, droits de l'eau, etc.	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Il n'y a pas de source d'eau pour l'usage agricole, industriel, et domestique autour du site et l'exploitation du projet n'affectera pas l'usage de l'eau et les droits de l'eau.
	15	Infrastructure et services sociaux existants	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La totalité des matériaux, équipements et engins à importer en Tunisie pour le projet représente moins de 0,2 % du volume total traité par le port de Radès. Par conséquent, il ne devrait y avoir aucun problème grave en termes de transport maritime. - Les véhicules transportant des travailleurs faisant la navette peuvent provoquer l'augmentation du trafic et des embouteillages autour de la zone du projet. - Pour les véhicules, l'usage du bus sera encouragé pour limiter l'augmentation du nombre de véhicules utilisés. L'utilisation du bus sera encouragée pour limiter l'augmentation du nombre de véhicules sur les routes. Les horaires de bus sont gérés en consultation avec les organisations connexes. - À titre de mesure de prévention des accidents quand de gros camions passeront autour du site pour transporter des véhicules lourds et des équipements de grande taille dans le site, les gens des environs seront informés par la police. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le bus de banlieue est fonctionnel entre le site des centrales existantes de Radès A et B et le centre-ville. Par conséquent, l'augmentation de 90 membres du personnel pour Radès C ne causera pas une augmentation significative du trafic et des embouteillages. - La STEG avait fait état de la difficulté qu'elle rencontre pour accéder à la zone de la mer en face du site du groupe des centrales Radès sur la baie de Radès en raison du

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
							courant de la mer et ils ont déjà pris des mesures de sécurité appropriées telles que l'installation des panneaux de signalisation et des caméras de sécurité pour éviter les accidents.
	16	Institutions sociales telles qu'infrastructures sociales et institutions de prises de décisions locales	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le projet n'implique pas l'acquisition de terrains ni aucun dommage aux relations avec les institutions de prises de décisions locales et autres institutions sociales. - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, aucun effet négatif sur les relations avec les institutions sociales n'est prévu.
	17	Mauvaise répartition des bénéfices et pertes	B-	B-	D	D	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tous les contractants ou sous-traitants agiront en accord avec les mécanismes du marché, et aucune mauvaise répartition des bénéfices et pertes n'est attendue. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Avec un certain nombre de personnes recrutées localement et aucune disparition d'emplois existants, ainsi qu'une certaine augmentation des achats de matériaux déjà achetés pour les centrales électriques existantes, il n'y aura pas de mauvaise répartition des bénéfices et des pertes.
	18	Conflits et intérêts locaux	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les personnes locales seront employées de façon privilégiée aux travaux de construction dans la mesure du possible - Tous les contractants ou sous-traitants agiront en accord avec les mécanismes du marché, et aucune mauvaise répartition des profits et pertes n'est attendue. - Tout travailleur venant d'un autre pays se verra enseigner le respect des coutumes locales afin de faciliter les bonnes relations avec les personnes locales, et une communication avec eux sera promue à travers, par exemple, la participation aux manifestations locales. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les conflits d'intérêts peuvent survenir entre les employeurs et les résidents locaux. - Dans la mesure du possible, les résidents locaux doivent être employés pour les travaux de construction, et tout travailleur venant d'un pays étranger doit apprendre à respecter les coutumes locales afin de faciliter les bonnes relations avec les Résidents locaux et de promouvoir la communication avec eux à travers, par exemple, la participation aux manifestations locales.
	19	Héritage culturel	D	D	D	D	- Aucun héritage ni patrimoine historique, culturel et/ou archéologique n'existe autour du site.

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
	20	Paysage	D	D	D	D	<ul style="list-style-type: none"> - Il n'y a pas de zone pittoresque autour du site du Projet. - La centrale existante est déjà intégrée dans le paysage local qui ne sera pas influencé par le projet. Il n'y a pas de paysage pittoresque autour du site du projet. Cependant, la STEG prendra des mesures telles que la plantation d'arbres et d'arbustes pour minimiser les effets sur le paysage.
	21	Genre	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, aucun effet négatif sur le genre n'est prévu.
	22	Droits des enfants	D	D	D	D	<p>Phases de construction et d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Comme décrit ci-dessus, le projet sera réalisé en évitant les modifications significatives sur la société locale. Par conséquent, aucun effet négatif sur les enfants n'est prévu. - La STEG n'a conduit aucun enfant à travailler, ni le fera ni l'admettra à l'avenir.
	23	Maladies infectieuses	B-	D	B-	D	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un afflux temporaire de travailleurs migrants au cours de la période de construction peut augmenter le risque de maladies sexuellement transmissibles, etc. - Les populations locales seront recrutées autant que possible. - Des examens médicaux pré-emploi et périodiques devraient être effectués pour les travailleurs externes (techniciens, etc.). - Les travailleurs recevront une éducation et une formation sur les soins de santé.
	24	Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <p>Tous les travaux de construction seront réalisés au sein du groupe des centrales Radès entourée d'une clôture pour garantir la sécurité dans la zone environnante.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le site des centrales Radès A et B et la zone de construction seront séparés par une clôture en treillis métallique solide pour maintenir les machines de construction et les véhicules loin du personnel et des installations (salles des machines, salles de chauffe, poste d'interconnexion, lignes de transmission à haute tension, etc.) des centrales Radès A et B. - Les engins de construction devront accéder au site du projet uniquement par le portail dédié, et l'utilisation du portail principal sera interdite. - Un taux d'accidents à haut risque est prévu pendant les travaux de construction. - Des plans de sécurité de travail devraient être mis en place et avec l'approbation de la STEG. - Les plans de sécurité de travail devraient prévoir des mesures d'atténuation sur les aspects de formation (formation à la sécurité, etc.) et les aspects de l'équipement

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
							<p>(fournir aux travailleurs un équipement de protection approprié tel que casques à masques, bouchons d'oreille, et, équipements de protection par isolation, etc.).</p> <ul style="list-style-type: none"> - Afin de prévenir les problèmes de santé des travailleurs, les entreprises de construction doivent respecter les normes de l'environnement de travail et fournir aux travailleurs un équipement approprié, comme des masques, bouchons d'oreille, etc. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les accidents du travail impliquant les travailleurs peuvent se produire sur le site de la centrale. STEG doit à cet effet établir un plan de sécurité du travail. - Le plan de sécurité de travail doit stipuler les mesures d'atténuation sur les aspects de formation (formation à la sécurité, etc.) et sur des aspects de l'équipement (tels que casques masques, bouchons d'oreille, et, équipements de protection par isolation etc.). - Afin de prévenir les problèmes de santé des travailleurs, la STEG doit respecter les normes de l'environnement de travail et fournir aux travailleurs un équipement approprié, comme des masques, bouchons d'oreille, etc. - La STEG prendra les mesures appropriées pour assurer la sécurité du personnel du projet et des populations locales grâce à des agents de sécurité. À cette même fin, un système de coopération avec la police et les forces militaires pour protéger la sécurité de la centrale sera établi.
Autre	25	Accidents	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <p>Même en cas d'accident de mer, il n'y aura pas de pollution possible parce que les navires ne transportent uniquement que les équipements lourds comme les turbines et non des matériaux liquides.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les accidents de la circulation sur routes terrestres pendant les travaux de construction peuvent se produire. Comme les mesures de prévention des accidents de la circulation sur routes terrestres, les conducteurs seront formés à l'observation des règles de circulation et éduqués à la sécurité routière par les entreprises de construction. - Les populations avoisinantes seront informées des horaires d'autobus. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - L'observation des règles de circulation, l'installation de panneaux de signalisation, et la formation et l'éducation sur la sécurité routière pour les conducteurs devront être effectués pour les véhicules de la circulation par route terrestre. - Les mesures de prévention d'incendie telles que

Rubrique	N°	Commercial	Cadrage basé sur l'évaluation		Résultats du cadrage basé sur l'évaluation		Résultats
			Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	Phase de préconstruction	Phase d'exploitation	
							l'installation d'équipements de protection contre l'incendie dans l'usine et l'organisation de l'équipe de lutte contre l'incendie et la formation de lutte contre l'incendie seront prises. - Couvrir le fond du réservoir et le sol autour avec du béton - Installation du réservoir de séparation d'huile au niveau de l'évacuation sur le pourtour du réservoir.
	26	Impact transfrontalier et changement climatique	B-	B-	B-	B-	<p>Phase de construction :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Du CO₂ sera produit par les travaux de construction. Toutefois, puisque le volume de construction est limité, l'impact environnemental, comme la pollution transfrontalière, est envisagé comme insignifiant. - Pour réduire les émissions de CO₂, autant que possible, l'entretien et la gestion périodique de toutes les machines de construction et véhicules seront menés. <p>Phase d'exploitation :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Du CO₂ sera produit par l'exploitation du projet. La technologie de cycle combiné sera adoptée à la centrale, produisant moins de CO₂, soit environ 632 000 tonnes / an par rapport à une centrale thermique existante. - Le total mondial d'émission de CO₂, en 2012 était de 34,5 milliards de tonnes, dont 90 % provenaient de la combustion des combustibles fossiles, et le secteur de la production d'électricité est la plus grande source de production. Les émissions de CO₂ annuelles du projet sont supposées être 1,161 millions de tonnes, constituant 0,004 % de la production totale de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles.

Remarques : A+/- : Un impact significatif positif/négatif est prévu.

B+/- : Un impact positif/négatif est prévu dans une certaine mesure.

C+/- : L'étendue de l'impact positif/négatif est inconnue. (Un examen plus approfondi est nécessaire, et l'impact peut être précisé à mesure que l'étude progresse.)

D : Aucun impact prévu

(Source : Équipe d'étude de la JICA)

8.8 Plan de gestion environnementale

8.8.1 Système de mise en œuvre

(1) Phase de Construction

La Figure 8.8-1 présente le schéma de la structure organisationnelle durant la période de construction de l'expansion de la centrale électrique de Sousse C. Une unité de sécurité prendra la responsabilité de la mise en œuvre du plan de gestion environnementale.

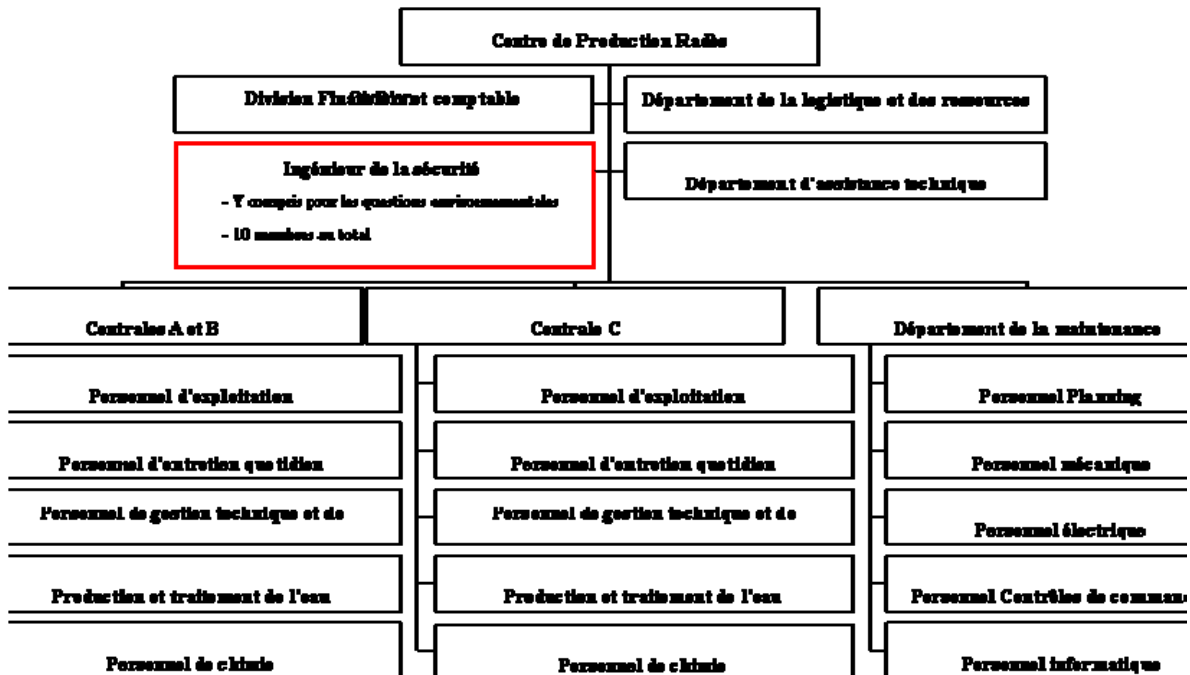


Source : STEG

Figure 8.8-1 Schéma du cadre organisationnel pendant la phase de construction

(2) Phase d'exploitation

La Figure 8.8-2 présente le schéma de la structure organisationnelle durant la période d'exploitation de la centrale électrique étendue de Sousse C. L'ingénieur de sécurité prendra la responsabilité de la mise en œuvre du plan de gestion environnementale.



Source : STEG

Figure 8.8-2 Schéma du cadre organisationnel pendant la phase d'exploitation

8.8.2 Plan de gestion environnementale

Le Tableau 8.8-1 décrit le plan de gestion environnementale proposé par l'équipe étude JICA à la STEG et au consultant préparant l'EIE (TPE).

Tableau 8.8-1 Plan de gestion environnementale (projet)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
Phase de construction									
1	Qualité de l'air	1) Poussière résultant des travaux de construction 2) Gaz d'échappement des machines de construction et des véhicules utilisés pour la mobilisation de l'équipement	- Valeurs préconisées des normes tunisiennes relatives à l'air (n ° 106-04)	- Prévention de la pollution de l'air dans la région environnante	- Arrosage des routes d'accès et du site de construction, en particulier pendant la saison sèche - Utilisation de bâches couvrantes sur les camions pour le transport de terre - Mise en place des entrepôts pour le stockage des matériaux de construction - Utilisation d'un portail indépendant pour le site de construction. - Entretien et gestion périodique de toutes les machines et véhicules de construction	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (1.000 TND/ phase de construction)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
2	Qualité de l'eau	<p>1) Eaux de ruissellement de la zone de construction</p> <p>2) Fuites d'huile et de matières chimiques provenant de l'activité de la construction</p> <p>3) Eaux usées domestiques des travailleurs</p>	- « Rejet dans la mer » conformément à la Norme tunisienne relative aux effluents (n ° 106-02)	- Prévention de la pollution de l'eau dans la région environnante	<p>- Creuser des canaux, des fossés et un bassin de décantation temporaire autour de la zone de construction</p> <p>- Installer un séparateur d'huile pour le traitement des eaux usées huileuses</p> <p>- Construire un bassin de limon</p> <p>- Stockage de l'huile et des matières chimiques dans un site de stockage approprié et des moyens appropriés pour empêcher l'infiltration dans le sol</p> <p>-- Mise en place d'une installation de traitement des eaux usées pour les travailleurs comme les fosses septiques</p>	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	<p>- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant)</p> <p>- Superviseur : STEG</p>	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (1.500 TND/ phase de construction)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
3	Déchet	<p>1) Déchets de construction résultant des travaux de construction</p> <p>2) Déchets domestiques des travailleurs</p> <p>3) Déchets dangereux comme les batteries sèches, etc.</p>	- Loi n ° 96-14 (concernant la gestion et l'élimination des déchets solides)	- Prévention de l'élimination des déchets inappropriée	<p>- Les déchets de construction et les déchets généraux seront réutilisés, recyclés ou éliminés suivant les règlements y afférents.</p> <p>- Les déchets dangereux doivent être traités par les entreprises tunisiennes appropriées</p>	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	<p>- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant)</p> <p>- Superviseur : STEG</p>	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (1.000 TND/ phase de construction)
4	Bruit et vibration	<p>1) Bruit et vibrations causés par les machines de construction</p> <p>2) Bruit causé par les véhicules utilisés pour la mobilisation de l'équipement et des travailleurs</p>	- Décret n ° 84-1556 sur la régulation des zones industrielles concernant le niveau de bruit	- Réduction des niveaux de bruit des activités de construction	<p>- Entretien régulier des engins et machines de construction</p> <p>- Réalisation de travaux de construction pendant la journée</p> <p>- Utilisation dans la mesure du possible d'équipement à faible niveau de bruit/vibration</p> <p>- Lorsque les véhicules circuleront près de la zone résidentielle de Mallaha, il sera nécessaire de prendre des mesures préventives,</p>	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	<p>- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant)</p> <p>- Superviseur : STEG</p>	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (6.000 TND/ phase de construction)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
					telles que la limitation de vitesse des camions.				
5	Odeur	- Déchets domestiques des travailleurs	----	- Prévention de la génération d'odeurs	- Avant de commencer les travaux de construction, les travailleurs seront chargés de classer et de ramasser les ordures et l'élimination inappropriée et non conforme à la Loi sera interdite. - Les déchets seront éliminés sur une base périodique afin de s'assurer que l'odeur de putréfaction ne se produise pas.	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la gestion des déchets
6	Écosystème (Espèces protégées)	1) Travaux de construction sur le site (Impact sur les oiseaux migratoires)	- Listes d'espèces protégées de faune et de flore en Tunisie (19 Juillet, 2006)	- Prévention des impacts négatifs sur les espèces protégées	- Interdire la perturbation, le harcèlement et la chasse - Si des espèces protégées sont observées, les travaux de construction seront arrêtés et des mesures d'atténuation seront examinées en consultation avec l'expert.	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (3.000 TND/ phase de construction)
	Écosystème (Biote marin)	2) Impact potentiel en raison de la dégradation de la qualité de l'eau causée par des travaux de génie civil			- Les mêmes que celles abordées pour la « qualité de l'eau »	- Chantier de construction, en particulier au niveau de l'évacuation des eaux usées			

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
7	Économie locale	- Impact négatif sur la pêche à petite échelle à cause de la pollution de l'eau	-----	- Prévention de la pollution de l'eau	- Identique à celles abordées pour la « Qualité de l'eau »	- Zone de la construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de gestion de l'eau
8	Infrastructure et services sociaux existants	- Embouteillages causés par l'augmentation du nombre de véhicules	-----	- Atténuation des perturbations du trafic	- Planification du calendrier de construction approprié - En ce qui concerne les véhicules, l'utilisation de bus sera encouragée pour réduire l'augmentation du nombre de véhicules utilisés. - Les horaires de bus seront gérés en consultation avec l'organisation en charge	- Routes à proximité de la zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (2.000 TND/ phase de construction)
9	Conflits et intérêts locaux	1) Augmenter l'emploi, la sous-traitance, l'achat de matériel	-----	- Considération des attitudes de la population locale en regard du projet	- Les populations locales devraient être employées pour les travaux de construction dans la mesure du possible - Tout entrepreneur et sous-traitants agiront en conformité avec le mécanisme de marché, et aucune mauvaise répartition des avantages et de pertes ne sera envisageable.	- Communauté autour du site	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant
		2) Conflits entre résidents			- Les travailleurs externes apprendront à respecter les				

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
		locaux et travailleurs externes			coutumes locales afin de faciliter des relations harmonieuses avec les populations locales et devraient promouvoir la communication avec lesdites populations (par exemple, en participant aux manifestations locales).				
10	Maladies infectieuses	- L'afflux temporaire de travailleurs migrants pendant la construction peut augmenter le risque des maladies sexuellement transmissibles	-----	- Examen de l'assainissement pour les résidents locaux	- Des examens médicaux pré-emploi et périodiques devraient être effectués pour les travailleurs externes (travailleurs techniques, etc.). - Éducation et formation sur les soins de santé pour les travailleurs	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (10.000 TND/ phase de construction)
11	Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	1) Accidents du travail 2) Maladies causées par les polluants atmosphériques, les polluants de l'eau, et le bruit occasionnés par les travaux de construction	-----	- Prévention des accidents du travail et des problèmes de santé	- <u>Des plans de travail de sécurité</u> devraient être mis en place et approuvés par la STEG. - Des plans de sécurité de travail devraient prévoir des mesures d'atténuation pour les aspects de formation (formation à la sécurité, etc.) et des aspects de l'équipement (fournir aux travailleurs un équipement	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (18.000 TND/ phase de construction)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
					de protection approprié tel que casques masques, bouchons d'oreille, et, des équipements de protection par isolation, etc.). - Afin de prévenir les problèmes de santé des travailleurs, les entreprises de construction doivent respecter les normes de l'environnement de travail et fournir aux travailleurs un équipement approprié, comme des masques, bouchons d'oreille, etc.				
12	Sécurité du site (Accidents)	- Accidents du travail et dommages sur le matériel existant	----	1), 2) - Prévention des accidents des travailleurs de la présente centrale	- Mise en place d'une clôture de protection en treillis - Utilisation d'un portail indépendant pour le site de construction. - Le contractant doit fournir suffisamment de personnel qualifié et tous les moyens nécessaires pour assurer une bonne gestion de tous les travaux et les interventions d'urgence.	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (15.000 TND/ phase de construction)
13	Accidents	Accidents du trafic	----	Prévention des accidents du trafic	- Comme les mesures de prévention des accidents de la circulation sur routes terrestres, les conducteurs seront formés à	- Routes à proximité de la zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant)	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (1.000 TND/ phase de

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
					l'observation des règles de circulation et éduqués à la sécurité routière par les entreprises de construction. - Comme mesures de prévention des accidents quand des camions de grande taille devront passer autour du site pour transporter des véhicules lourds et des gros équipements dans le site, les populations avoisinantes du site seront informées par la police.			- Superviseur : STEG	construction)
13	Impact transfrontalier et changement climatique	- Du CO2 sera produit par les travaux de construction.	----	- Réduire la quantité des émissions de CO ₂ autant que possible	- Pour réduire les émissions de CO ₂ , autant que possible, l'entretien et la gestion périodique de toutes les machines de construction et véhicules seront menés.	- Zone de construction	- Pendant la phase de construction	- Mise en œuvre : Contractant/Consultant environnemental (embauché par le Contractant) - Superviseur : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction par le contractant (7.000 TND/ phase de construction)
Phase d'exploitation									
1	Qualité de l'air	- Gaz d'échappement des cheminées	- Détermination de la limite supérieure d'air pollué de sources fixes ; 2010-2519 - Normes tunisiennes relatives à l'air, n ° 106 - 04	- Prévention de la pollution de l'air dans la région environnante	- Pour réduire les émissions de NO ₂ , les systèmes d'allumage utiliseront une technologie à basse combustion - Un conduit avec CEMS (Système de surveillance continue des émissions) sera fourni avec l'infrastructure soutenue comme l'exigent les normes d'émissions de	-Cheminée	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	(Charges comprises dans le coût de la construction, 400.000 TND/ Système à faible combustion et Système de surveillance continue des émissions)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
					gaz.				
2	Qualité de l'eau	1) Les eaux usées contenant des huiles, les eaux usées à haute salinité, les eaux usées pour la chaudière, et les autres eaux usées dues à l'exploitation de la centrale	- « Rejet dans la mer » conformément à la Norme tunisienne relative aux effluents (n ° 106-02)	- Prévention de la pollution de l'eau de mer	- Installation d'un système de traitement des eaux usées par la neutralisation, la sédimentation et la séparation des huiles de sorte que toutes les eaux usées produites soient conformes aux normes des eaux usées	- La centrale électrique, en particulier au niveau du rejet des effluents thermiques et du système de traitement des eaux usées	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	(Charges comprises dans le coût de la construction, 25.000 TND/ Système de traitement des eaux et Système de mesure de la température)
		- Installation d'un système de mesure de température en continu au niveau de la sortie							
		2) Effluents thermiques							
		3) Eaux usées domestiques	-----	- Prévention de la contamination des eaux souterraines	- Construction d'une fosse septique (décharge sous le sol); - Transport (par camions) vers la station de traitement ou rejet dans le réseau d'égout public.	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	(Charges comprises dans le coût de la construction, 7.000 TND/ Fosse septique) Rejet des eaux usées domestiques: 2.000TND/an
3	Déchet	1) Résidus solides de traitement des eaux usées, huiles usagées des équipements etc.	- Loi n ° 96-14 (concernant la gestion et l'élimination des déchets solides)	- Gestion des déchets, notamment des déchets dangereux - Prévention de l'élimination des déchets inappropriée	- Les déchets sont traités, conformément à la réglementation tunisienne	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	Élimination des déchets et leur transport: 6.000TND/an
		- Les déchets dangereux, tels que les déchets d'huile et les batteries usées, seront traités par les sociétés appropriées en Tunisie.							
		2) Eaux usées et ordures des travailleurs							
		3) Déchets provenant des	- Réglementation tunisienne		- Mise en œuvre d'une étude d'évaluation d'impact:				Mise en œuvre d'une étude

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
		travaux de dragage			- Les déchets sont traités, conformément à la réglementation tunisienne				d'évaluation d'impact: 30.000TND/15 ans Élimination des déchets et leur transport: 6.000TND/an
4	Bruit et vibrations	1) Bruit et vibrations des turbines à vapeur, des générateurs et des pompes, etc.	- Décret n ° 84-1556 sur la régulation des zones industrielles concernant le niveau de bruit	- Prévention des effets néfastes du bruit généré par la centrale	- Mise en place des équipements à bruit/vibrations réduits	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction, 10.000 TND/ Équipement à bruit / vibrations réduits
		2) Bruit causé par les véhicules utilisés pour la mobilisation de l'équipement et des travailleurs			- Les véhicules de transport des travailleurs seront régulièrement entretenus.				Entretien des véhicules: 5.000TND/ an
5	Odeur	- Déchets domestiques des travailleurs	-----	- Prévention de la génération d'odeurs	- Avant de commencer les travaux de construction, les travailleurs seront chargés de classer et de ramasser les ordures et l'élimination inappropriée et non conforme à la Loi sera interdite. - Les déchets seront éliminés sur une base périodique afin de s'assurer que l'odeur de putréfaction ne se produise pas.	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	(Charges comprises dans le coût de la gestion de l'eau)
6	Écosystème (Espèces)	1) Perturbations, harcèlements,	- Listes d'espèces protégées de	- Prévention des effets néfastes	- Interdire tous les perturbations, harcèlements	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de	- Mise en œuvre : STEG	Aucune charge aussi longtemps que des

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
	protégées)	et chasse par les travailleurs (Impact sur les oiseaux migrateurs)	faune et de flore en Tunisie (19 Juillet, 2006)	sur les espèces protégées	et chasse. - Si des espèces protégées sont observées, les mesures d'atténuation seront discutées en consultation avec un expert.		la centrale électrique		espèces protégées sont observées.
	Écosystème (Biote marin)	2) Évacuation des eaux du site du projet.			- Les mêmes que celles abordées pour la « qualité de l'eau »				- Centrale électrique, en particulier au rejet des effluents thermiques, et au système de traitement des eaux usées.
7	Conflits et intérêts locaux	1) Augmenter l'emploi, la sous-traitance, l'achat de matériel 2) Conflits entre résidents locaux et travailleurs externes	-----	- Considération des attitudes de la population locale en regard du projet	- Les populations locales devraient être employées pour les travaux de la STEG dans la mesure du possible - Les travailleurs externes apprendront à respecter les coutumes locales afin de faciliter des relations harmonieuses avec les populations locales et devraient promouvoir la communication avec lesdites populations (par exemple, en participant aux manifestations locales).	- Communauté autour de la centrale	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	Aucune charge
8	Paysage	- Détérioration du paysage autour du site.	-----	- Prévention de la détérioration du paysage autour du site.	- Plantation d'arbres et d'arbustes - Désherbage continu; - Utilisation de la peinture écologique.	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	Charges comprises dans le coût de la construction, 6.000 TND/ Reboisement et peinture Désherbage:

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
9	Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	1) Accidents du travail	-----	- Prévention des accidents du travail et des problèmes de santé	- Mise en place des plans de sécurité de travail - Aspects immatériels (Formation à la sécurité, etc.) - Aspects matériels (tels que casques, masques, bouchons d'oreille, et, équipements de protection par isolation etc.).	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	3.000TND/ an
2) Maladies causées par les polluants atmosphériques, les polluants de l'eau, et le bruit occasionnés par l'exploitation de la centrale électrique		- Afin de prévenir les problèmes de santé des travailleurs, la STEG doit respecter les normes de l'environnement de travail et fournir aux travailleurs un équipement approprié, comme des masques, bouchons d'oreille, etc.							Équipement de protection: 15000TND/ an
3) Défaillance des équipements de la sécurité		- Prévention de la défaillance des équipements de la sécurité							- Inspections et essais périodiques
10	Accidents	1) Accidents de la route	-----	-Prévention des accidents de la route	- L'observation des règles de circulation, l'installation de panneaux de signalisation, et la formation et l'éducation sur la sécurité routière pour les conducteurs devront être effectués pour les véhicules de la circulation par route terrestre.	- Communauté autour de la centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	Formation sur la sécurité: 2.000TND/ an
2) Feu		- Mesures de protection							- Organisation d'une équipe de lutte contre les incendies

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
				contre les incendies	et la mise en œuvre des exercices d'alerte incendie - Mise en place des équipements de protection incendie *Protection CO ₂ ; *Extincteurs portatifs ; *Protection Eau; *Protection Mouse ; *Plan d'alerte incendie; *Signalisation relative à l'évacuation; *Contrôle du système de protection				contre incendie: 2.000TND/ an (Charges comprises dans le coût de la construction, 3.000 TND/ tous les équipements)
		3) Gazoles		- Prévention de la fuite des gazoles, de la perte et du feu	- Mise en place des équipements suivants pour les réservoirs des gazoles *Cours d'eau sur le site pour incendie; *Remblais de blocage d'huile autour du réservoir ; *Système de refroidissement de la surface du réservoir ; *Extincteurs mousses à l'intérieur du réservoir; *Extincteurs mousses à l'extérieur du réservoir *Contrôle périodique.				(Charges comprises dans le coût de la construction, 10.000 TND/ tous les équipements)
		4) Gaz naturel		- Prévention de la fuite du gaz naturel, de la perte et du feu	- Mise en place des équipements suivants pour les réservoirs des gazoles *Salle de contrôle; *Détecteur gaz; *Extincteurs sur le site; *Contrôle périodique				(Charges comprises dans le coût de la construction, 10.000 TND/ tous les équipements)

N°	Impact potentiel à gérer	Sources de l'impact potentiel	Norme d'impact	Objectifs	Effort de gestion	Emplacement de la gestion	Période de gestion	Institution de gestion	Coût
		5) Huile et produits chimiques		- Prévention de la fuite de l'huile/des produits chimiques, de la perte et du feu	- Stockage adéquat; - Inspections périodiques.				- Stockage et inspection: 2.000TND/ an
11	Impact transfrontalier et changement climatique	- Émissions de CO ₂	-----	- Réduction des émissions de CO ₂ par (kW) la production d'électricité	- Adoption d'une CCPP à haute efficacité.	- Centrale électrique	- Pendant l'exploitation de la centrale électrique	- Mise en œuvre : STEG	(Charges comprises dans le coût de la construction)

8.9 Plan de monitoring environnemental

Le Tableau 8.9-1 décrit le plan de monitoring environnemental proposé par l'équipe d'étude de la JICA à la STEG et au consultant préparant l'EIE (TPE).

Tableau 8.9-1 Plan de monitoring environnemental (projet)

N°	Impact significatif à surveiller	Source de l'impact significatif	Paramètre surveillé	Objectif du monitoring	Méthode du monitoring			Organisation responsable	Coût
					Méthode de recueil et d'analyse des données	Lieu	Durée et fréquence		
Phase de construction									
1	Qualité de l'air	- Poussière résultant des travaux de construction	- Mise en œuvre des mesures d'atténuation sur la pollution de l'air	- S'assurer que les mesures d'atténuation sur la pollution de l'air seront prises de façon certaine par le Contractant.	- Patrouille sur site de construction	- Site de construction	- Une fois par trimestre	- Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de l'inspection normale de la STEG
2	Qualité de l'eau	1) Eaux de ruissellement de la zone de construction	Se référer au « Formulaire de suivi » - Norme tunisienne pour les effluents (n°. 106-02) (Rejet dans la mer)	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur la pollution de l'eau	- Prélèvement d'échantillons avant le rejet des eaux et analyse en laboratoire	- 1 point : Face avant de l'orifice d'évacuation	- Une fois par mois durant l'étape de construction des structures - Une fois par trimestre durant l'étape de finalisation du travail	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant (Échantillonnage et analyse: 4.000 TND/ Étape des travaux structurels 2.000 TND/ Étape des travaux de finalisation)
		2) Fuites d'huile et de matières chimiques provenant de l'activité de la construction							
3	Déchets (Odeur)	1) Déchets de construction résultant des travaux de construction	Types et quantité de déchet, méthode d'élimination - Loi n ° 96-14 (concernant la gestion et l'élimination des déchets solides)	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation des déchets	- Enregistrement des types et des quantités de déchet, et de la méthode d'élimination	- Bureau du Contractant	- Une fois par an	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant (1.000TND/ 3 mois)
		2) Déchets domestiques des travailleurs							
		3) Déchets dangereux comme les batteries sèches, etc.							

N°	Impact significatif à surveiller	Source de l'impact significatif	Paramètre surveillé	Objectif du monitoring	Méthode du monitoring			Organisation responsable	Coût
					Méthode de recueil et d'analyse des données	Lieu	Durée et fréquence		
4	Bruit	1) Bruit et vibrations causés par les machines de construction 2) Bruit causé par les véhicules utilisés pour la mobilisation de l'équipement et des travailleurs	Niveau de bruit - Décret n° 84-1556 sur la régulation des zones industrielles concernant le niveau de bruit	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur les niveaux de bruit	- Mesures utilisées pour mesurer le niveau de bruit	- 2 points : Limite de la centrale électrique -1 point: Limite de l'habitation la plus proche	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant (Mesure 7.000TND/ an)
5	Écosystème (Espèces protégées)	- Travaux de construction dans le site (Impact sur les oiseaux migrateurs)	Espèces, populations - Listes d'espèces protégées de faune et de flore en Tunisie (19 Juillet, 2006)	- Évaluation de l'existence d'oiseaux migrateurs	- Observation	1 point - Zone de construction	-Une fois par semaine pendant la saison de migration pendant les deux années qui suivent le début de construction	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant (Observation: 2.000TND/ enquêteur-an)
	Écosystème (Biote marin)	2) Impact potentiel en raison de la dégradation de la qualité de l'eau causée par des travaux de génie civil	Espèces, degré de couverture - Herbiers marin	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur la pollution de l'eau	- Observation	5 points - Zone maritime en face de la zone de construction	- Une fois par an		(Observation: 2.000TND/ enquêteur-an)
6	Infrastructure et services sociaux existants	- Augmentation du nombre de voitures (cause d'embouteillage)	- Volume du trafic par construction	- Évaluation de l'effet du calendrier des travaux de construction	- Enregistrement du nombre de voitures utilisées	- Entrée du site de construction	- Sur une base quotidienne	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant
7	Conflits et intérêts locaux	- Conflits entre résidents locaux et travailleurs externes	- Modification des coutumes locales	- Confirmation des attitudes de la population locale en regard du projet	- Nombre et contenu des plaintes reçues et réponse	- STEG	- Une fois par trimestre	- STEG	Charges comprises dans le coût de l'inspection

N°	Impact significatif à surveiller	Source de l'impact significatif	Paramètre surveillé	Objectif du monitoring	Méthode du monitoring			Organisation responsable	Coût
					Méthode de recueil et d'analyse des données	Lieu	Durée et fréquence		
									normale de la STEG
8	Maladies infectieuses	- L'afflux temporaire de travailleurs migrants pendant la construction peut augmenter le risque d'infection	- Nombre d'examens médicaux pré-emploi et périodiques - Nombre d'examens médicaux périodiques	- Évaluation de l'hygiène du travail	- Enregistrement de santé des travailleurs	- Institutions connexes	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant
9	Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	- Accidents du travail	- Enregistrement d'accidents	- Évaluation de l'effet du plan de sécurité au travail	- Enregistrement d'accidents	- Bureau du Contractant	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant
10	Accidents	- Accidents de la route	- Enregistrement d'accidents	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur la prévention d'accidents	- Enregistrement d'accidents	- Bureau du Contractant	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant
11	Impact transfrontalier et changement climatique	- Du CO2 sera produit par les travaux de construction.	- Nombre des véhicules enregistrés	Efforts pour réduire les émissions de CO ₂	- Document d'immatriculation de véhicule (comme une preuve de l'entretien des machines)	- Bureau du Contractant	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : Le Contractant / consultant en environnement (embauché par le Contractant) - Supervision: STEG	Charges comprises dans le coût de la construction du Contractant
Phase d'exploitation									

N°	Impact significatif à surveiller	Source de l'impact significatif	Paramètre surveillé	Objectif du monitoring	Méthode du monitoring			Organisation responsable	Coût
					Méthode de recueil et d'analyse des données	Lieu	Durée et fréquence		
1	Qualité de l'air	- Gaz d'échappement des cheminées	SO₂, NO₂, CO - Détermination de la limite supérieure d'air pollué de sources fixes ; 2010-2519	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur la pollution de l'air	- CEMS (Système de surveillance continue des émissions)	- Sortie de cheminée	- Mesures continues	- Mise en œuvre : STEG	Charges prises par la STEG
2	Qualité de l'eau	1) Les eaux usées contenant des huiles, les eaux usées à haute salinité, les eaux usées pour la chaudière, et les autres eaux usées dues à l'exploitation de la centrale 2) Effluents thermiques	Se référer au « Formulaire de suivi » - Norme tunisienne pour les effluents (n°. 106-02)	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur la pollution de l'eau	A: Orifice d'évacuation - Prélèvement d'échantillons sur site et analyse en laboratoire - Mesure en continu à l'aide d'un capteur B: Eau de mer - Prélèvement d'échantillons sur site et analyse en laboratoire - Mesure du profil CTD de la température de l'eau de mer	A; Orifice d'évacuation -1 point: Orifice d'évacuation des installations de traitement des eaux usées -2 points: Prise et évacuation B: Eau de mer -6 points: Zone maritime autour du point de prise et d'évacuation	A: Orifice d'évacuation -SS, huile, DBO etc. (Échantillonnage et analyse): Une fois par trimestre -pH, température: Mesure continue B: Eau de mer - Une fois par an	- Mise en œuvre : STEG/ Consultant en environnement	A: Échantillonnage : 100 TND/ j Analyse: 1.000 TND/ échantillon B: Échantillonnage : 500TND/ j Analyse: 1.000TND/ échantillon
3	Déchet (Odeur)	1) Résidus solides de traitement des eaux usées, huiles usagées des équipements utilisés pour l'exploitation de la centrale etc. 2) Eaux usées et ordures des travailleurs 3) Déchets provenant des travaux de dragage	Types et quantité de déchet, méthode d'élimination (Se référer au « Formulaire de suivi ») - Loi n ° 96-14 (concernant la gestion et l'élimination des déchets solides)	- Évaluation de traitement approprié des résidus solides, eaux usées, ordures, et déchets provenant des travaux de dragage	- Enregistrement de la quantité des déchets générés par l'exploitation de la centrale	- Bureau de la centrale électrique	- Une fois par an - Une fois par an (en cas de mise en œuvre des	- Mise en œuvre : STEG	Charges prises par la STEG Charges prises par la STEG

N°	Impact significatif à surveiller	Source de l'impact significatif	Paramètre surveillé	Objectif du monitoring	Méthode du monitoring			Organisation responsable	Coût
					Méthode de recueil et d'analyse des données	Lieu	Durée et fréquence		
							travaux de dragage)		
4	Bruit	1) Bruit des turbines à vapeur, des générateurs et des pompes, etc. 2) Bruit causé par les véhicules utilisés pour la mobilisation de l'équipement et des travailleurs	Niveau de bruit - Décret n ° 84-1556 sur la régulation des zones industrielles concernant le niveau de bruit	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur les niveaux de bruit	- Mesures utilisées pour mesurer le niveau de bruit	- 2 points : Limite de la centrale électrique -1 point: Limite de l'habitation la plus proche	- Une fois par an	- Mise en œuvre : STEG	Mesure: 1.500TND/ an
5	Écosystème (Espèces protégées)	- Perturbations, harcèlements, et chasse par les travailleurs (Impact sur les oiseaux migrateurs)	Espèces, populations - Listes d'espèces protégées de faune et de flore en Tunisie (19 Juillet, 2006)	- Évaluation de l'existence d'oiseaux migrateurs	- Observation	1 point - autour du site	- Une fois par semaine pendant la saison de migration, si des espèces protégées sont observées durant la phase de construction	- Mise en œuvre : STEG	Observation: 2.000TND/ enquêteur
	Écosystème (Biote marin)	-Dégradation de la qualité de l'eau causée par l'exploitation de la centrale électrique	Espèces, degré de couverture -Herbiers marins	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation sur la pollution de l'eau	- Observation	-5 points : Zone maritime en face du site	- Une fois par an		Observation: 2.000TND/ enquêteur
6	Conflits et intérêts locaux	- Conflits entre résidents locaux et travailleurs	- Sentiments des résidents locaux	- Confirmation des sentiments des résidents locaux	- Nombre et contenu des plaintes reçues et réponse	- Bureau de la centrale électrique	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : STEG	Charges prises par la STEG
7	Environnement de travail (y compris la sécurité du travail)	- Accidents du travail	- Enregistrement d'accidents	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation	- Enregistrement d'accidents	- Bureau de la centrale électrique	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : STEG	Charges prises par la STEG

N°	Impact significatif à surveiller	Source de l'impact significatif	Paramètre surveillé	Objectif du monitoring	Méthode du monitoring			Organisation responsable	Coût
					Méthode de recueil et d'analyse des données	Lieu	Durée et fréquence		
8	Accidents	1) Accidents de la route 2) Feu 3) Gazoles 4) Gaz naturel 5) Huile et produits chimiques	- Enregistrement d'accidents	- Évaluation de l'effet des mesures d'atténuation	- Enregistrement d'accidents	- Bureau de la centrale électrique	- Une fois par trimestre	- Mise en œuvre : STEG	Charges prises par la STEG
9	Impact transfrontalier et changement climatique	- Émissions de CO ₂	- Quantité des émissions de CO ₂	- Efforts pour réduire les émissions de CO ₂	- Calcul des émissions de CO ₂ dues à la consommation de combustible	- Bureau de la centrale électrique	- Une fois par an	- Mise en œuvre : STEG	Charges prises par la STEG

Source : Équipe d'étude de la JICA

8.10 Réunions des parties prenantes

En Tunisie, une consultation publique n'est pas obligatoire au cours du processus de l'EIE. Pour le projet CCPP de Rades C, la STEG dans le cadre de son contrat avec Tunisie Protec Environnement (TPE: un consultant local) en charge de la mise en œuvre de l'EIE, a demandé à effectuer une consultation publique, mais pas avant le début de l'EIE en matière de délimitation du champ de l'EIE.

A l'issue de la consultation entre la STEG et TPE et à la demande de l'Équipe d'étude de la JICA, une première réunion des parties prenantes a été organisée le 20 septembre 2013 afin d'expliquer les grandes lignes du projet aux personnes concernées et pour rassembler leurs opinions sur le cadre proposé ainsi que sur les termes de référence (TDR) de l'EIE. Une seconde consultation des parties prenantes pour écouter leurs opinions sur le projet de rapport final de l'EIE a été également organisée le 13 novembre 2013, mais par les raisons ci-dessous expliquées, cette deuxième réunion n'a pas pu atteindre son objectif et il a été décidé d'organiser une troisième réunion afin de répondre aux demandes des participants de la deuxième réunion.

Deux réunions telles que ci-dessus (finalement trois réunions des parties prenantes ont été organisées) devrait être pour base de référence en conformité avec les lignes directrices de la JICA concernant les considérations environnementales et sociales.

8.10.1 1^{ère} réunion des parties prenantes

(1) Participants

Pour ceux qui l'ont demandé pour être en mesure de participer à la réunion des parties prenantes, une lettre d'invitation a été envoyée à l'avance. En sus de la STEG et du bureau de conseil en charge de l'EIE, des représentants des différentes organisations ont participé aux discussions. Les participants ont été les suivants. (Figure 8.10-1).

- Autorités administratives (à savoir, le Ministère de l'Agriculture, l'Agence Nationale de Protection de l'Environnement (ANPE), Agence de Protection et d'Aménagement du Littoral (APAL), Préfecture de Ben Arous et la ville de Radès)
- Organisations économiques locales (à savoir, l'Union Tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche (UTAP), association Industrielle et Commerciale de la préfecture de Ben Arous, association industrielle et commerciale de la ville de Radès et l'association pétrolière de la ville de Radès),
- Organisations non gouvernementales (ONG) (à savoir, des associations de sauvegarde de l'urbanisme et de l'environnement (ASUE))
- Résidents du voisinage de la centrale électrique proposée
- Une architecte vivant dans le voisinage de la centrale électrique proposée



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.10-1 Scène de la 1^{ère} réunion des parties prenantes

(2) Résumé de la réunion

Avant la réunion, le gouverneur de la préfecture de Ben Arous est venu assister et a discuté avec plusieurs participants.

Résumé des procédures comme suit.

Jour et heure : 20 septembre 2013 (vendredi), 10h00 à 12h00.

Emplacement : Établissement du gouvernement de la préfecture de Ben Arous.

Nombre de participants : 34 personnes (dont 7 femmes) au total comme détaillées ci-dessus).

Langue utilisée Principalement l'arabe, mélangé au français

Procédures :

- Discours de bienvenue et description du projet (STEG)
- Explication sur le cadrage et les TDR de l'étude d'EIE (TPE)
- Session de questions et réponses (STEG et TPE ont répondu aux questions)
- Explication sur la date attendue d'achèvement du projet de rapport final de l'EIE et date programmée pour la deuxième réunion des parties prenantes ainsi que l'expression des remerciements aux participants (STEG)

Les questions principales sont les suivantes.

- Volume estimé des émissions de CO₂, de NO_x, et de SO_x, et les impacts possibles sur le voisinage (ONG locale)
- Estimation du volume des effluents d'eau tiède et les impacts possibles sur la mer, la côte et de la pêche (ONG locale)
- Nécessité d'un accord de l'APAL pour les effluents d'eau tiède dans la mer (APAL)
- Questions sur le paysage autour de la centrale (architecte local)
- Effet négatif sur l'économie locale et nationale en cas d'option zéro (association industrielle et commerciale de la ville de Radès)
- Relations entre les normes environnementales et les niveaux d'émission pour l'air et l'eau (plusieurs participants)
- Effets combinés lors de la considération de Radès C et les centrales actuellement exploitées de Radès II, A et B, ensemble avec PEI (plusieurs participants)

À ces questions, la STEG et TPE ont répondu dans la mesure du possible et promis de donner des réponses, basées sur les résultats de l'étude d'EIE, à l'occasion de la réunion des parties prenantes suivante en novembre.

Il est également à noter que les participantes ont été très actives dans la discussion et que plusieurs résidents du comté de Radès avaient participé.

8.10.2 2nde réunion des parties prenantes

1) Participants

Une lettre d'invitation a été envoyée à l'avance aux personnes et aux organisations qui ont été invitées à la première réunion des parties prenantes. En outre, tenant compte de l'avis du comité consultatif de la JICA pour des considérations environnementales et sociales, une association de femmes (AFTURD : l'Association des Femmes Tunisiennes pour la Recherche sur le Développement) a été invitée et plusieurs avis ont été posés dans la zone résidentielle la plus proche de Mallaha (Figure 8.10-2). En raison du très mauvais temps le matin du jour de la réunion, cependant, le nombre de participants enregistrés a été moins que lors de la première réunion. En plus de la STEG, de TPE, de la JICA et de TEPSCO, des représentants du Ministère de l'Industrie, de l'APAL, du Gouvernorat de Ben Arous, de la Délégation de Radès, de l'UTAP, de l'UTICA étaient présents à la réunion (Figure 8.10-3).



Source : STEG

Figure 8.10-2 Annonce de la tenue de la Réunion des parties prenantes



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 8.10-3 Scène de la 2nde Réunion des parties prenantes

2) Résumé de la réunion

Avant la réunion, l'ex-ambassadeur de la République tunisienne au Japon est venu et a discuté avec plusieurs participants.

Résumé des procédures comme suit.

Jour et heure :	13 novembre 2013 (mercredi), 10h00 à 11h45.
Emplacement :	Établissement du gouvernement de la préfecture de Ben Arous.
Nombre de participants :	26 personnes (dont 6 femmes) au total.
Langue utilisée	Principalement l'arabe, mélangé au français

Procédures :

- a. Discours de bienvenue (STEG)
- b. Explication sur les résultats principaux de l'étude d'EIE (TPE)
- c. Discussions

Les principaux points discutés étaient les suivants.

- Puisque le projet de rapport final d'EIE n'a pas été distribué avant la réunion, nous ne pouvons formuler nos commentaires. Dans d'autres projets, le projet de rapport est mis à la disposition suffisamment à l'avance et nous pouvons le vérifier en détail avant d'assister à la réunion (APAL).
- La lettre d'invitation n'a pas été envoyée à notre bureau de chantier. Je suis venu ici aujourd'hui sur ordre de mon siège social, qui n'a reçu la lettre de la STEG qu'au début de cette semaine. L'invitation doit être accessible au moins une semaine avant et doit être adressée au bureau de chantier de Radès (UTAP).
- La réunion devrait avoir lieu dans la ville de Radès, plus près du site du Projet (un résident de la ville de Radès).
- Nous devrions inviter des médias et rendre nos discussions ouvertes à ceux qui ne peuvent pas assister à la réunion (UTICA Ben Arous).
- Considérant les discussions ci-dessus, sans mentionner jamais le contenu du projet de rapport d'EIE, la STEG a décidé d'organiser une autre rencontre des parties prenantes dans environ deux semaines et l'a annoncé aux participants rendant également clair que les observations formulées aujourd'hui seraient prises en compte. Les participants étant d'accord avec cette idée, la réunion a été ajournée.

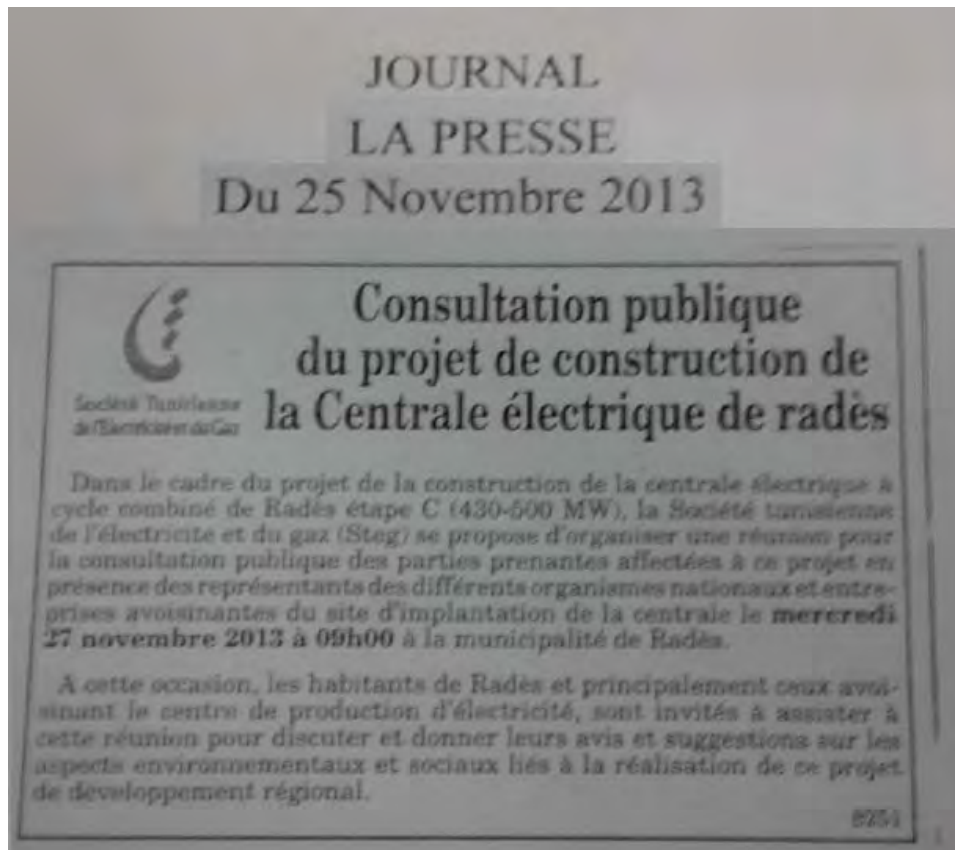
Il est à noter que les participantes ont en principe exprimé leurs opinions plus activement que les participants, et les observations locales en état réel ont été faites par les participants et participantes résidant dans la Délégation de Radès ou par des représentants des organisations étatiques abritant leurs antennes à Radès.

8.10.3 3^e réunion des parties prenantes

1) Participants

Une lettre d'invitation ainsi que le rapport d'EIE ont été envoyés par la STEG une semaine avant la réunion et l'annonce dans les journaux (en français) a été faite à deux reprises par la STEG (Figure 8.10-4). Le Gouvernorat de Ben Arous, a d'autre part informé les autres organisations intéressées, ainsi que les représentants des médias. Le lieu de la réunion a été changé pour l'Hôtel de Ville de Radès, lieu plus proche du site du Projet que les deux réunions précédentes. Par conséquent, toutes les demandes exprimées par les participants à la deuxième réunion des parties prenantes ont été respectées. (Figure 8.10-5)

- Représentants de l'administration (Ministère de l'Industrie, Ministère des Finances, ANGED, Gouvernorat de Ben Arous, Délégation de Radès),
- Médias (deux journaux en arabe et un journal en français),
- Une compagnie maritime privée (Société maritime Genmar),
- Des organisations économiques (JCI = Jeune Chambre Internationale Radès, UTAP Ben Arous),
- ONG (ASUE, ATAE (Association Art et Environnement), Association Yassmin, Association Biati, BTBFBMecasol) et,
- Deux citoyens de la Délégation de Radès.



Source : STEG

Figure 8.10-4 Annonce de la tenue de la Réunion des parties prenantes dans les journaux



Source : STEG

Figure 8.10-5 Scène de la 3^e Réunion des parties prenantes

2) Résumé de la réunion

Résumé des procédures comme suit.

Jour et heure :	27 novembre 2013 (mercredi), de 9h30 à 11h30.
Emplacement :	Hôtel de ville de la Délégation de Radès.
Nombre de participants :	37 personnes (dont 4 femmes) au total.
Langue utilisée	Principalement l'arabe, mélangé au français

Procédures :

- a) Discours de bienvenue (STEG)
- b) Explication sur les résultats principaux de l'étude d'EIE (TPE)
- c) Discussions
- d) Résolution

Les principaux points expliqués par TPE sur les résultats de l'EIE sont les suivants.

- Le 27 septembre 2013, 12 points de la baie de Tunis à proximité de la centrale de Radès ont été étudiés. Il a été confirmé que certains de ces points ont obtenu des impacts directs des activités portuaires, mais aucun d'entre eux n'a été considéré comme un impact négatif de la centrale de Radès.
- Selon la simulation de l'eau chaude, l'impact le plus significatif peut se mesurer par vent d'ouest. Même dans ces conditions, cependant, la zone à atteinte par l'eau de un à cinq degrés plus chaude que la mer ne sera pas très grande par rapport à la situation actuelle et l'eau chaude n'atteindra pas la zone d'entrée des eaux de refroidissement.
- La simulation de la diffusion de l'air par les cheminées montre que la qualité de l'air, à savoir le NO_x et le SO₂ ne dépassera jamais les normes nationales ou internationales. Ceci grâce à de hautes cheminées et à la haute vitesse d'émission des gaz.
- La recommandation principale est de surveiller le bruit et le niveau des vibrations et leur impact possible sur la zone avoisinante.

Les discussions ont alors commencé. Les principales opinions exprimées et les réponses sont les suivantes.

- La direction du vent est très importante sur la détermination de la diffusion de l'eau chaude. La cause principale de la pollution actuelle du bord de mer à Radès est la rivière Oued Méliène. Nous avons besoin d'enquêter davantage sur cette question. Une haute cheminée peut être très agressive d'un point esthétique (ASUE).
- La recommandation est également de procéder à une étude globale sur la pollution du littoral de Radès. Il est recommandé de développer la production d'électricité solaire (JCI de Radès).
- Le représentant de l'association a regretté de ne pas être en mesure de voir les oiseaux migrateurs, y compris des flamants dans la baie de Tunis. Il est convaincu que cela est étroitement lié à la pollution du littoral de Radès. Il est également intéressé par le nombre d'emplois créés par le projet (Association Art et Environnement).
- (STEG et TPE) La pollution du littoral de Radès ne vient jamais des centrales électriques de la STEG mais de la rivière Oued Méliène. La centrale électrique à cycle combiné est très propre et efficace. La STEG fait des efforts dans l'éolien (240 MW développés jusqu'à aujourd'hui) ainsi que dans l'énergie solaire avec un projet de 50 MW. On estime pouvoir créer 90 nouveaux emplois dans le cadre du projet, sans parler des nombreux emplois indirects pendant la phase de construction. Par la simulation de l'air et l'eau chaude, les impacts cumulés des deux centrales existantes et du nouveau projet Radès C sont évalués et le résultat ne dépasse pas la norme. Le

projet réalisera un concours d'architecture. L'ASUE peut être associée à la sélection d'une telle compétition.

- Afin de réduire la dépendance à l'énergie conventionnelle, nous devrions promouvoir le projet PROSOL¹³ et augmenter la part de l'énergie solaire (Association BIATI).
- (STEG) Le projet PROSOL est également bénéfique pour la STEG. Le gouvernement tunisien est en train de préparer une loi sur la vente d'électricité par les petits producteurs. La STEG est prête à s'associer à une étude approfondie pour déterminer les causes de la pollution de la rivière Oued Méliène.
- La Délégation de Radès devrait être engagée dans cette étude (Association BIATI).
- La Délégation de Radès est prête à s'engager à identifier la source de la pollution et à la réduire. La pollution semble venir de l'évacuation de l'eau de l'ONAS (Office National d'Assainissement) dans la rivière Oued Méliène. La Délégation souhaite avoir plus de contributions des ONG pour trouver les bonnes solutions. Il souhaite également que la STEG s'engage dans cette étude.
- La solution sera la construction d'une usine de traitement de l'eau dans la région de Séjoumi et de stopper l'écoulement des eaux dans la rivière Oued Méliène (ASUE).
- (STEG) Nous avons besoin d'une approbation de l'ANPE avant de commencer le projet. Comme pour l'étude approfondie, la Délégation de Radès est priée de présenter une demande officielle au président de la STEG. Puisque nous participons à une étude similaire dans la région de Sousse, nous pouvons certainement nous engager dans une telle étude.
- Nous proposons dans un avenir proche un colloque sur la pollution de la région de Radès (Association Art et Environnement).
- Le Gouvernorat approuve l'initiative du colloque et le proposera au gouvernement tunisien. Il regrette l'absence de l'ANPE à la réunion, bien que l'ANPE ait bien été invitée (Représentant du Gouvernorat de Ben Arous).
- Nous proposons de construire une ceinture verte autour du groupe de centrales électriques de Radès (UTAP).
- (STEG) Nous pouvons le faire
- Le maire adjoint de la Délégation de Radès, voyant qu'il ne reste pas d'autre question, demande si les parties prenantes approuvent l'EIE et le projet. Tous les participants conviennent d'approuver l'EIE préparée par TPE et le projet Radès C.

Résolution :

- Quelques corrections arithmétiques du rapport de l'EIE doivent être faites, à savoir la hauteur de la cheminée, ce qui permettra d'améliorer le résultat des impacts.
- L'EIE devrait être présentée à l'ANPE dès que possible, car le projet aura des effets positifs sur l'économie régionale ainsi que sur l'économie tunisienne en général.

Il est à noter également que, bien que la STEG ait déployé des efforts considérables en invitant directement une association de femmes à la troisième réunion des parties prenantes, en faisant la publicité dans les journaux et en faisant des annonces dans le quartier résidentiel à proximité de la centrale de Radès sur la réunion, il y avait moins de participantes inscrites que lors des deux précédentes réunions. En particulier, la STEG avait invité directement l'AFTURD comme lors de la deuxième réunion et confirmé par téléphone, la réception de la lettre d'invitation par elle.

¹³ Initiative prise par le PNUE pour subventionner les banques privées tunisiennes afin de promouvoir l'installation de panneaux solaires par les citoyens pour obtenir de l'eau chaude. Par le succès de ce projet, le gouvernement tunisien a décidé d'installer 750 000 m² de panneaux solaires sur la période 2010 - 2014.

L'AFTURD, cependant, n'a pas finalement envoyé de délégué à la réunion. D'autre part, trois citoyens de sexe masculin de la Délégation de Radès, ne représentant aucune organisation, avaient participé à la réunion et exprimé leurs opinions.

8.11 Autres

8.11.1 Liste de contrôle environnemental

Le tableau de 8.11-1 montre le résultat de l'examen environnemental et social réalisé en fonction de la liste de contrôle jointe aux lignes directrices de la JICA.

Tableau 8.11-1 Liste de contrôle de la centrale Radès C

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
1 Permis et Explication	(1) Permis de l'EIE et permis environnementaux	<p>(a) Des rapports d'EIE ont-ils déjà été préparés dans le processus officiel?</p> <p>(b) Les rapports d'EIE ont-ils été approuvés par les autorités du gouvernement du pays d'accueil?</p> <p>(c) Les rapports d'EIE ont-ils été approuvés sans condition? Si les conditions sont imposées pour l'approbation des rapports d'EIE, sont-elles remplies?</p> <p>(d) En plus des approbations ci-dessus, d'autres permis environnementaux requis ont-ils été obtenus auprès des autorités réglementaires appropriées du gouvernement du pays d'accueil?</p>	<p>(a) O</p> <p>(b) O</p> <p>(c) N</p> <p>(d) N</p>	<p>(a) Le rapport de l'EIE a été préparé en décembre 2013 et soumis à l'ANPE (Agence Nationale de Protection de l'environnement) le 10 décembre 2013.</p> <p>(b) Le rapport de l'EIE a été approuvé par l'ANPE le 13 février 2014.</p> <p>(C) La STEG a reçu 8 points de conditions et doit soumettre à l'ANPE un rapport EIE mis à jour qui inclut tous les points :</p> <ul style="list-style-type: none"> * L'impact cumulé des centrales et le suivi des projets antérieurs, * L'effet de l'augmentation du volume de dispersion de chaleur et l'extension des tâches en mer, * Le mode de gestion de l'eau saumâtre, * L'impact sur l'eau pendant la phase de construction de la centrale électrique Radès C, * Les détails des rejets de la modélisation de la dispersion (la boussole, les cours d'eau.), * Un plan de suivi environnemental détaillé, * La révision du plan de gestion environnementale, et * La présentation des procès-verbaux des audiences publiques dans le cadre du projet. <p>Le consultant en environnement, TPE, mettra à jour l'EIE dès que possible.</p> <p>(d) La réalisation du projet de Radès C ne nécessite pas d'autres permis environnementaux. La STEG n'a besoin que de l'accord de l'EIE par l'ANPE.</p>

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
1 Permis et Explication	(2) Explications aux acteurs locaux	<p>(a) Le contenu du projet et les impacts potentiels ont-ils été expliqués de manière adéquate aux acteurs locaux sur la base de procédures appropriées, y compris la divulgation d'informations? Les acteurs locaux sont-ils bien imprégnés?</p> <p>(b) Les points de vue des acteurs locaux (tels que les résidents locaux) sont-ils pris en compte dans la conception du projet?</p>	<p>(a) O</p> <p>(b) O</p>	<p>(a) Les acteurs se sont réunis à trois reprises. La première réunion a eu lieu le 20 septembre 2013 et la présentation du projet, l'état du site, les mesures d'atténuations de l'impact sur l'environnement et le plan de gestion de l'environnement ont été expliqués, avec la participation de l'administration locale, des ONG et des résidents locaux vivant autour le site du projet. La deuxième réunion a eu lieu le 13 novembre 2013, fournissant des explications sur l'évaluation de l'impact sur l'environnement, avec un nombre réduit de participants en raison du mauvais temps. En réponse à la demande de report de la réunion par les participants, la troisième réunion a eu lieu le 27 novembre 2013, avec la participation de l'administration locale, des ONG et des résidents locaux. Les questions ont été posées par les participants concernant les énergies renouvelables, la pollution de l'air, la pollution de l'eau, la contribution du projet à l'économie locale entre autres questions, et les participants ont finalement soutenu la mise en œuvre du projet.</p> <p>(b) Les commentaires sont reflétés dans le plan de gestion de l'environnement.</p>
	(3) Examen des solutions alternatives	(a) Des plans alternatifs du projet ont-ils été examinés sur la base des considérations sociales et environnementales?	(a) O	(a) Des alternatives ont été examinées en ce qui concerne l'option zéro, le choix du site, le choix de combustible, et la méthode de production d'électricité.

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
2 Lutte contre la pollution	(1) Qualité de l'air	<p>(a) Les polluants atmosphériques, comme les oxydes de soufre (SOx), les oxydes d'azote (NOx), la suie et la poussière émise par les opérations de la centrale sont-ils conformes aux normes d'émissions du pays? Est-il possible que les polluants atmosphériques émis par le projet créent des zones où la qualité de l'air ambiant n'est pas conforme aux normes nationales? Des mesures d'atténuation sont-elles prises?</p> <p>(b) Dans le cas des centrales au charbon, est-il possible que la poussière provenant des tas de charbon, des installations de manutention du charbon et la poussière provenant des sites d'élimination des cendres de charbon provoque la pollution de l'air? Des mesures adéquates sont-elles prises pour éviter la pollution de l'air?</p>	<p>(a) O (b) N</p>	<p>(a) Le gaz naturel utilisé comme combustible ne contient presque pas de soufre, de cendres et de SOx, par conséquent, il génère très peu de SOx et de particules. La concentration de NOx dans l'émission de gaz est estimée conforme aux normes d'émission de gaz (Détermination de la limite supérieure d'air pollué de sources fixes ; 2010-2519). La simulation de la diffusion atmosphérique de NOx émis par la centrale Radès C (en plus des centrales existantes de Radès A et B et Radès II) a été réalisée et le résultat a indiqué que la concentration de NOx satisfait aux normes de qualité de l'air ambiant (normes tunisiennes relatives à l'air, n° 106 - 04) à tous les points de mesure.</p> <p>(b) Le projet n'est pas une centrale au charbon.</p>
	(2) Qualité de l'eau	<p>(a) Les effluents y compris les effluents thermiques de la centrale sont-ils conformes aux normes sur les effluents du pays ? Est-il possible que les effluents du projet soient à l'origine de la création des zones où la qualité de l'eau ambiante n'est pas conforme aux normes de qualité de l'eau du pays ou provoquent une augmentation significative de la température dans les eaux recevant les eaux évacuées?</p> <p>(b) Dans le cas des centrales au charbon, lixiviats provenant des empilements de charbon et des sites d'élimination des cendres de charbon sont-ils conformes aux normes sur les effluents du pays ?</p> <p>(c) Des mesures adéquates sont-elles prises pour éviter la contamination des eaux de surface, des sols, des eaux souterraines, de l'eau de mer par les effluents ?</p>	<p>(a) O (b) N/D (c) O</p>	<p>(a) Les eaux usées de la centrale Radès C dans la zone maritime environnante comprennent l'effluent thermique, l'eau d'appoint et l'eau de pluie. Les eaux usées domestiques sont acheminées au réseau d'égout et traitées à l'usine de traitement des eaux usées. La conformité de l'effluent à la norme des effluents est confirmée avant le déversement dans la zone maritime. Les effluents thermiques de la centrale Radès C sont évacués dans le canal de décharge utilisé pour les centrales existantes Radès A et B et Radès II. Selon le résultat de la simulation de diffusion des effluents thermiques, en ce qui concerne la zone maximale affectée (augmentation de la température de l'eau de plus de 1 °C) par l'effluent thermique, la zone passera de 100 ha à 110 ha avec le fonctionnement de Radès C par rapport aux centrales existantes, soit une hausse de 10 ha, et l'impact sur les herbiers marins n'est pas envisageable.</p> <p>(b) Le projet n'est pas une centrale au charbon.</p> <p>(c) L'effluent n'est pas évacué dans les eaux de surface ou des eaux souterraines. L'eau d'appoint sera traitée avec la neutralisation, la sédimentation des solides en suspension, et la séparation de l'huile avant le déversement dans la mer afin de répondre aux normes des eaux usées (norme tunisienne relative aux effluents ; n° 106 - 02).</p>

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
2 Lutte contre la pollution	(3) Déchets	(a) Les déchets (tels que les huiles usagées, et les agents des déchets chimiques), les cendres de charbon, et le gypse dérivé de la désulfuration des gaz combustible générés par les opérations de la centrale électrique sont-ils correctement traités et éliminés conformément à la réglementation du pays ?	(a) O	(a) Le projet concerne la centrale au gaz. Ainsi les cendres de charbon et les dérivés de la désulfuration des gaz ne seront pas générés. Les déchets des centrales existantes Radès A et B sont recueillis et traités avec la méthode de traitement spécifiée par le biais de la société de traitement mandatée en fonction du type de déchets. La société de traitement est autorisée par l'ANGED (Agence Nationale de Gestion des Déchets).
	(4) Bruit et vibrations	(a) Les bruits et les vibrations sont-ils conformes aux normes du pays ?	(a) O	(a) La distance de la zone résidentielle la plus proche (Mallaha) à partir du site du projet est d'environ 600 m et le niveau de bruit est réduit d'environ 55 dB par rapport au site (ex. 100 dB -> 45 dB). En conséquence, le niveau de bruit de 50 dB ne sera pas dépassé.
	(5) Affaissement du sol	(a) Dans le cas de l'extraction d'un grand volume d'eau souterraine, est-il possible que l'extraction des eaux souterraines provoque l'affaissement ?	(a) N/D	(a) L'eau douce utilisée dans la centrale sera produite par OI (membrane d'osmose inverse). L'eau souterraine ne sera pas utilisée.
	(6) Odeur	(a) Y a-t-il des sources d'odeurs ? Des mesures adéquates de contrôle d'odeurs sont-elles prises ?	(a) N	(a) Les déchets seront éliminés sur une base périodique afin de s'assurer que l'odeur de putréfaction ne se produise pas.

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
3 Environnement Naturel	(1) Zones protégées	(a) Le site du projet se trouve-t-il dans les zones protégées désignées par les lois du pays ou des traités et conventions internationales ? Est-il possible que le projet ait une incidence sur les zones protégées ?	(a) N	(a) La zone protégée la plus proche du site est l'île Chikly dans le lac de Tunis et est située à 6 km à l'est du site du projet. Il y a également le parc national de Bou-Kornine à 8 km au sud - ouest du site. Les eaux usées ne sont pas rejetées dans le lac de Tunis, il n'y a pas d'impact de la pollution de l'eau sur l'île Chikly. Comme le montrent les résultats de la simulation de la dispersion des gaz d'échappement, il n'y aura pas d'impact de la pollution de l'air sur l'île Chikly et le parc national de Bou - Kornine
	2) Écosystème.	(a) Le site du projet englobe-t-il des forêts vierges, des forêts tropicales humides, des habitats de grande valeur écologique (par exemple, des récifs coralliens, des mangroves, ou battures)? (b) Le site du projet englobe-t-il les habitats d'espèces menacées protégées désignées par les lois du pays ou des traités et conventions internationales? (c) Si les impacts écologiques importants sont prévus, des mesures de protection adéquates sont-elles prises pour réduire les impacts sur l'écosystème? (d) Est-il possible que la quantité d'eau (par exemple, les eaux de surface, eaux souterraines) utilisée par le projet nuise aux milieux aquatiques, comme les rivières? Des mesures adéquates sont-elles prises pour réduire les impacts sur les milieux aquatiques, tels que l'impact sur les organismes aquatiques? (e) Est-il possible que le rejet d'effluents thermiques, la prise d'un grand volume d'eau ou le rejet de lixiviats de refroidissement nuise à l'écosystème des zones d'eau environnantes?	(a) N (b) N (c) N (d) N (E) N	(a) Le projet est mis en œuvre au sein du site de la centrale existante, et il n'existe pas de forêt vierge ou forêt naturelle. Pas de barrière de corail, des mangroves des marais, ou battures autour du site du projet. (b) Le projet est mis en œuvre au sein du site de la centrale existante et les espèces protégées n'y habitent pas. Toutefois, les herbiers marins se trouvent sur le côté nord de la mer (en dehors du site du projet) et ils sont reconnus comme espèce en voie de disparition ou menacée en vertu de la Convention de Barcelone protégeant la mer Méditerranée contre la pollution. (c) Bien que les oiseaux migratoires sont susceptibles de voler à la côte, l'impact du fonctionnement de la centrale sur les oiseaux migratoires est mineur, car il n'y a pas de plan de modification du littoral. Pour répondre aux normes des eaux usées tunisiennes, un système de traitement d'eau sera installé à centrale Radès C. Par conséquent, l'impact significatif sur les herbiers marins n'est pas envisageable. (d) Le débit actuel dans le canal d'eau du port de Radès sera augmenté en raison de la prise d'eau de refroidissement de la centrale Radès C, mais le degré d'augmentation sera infime. Le débit actuel du canal d'évacuation sera également augmenté, mais l'augmentation du débit n'est pas à un niveau à pouvoir modifier le courant de marée. (e) La simulation du modèle de diffusion thermique des eaux usées n'indique pas d'impact sur les herbiers marins existants.

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
4 Environnement social	(1) Réinstallation	<p>(a) La réinstallation involontaire est-elle causée par la mise en œuvre du projet? Si la réinstallation involontaire est provoquée, des efforts sont-ils mis en œuvre pour minimiser les impacts causés par ladite réinstallation ?</p> <p>(b) Une explication adéquate sur l'indemnisation et l'aide à la réinstallation est-elle donnée aux personnes concernées avant la réinstallation ?</p> <p>(c) Le plan de réinstallation, y compris l'indemnisation avec coûts de remplacement intégral, la restauration des moyens de subsistance et du niveau de vie est-il élaboré sur la base des études socio-économiques sur la réinstallation?</p> <p>(d) Des compensations vont-elles être payées avant la réinstallation?</p> <p>(e) Les politiques de compensation sont-elles préparées par écrit ?</p> <p>(f) Le plan de réinstallation accorde-t-il une attention particulière aux groupes ou personnes vulnérables, notamment les femmes, les enfants, les personnes âgées, les personnes en dessous du seuil de pauvreté, les minorités ethniques et les peuples autochtones?</p> <p>(g) Les accords sont-ils passés avec les populations affectées avant la réinstallation ?</p> <p>(h) Le cadre organisationnel est-il mis en place pour mettre en œuvre la réinstallation de manière appropriée? La capacité et le budget sont-ils fixés pour mettre en œuvre le plan?</p> <p>(I) Des plans sont-ils élaborés pour suivre les impacts de la réinstallation ?</p> <p>(J) Le système de règlement des plaintes est-il établi?</p>	<p>(a) N</p> <p>(b) N/D</p> <p>(C) N/D</p> <p>(d) N/D</p> <p>(E) N/D</p> <p>(F) N/D</p> <p>(G) N/D</p> <p>(H) N/D</p> <p>(I) N/D</p> <p>(J) N/D</p>	<p>(a) Le projet est mis en œuvre au sein du site de la centrale existante. L'acquisition de terres n'est pas nécessaire, ce qui n'exige pas de réinstallation.</p> <p>(b) -</p> <p>(c) -</p> <p>(d) -</p> <p>(e) -</p> <p>(f) -</p> <p>(g) -</p> <p>(h) -</p> <p>(i) -</p> <p>(j) -</p>

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
4 Environnement social	(2) Vie et moyens de subsistance	<p>(a) Est-il possible que le projet altère les conditions de vie des populations ? Des mesures adéquates sont-elles prises pour réduire les impacts, le cas échéant?</p> <p>(b) Des infrastructures suffisantes (par exemple, les hôpitaux, les écoles et les routes) sont-elles disponibles pour la mise en œuvre du projet? Si l'infrastructure existante est insuffisante, des plans sont-ils élaborés pour construire de nouvelles infrastructures ou améliorer l'infrastructure existante?</p> <p>(c) Est-il possible que la circulation de grand véhicules pour le transport de matériaux, tels que les matières premières et des produits ait un impact sur la circulation dans les zones environnantes, entrave la circulation des habitants, et représente un danger pour les piétons?</p> <p>(d) Est-il possible que les maladies, notamment les maladies infectieuses, comme le VIH, s'infiltreront en raison de l'immigration de travailleurs du projet? Des mesures adéquates sont-elles prises pour la protection de la santé publique, le cas échéant?</p> <p>(e) Est-il possible que la quantité d'eau utilisée par le projet (par exemple, les eaux de surface, eaux souterraines) et rejets d'effluents thermiques aient un impact négatif sur l'utilisation d'eau existante et des zones aquatiques (en particulier la pêche)?</p>	<p>(a) N (b) O (c) O (d) O (E) N</p>	<p>(a) La centrale Radès A a commencé à fonctionner en 1985, celle de Radès B en 1998 et la centrale de Radès II en 2002. Les centrales existantes ont environ 30 ans d'histoire au sein de la communauté locale marquée par leur exploitation et leur expansion. Le projet porte sur l'extension de la centrale électrique existante dans le site, et l'impact significatif sur la communauté locale sera évité.</p> <p>(b) Il existe des infrastructures suffisantes dans le site du projet, donc il n'y a pas de problème avec la mise en œuvre du projet.</p> <p>(c) Il est possible de transporter des matériaux pendant la phase de construction à l'aide de véhicules lourds. Les populations locales seront informées en temps opportun par la police.</p> <p>(d) Des examens médicaux pré-emploi et périodiques seront effectués au cours de la phase de construction pour les travailleurs externes (travailleurs techniques, etc.). De même, une éducation et une formation sur les soins de santé des travailleurs seront menées.</p> <p>(e) La pêche à petite échelle est réalisée dans la zone de mer en face du site. Toutefois, la zone de la mer influencée par l'effluent thermique de la centrale existante est reconnue comme une zone adéquate de pêche à petite échelle. Par conséquent, l'impact négatif sur la pêche à petite échelle par les effluents thermiques de la centrale Radès C ne se fera sentir que rarement. - Même si la migration des organismes marins est envisagée, l'impact de l'extension de la zone ayant subi une hausse de température sur les organismes marins ciblés par la pêche au filet maillant sera très limité.</p>

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
4 Environnement social	(3) Patrimoine	(a) Est-il possible que le projet risque d'endommager le patrimoine archéologique, historique, culturel et religieux local? Des mesures adéquates sont-elles envisagées pour protéger ces sites conformément aux lois nationales ?	(a) N	(a) Il n'existe pas de patrimoine historique, culturel et / ou archéologique autour du site.
	(4) Paysage	(a) Est-il possible que le projet porte atteinte au paysage local? Des mesures nécessaires sont-elles prises?	(a) N	(a) La centrale électrique existante est déjà intégrée dans le paysage local, et le projet n'affectera pas le paysage local. Il n'y a pas de paysage pittoresque autour du site du projet. Cependant, la STEG prendra des mesures telles que la plantation d'arbres et d'arbustes pour minimiser les effets sur le paysage.
	(5) Minorités ethniques et peuples autochtones	(a) Des mesures sont-elles prises pour réduire les impacts sur la culture et le mode de vie des minorités ethniques et des peuples autochtones? (b) Tous les droits des minorités ethniques et des peuples autochtones en matière de terres et de ressources sont-ils respectés?	(a) N/D (b) N/D	(a) En Tunisie, les minorités ethniques n'existent pas. Par conséquent, un impact sur les minorités ethniques et les peuples autochtones ne se produira pas. (b) -
	(6) Conditions de travail	"(a) Le promoteur du projet ne viole-t-il pas des lois et règlements nationaux sur les conditions de travail qu'il devrait pourtant respecter dans le cadre du projet? (b) Des mesures de sécurité matérielles sont-elles en place pour les personnes impliquées dans le projet, telles que l'installation d'équipements de sécurité pour prévenir les accidents du travail et la gestion des matières dangereuses? (c) Des mesures de sécurité immatérielles sont-elles planifiées et mises en œuvre pour les personnes impliquées dans le projet, comme la mise en place d'un programme de sécurité et de santé, et la formation à la sécurité (y compris la sécurité de la circulation et la santé publique) pour les travailleurs, etc.? (d) Les mesures appropriées sont-elles prises pour s'assurer que les agents de sécurité impliqués dans le projet ne violent pas la sécurité d'autres personnes impliquées, ou les résidents locaux?"	(a) O (b) O (c) O (d) O	(a) La STEG a insisté sur le respect des lois et règlements du travail (b) La STEG a insisté qu'ils prendront dûment en considération la sécurité des travailleurs sur l'aspect matériel, comme l'installation de l'équipement de sécurité et la gestion des substances dangereuses afin de prévenir les accidents du travail. (c) La STEG a insisté sur la formation continue sur l'aspect logiciel, tel que la mise en œuvre du plan de sécurité de travail, y compris la formation sur la sécurité routière et l'hygiène publique pour le personnel. (d) La STEG prendra les mesures appropriées pour assurer la sécurité du personnel du projet et des populations locales grâce à des agents de sécurité. À cette même fin, un système de coopération avec la police et les forces militaires pour protéger la sécurité de la centrale sera établi.

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
5 Autres	(1) Impacts durant la construction	<p>(a) Des mesures adéquates pour réduire les impacts lors de la construction (par exemple, le bruit, les vibrations, l'eau trouble, la poussière, les gaz d'échappement, et les déchets) sont-elles prises?</p> <p>(b) Si les activités de construction ont un impact négatif sur l'environnement naturel (écosystème), des mesures appropriées sont-elles prises pour mitiger de tels impacts?</p> <p>(c) Si les activités de construction ont un impact négatif sur l'environnement social, des mesures sont-elles prises pour faire face à ces impacts?</p>	<p>(a) O (b) N</p>	<p>((a) Les mesures suivantes seront prises contre la pollution. L'obligation de conformité aux lois et aux règlements pertinents par l'entreprise de construction sera précisée dans le contrat et confirmée dans le processus de gestion de la construction.</p> <p>(a)-1 Bruit La distance de la zone résidentielle la plus proche (Mallaha) à partir du site du projet est d'environ 600 m et le niveau de bruit est réduit d'environ 55 dB par rapport au site (ex. 107 dB -> 52 dB). Cependant, le niveau de bruit est amorti par la clôture entourant la zone de construction et la clôture des limites du site du groupe des centrales Radès. Par conséquent, le niveau de bruit ne dépasse pas la valeur stipulée dans le décret n ° 84-1556 relatif au niveau de bruit.</p> <p>(a)-2 Qualité de l'eau Des canaux, fossés et un bassin de décantation temporaire seront creusés et fouillés autour de la zone de construction. Une installation de traitement des eaux usées pour les travailleurs, comme une fosse septique et un séparateur d'huile pour l'eau de ruissellement huileux, seront installés dans la zone de construction.</p> <p>(a)-3 Qualité de l'air Le site de construction sera arrosé et des bâches seront utilisées pour couvrir les camions transportant de la terre pour éviter la dispersion de la poussière. L'entretien des machines sera effectué régulièrement et cela aura pour effet de réduire les émissions de gaz d'échappement.</p> <p>(a)-4 déchets Les déchets de construction et les déchets en général seront réutilisés, recyclés ou éliminés suivant les règlements y afférentes. Les déchets dangereux, tels que les déchets d'huile et les batteries usées, seront traités par les sociétés appropriées en Tunisie.</p> <p>(b) L'activité de la construction est réalisée sur le site de la centrale existante où aucune des espèces protégées n'est observée. Bien que les oiseaux migratoires soient susceptibles de voler sur la côte, l'impact des travaux de construction sur les oiseaux migratoires est mineur, car il n'y a pas de plan de modification du littoral.</p>

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
5 Autres	(1) Impacts durant la construction	(c) Si les activités de construction ont un impact négatif sur l'environnement social, des mesures adéquates sont-elles prises pour réduire les impacts?	(c) O	<p>(C) -1 Pêche La pêche à petite échelle est menée dans la région de la mer en face du site. Toutefois, les eaux usées provenant des travaux de construction seront traitées afin de répondre aux normes de traitement des eaux usées déversées et les travaux de construction n'auront pas trop d'impact négatif sur la pêche à petite échelle.</p> <p>((C) -2 Circulation Tous les matériaux, l'équipement et les machines à importer en Tunisie pour le projet sont moins de 0,2% du volume total traité par le port de Radès. Par conséquent, il ne devrait y avoir aucun problème grave en termes de transport maritime. Pour les véhicules, l'utilisation de bus sera encouragée pour réduire l'augmentation du nombre de véhicules utilisés. À titre de mesure de prévention des accidents, quand de gros camions passeront autour du site pour transporter des véhicules lourds et des équipements de grande taille dans le site, les gens des environs seront informés par la police.</p> <p>(C) -3 Conflit local Les travailleurs extérieurs doivent apprendre à respecter les coutumes locales afin de faciliter de bonnes relations avec les populations locales et devraient promouvoir la communication lesdites populations.</p> <p>(c) -4 Maladies infectieuses Des examens médicaux pré-emploi et périodiques devraient être effectués pour les travailleurs externes (travailleurs techniques, etc.). Une éducation et une formation sur les soins de santé des travailleurs seront menées.</p>
	(2) Mesures de prévention des accidents	(a) Dans le cas des centrales au charbon, des mesures adéquates sont-elles prévues pour empêcher la combustion spontanée des empilements de charbon (par exemple, les systèmes de gicleurs d'incendie)?	(a) N/D	(a) Le projet n'est pas une centrale au charbon.

Catégorie	Élément sur l'environnement	Principaux points de contrôle	Oui :O Non :N	Confirmation des considérations environnementales (Motifs, mesures d'atténuation)
5 Autres	(3) Suivi	(a) Le promoteur élabore et met-il en œuvre le plan de suivi des effets sur les éléments de l'environnement qui sont considérés comme ayant des impacts potentiels? (b) Quels sont les éléments, les méthodes et les fréquences du plan de suivi ? (c) Le promoteur met-il en place un cadre adéquat de suivi (organisation, personnel, équipement, et un budget suffisant pour maintenir le cadre de suivi)? (d) Y a-t-il des exigences réglementaires relatives au système de rapport de suivi défini, tels que le format et la fréquence des rapports du promoteur aux autorités réglementaires?	(a) O (b) O (c) O (d) N/D	(a) La STEG a déjà préparé le plan de suivi des effets sur l'environnement (EMOP). (b) L'EMOP contient la surveillance de la qualité de l'air, de la qualité de l'eau, du bruit, de l'écosystème, des déchets, et des aspects sociaux lors de la construction et de l'exploitation. Tous les articles, les méthodes et les fréquences de la surveillance sont rédigés sur l'opération d'urgence et le formulaire de suivi. (c) La STEG a confirmé qu'ils mettront en place un cadre de surveillance adéquat pendant la phase de construction et d'exploitation du projet. (d) En Tunisie, la déclaration de résultat du suivi de l'autorité compétente n'est pas régie par la Loi et la réglementation. Cependant, la STEG informera périodiquement la JICA du résultat du suivi.
6 Remarques	Référence à la Liste de contrôle des autres secteurs	(a) Le cas échéant, les éléments pertinents décrits dans la liste de contrôle de la transmission de l'électricité et lignes de distribution doivent également être vérifiés (par exemple, les activités comprenant l'installation de lignes de transmission électrique et / ou des installations de distribution électrique). (b) Le cas échéant, les éléments pertinents décrits dans les listes de contrôle des ports doivent également être vérifiés (par exemple, les activités comprenant la construction d'installations portuaires).	(a) N/D (b) N/D	(a) Le projet ne comprend pas la transmission et / ou de lignes de distribution. (b) Le projet n'implique pas la construction et l'expansion de l'installation portuaire.
	Remarque sur l'utilisation de la Liste de contrôle de l'environnement	(a) Le cas échéant, les impacts transfrontaliers ou sur des problèmes mondiaux doivent être confirmés (par exemple, les activités comprenant des facteurs qui peuvent causer des problèmes, tels que le traitement transfrontalier des déchets, les pluies acides, la destruction de la couche d'ozone et le réchauffement climatique).	(a) N/D	Le total mondial d'émission de CO ₂ , en 2012 était de 34,5 milliards de tonnes, dont 90 % provenaient de la combustion des combustibles fossiles, et le secteur de la production d'électricité est la plus grande source de production d'énergie. Les émissions de CO ₂ annuelles du projet sont supposées être 1,161 millions de tonnes, constituant 0,004 % de la production totale de CO ₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles.

- 1) En ce qui concerne le terme « normes nationales », mentionné dans le tableau ci-dessus, dans le cas où les normes environnementales dans le pays où le projet a lieu divergent de manière significative des normes internationales, des études environnementales appropriées doivent être réalisées.
Dans les cas où les réglementations environnementales locales doivent encore être mises en place dans certaines régions, des mesures doivent être prises en fonction de comparaisons avec des normes appropriées d'autres pays (y compris l'expérience du Japon).
- 2) La liste de contrôle environnemental prévoit des points environnementaux généraux à vérifier. Il peut être nécessaire d'ajouter ou de supprimer un élément en tenant compte des caractéristiques du projet et des circonstances particulières du pays et de la localité dans laquelle le projet se déroule.

Source: STEG et Équipe d'étude de la JICA

8.11.2 Formulaire de suivi

Les éléments à surveiller sont décidés selon le secteur et la nature du projet, en se référant à la liste des éléments suivante.

(1) Phase de construction

1) Qualité de l'air (patrouille sur site pour vérifier la mise en œuvre des mesures d'atténuation)

Mesures d'atténuation	Lieu	Date	Temps	Résultat de l'inspection (Réalisée ou non réalisée)	Remarques
Arrosage					
Utilisation des bâches pour couvrir les camions					
Autres ()					

Source : JICA et STEG

2) Qualité de l'eau (point d'évacuation)

(Date:)

Paramètre	Unité	Résultat	Norme tunisienne pour les effluents (n°. 106-02) (Rejet dans la mer)	Remarques
Température	°C.		35	
pH	-		6,5 – 8,5	
DBO ₅	Mg/L		30	
DCO	Mg/L		90	
Solides en suspension	Mg/L		30	
Total des hydrocarbures aliphatiques (Huile, graisse, goudron)	Mg/L		10	

Source : JICA et STEG

3) Bruit

Date:

(Unité : dBA)

Emplacement	Résultat (L ₅₀)	Décret n ° 84-1556 sur la régulation des zones industrielles concernant le niveau de bruit	Directives SFI/ EHS (Général ; 2007)	Remarques
Limite de la centrale (1)		-	70	
Limite de la centrale (2)				
Limite de l'habitation la plus proche		50	Jour (07h00-22h00): 55 Nuit (22h00 -7h00): 45	

Source : JICA et STEG

4) Écosystème.

a. Situation des oiseaux migrateurs deux ans après le début des constructions

(Date:)

Nom scientifique	Nom local	Nom anglais (français)	Nombre total de la population	État de conservation		Remarques
				UICN	Décision du Ministère de l'Agriculture et des Ressources Hydrauliques du 19 Juillet, 2006	

Source : JICA et STEG

b. Herbiers marins

(Date:)

(Unité : Degré de couverture (en %))

Espèce	St.3	St.5	St.6	St.7	St.12	Remarques
1						
2						
.						
.						
.						

Remarque : le point d'échantillonnage est le même que celui de la surveillance de l'eau de mer en phase d'exploitation

Source : JICA et STEG

5) Autres

a. Déchets

- Déchets- Types et quantité de déchets, et méthode d'élimination

Durée: / / ~ / /

Type de déchets	Quantité	Source de déchets	Stockage	Collecte	Élimination
Déchets généraux					
Déchets généraux		Travail de bureau et des travailleurs de construction			
Déchets de construction *					
Copeaux métalliques					
Déchets plastiques					
Copeaux de bois					
Déchets de verre					
Huiles usées					
Batteries					

*: Le paramètre de type de déchets peut être supprimé et / ou ajouté en conformité avec le type réel des déchets

Source : JICA et STEG

b. Environnement social

- Infrastructure sociale : Liste du nombre de voitures utilisées pour les travaux de construction

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi
Nombre de voitures	

Source : JICA et STEG

- Conflit local : Nombre et contenu des plaintes reçues et réponse

Durée: / / ~ / /

Date	Nom	Contenu	Réponse	Remarques

Source : JICA et STEG

- Maladies infectieuses: Enregistrement de santé des travailleurs

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Nombre de contrôles médicaux pré-emploi		
Nombre de contrôles médicaux périodiques		

Source : JICA et STEG

c. Environnement de travail et accidents

- Enregistrement des accidents

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Accident du travail		

Source : JICA et STEG

d. Accidents

- Enregistrement des accidents de la circulation

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Traffic accident		

Source : JICA et STEG

e. Émission de CO₂

- Document d'immatriculation de véhicule (comme une preuve de l'entretien des machines)

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Nombre de contrôle de l'immatriculation des véhicules		

Source : JICA et STEG

(2) Phase d'exploitation

1) Qualité de l'air

a. CEMS (Système de surveillance continue des émissions)

Durée: / / ~ / /

Paramètre	Unité	Période excédant la norme	Détermination de la limite supérieure de l'air pollué des sources fixes (2010-2519)	Directives SFI / EHC (Centrale thermique; 2008)	Remarques
SOx	mg/Nm ³		10	-	
NOx	mg/Nm ³		50	51	
CO	mg/Nm ³		85	-	

Notes: Gaz à sec, les valeurs sont converties en 15 % de la concentration en O₂

Source : JICA et STEG

2) Qualité de l'eau

a. Sortie de vidange

(Échantillonnage)

(Date:)

Paramètre	Unité	Résultat		Norme tunisienne pour les effluents (n°. 106-02) (Rejet dans la mer)	Directives SFI/ EHS		Remarques
		Arrivée	Sortie		Eaux usées de l'industrie (Centrale thermique; 2008)	Égout sanitaire (Général; 2007)	
Température	°C.			35	-	-	
pH	-			6,5 – 8,5	6 - 9	6 - 9	
DBO ₅	mg/L			30	-	30	
DCO	mg/L			90	-	125	
Solides en suspension	mg/L			30	50	50	
Total des hydrocarbures aliphatiques (Huile, graisse, goudron)	mg/L			10	10	10	
Chlore résidue	mg/L			-	0,2	-	
NO ₃ -N	mg/L			90	-	-	
NO ₂ -N	mg/L			5	-	-	
NH ₃ -N	mg/L			30	-	-	
PO ₄ -P	mg/L			0,1	-	-	

Source : JICA et STEG

(Mesure en continu : pH, Température)

Durée: / / ~ / /

Paramètre	Emplacement	Période excédant la norme	Norme tunisienne pour les effluents (n°. 106-02) (Rejet dans la mer)	Directives SFI/ EHS (Centrale thermique : 2008)	Remarques
pH	Arrivée	h	6,5 – 8,5	6 - 9	
	Sortie	h			

Température	Arrivée	h	35°C	-	
	Sortie	h			

Source : JICA et STEG

b. Eau de mer

(Date:)

Paramètre	Unité	St.1:Arrivée		St.3		St.5		St.6	
		Surface	Bas	Surface	Bas	Surface	Bas	Surface	Bas
Profondeur	M								
Température	°C								
Salinité	-								
pH	-								
DBO ₅	mg/L								
DCO	mg/L								
Solides en suspension	mg/L								
Total des hydrocarbures aliphatiques (Huile, graisse, goudron)	mg/L								
NO ₃ -N	mg/L								
NO ₂ -N	mg/L								
NH ₃ -N	mg/L								
PO ₄ -P	mg/L								

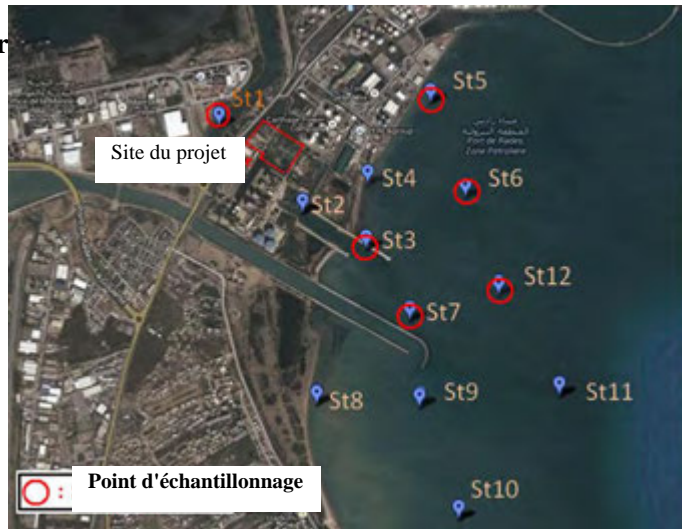
Paramètre	Unité	St.7		St.12		Moyenne		Normes japonaise de qualité de l'eau ambiante * (Protection de l'environnement)
		Surface	Bas	Surface	Bas	Surface	Bas	
Profondeur	M							-
Température	°C							-
Salinité	-							-
pH	-							7,0 – 8,3
DBO ₅	mg/L							-
DCO	mg/L							< 8
Solides en suspension	mg/L							-
Total des hydrocarbures aliphatiques (Huile, graisse, goudron)	mg/L							Pas de détection substances d'extraction N-hexane)
NO ₃ -N	mg/L							-
NO ₂ -N	mg/L							-
NH ₃ -N	mg/L							-
PO ₄ -P	mg/L							-

Remarque : * Pour référence

Source : JICA et STEG

<Point d'échantillonnage de l'eau de mer

Station	Lat.	Long.
St1	36°47'58.00N''	10°16'49.50N''
St3	36°47'37.50N''	10°17'20.20N''
St5	36°48'02.00N''	10°17'33.60N''
St6	36°47'46.20N''	10°17'41.00N''
St7	36°47'25.80N''	10°17'29.42N''
St12	36°47'28.60N''	10°17'48.10N''



3) Bruit

Date:

(Unité : dBA)

Emplacement	Résultat (L ₅₀)	Décret n ° 84-1556 sur la régulation des zones industrielles concernant le niveau de bruit	Directives SFI/ EHS (Général ; 2007)	Remarques
Limite de la centrale (1)		-	70	
Limite de la centrale (2)				
Limite de l'habitation la plus proche		50	Jour (07h00-22h00): 55 Nuit (22h00 – 7h00): 45	

Source : JICA et STEG

4) Écosystème.

Migration des oiseaux : **Si des espèces protégées sont observées au cours de la phase de construction.**

(Date:)

Nom scientifique	Nom local	Nom anglais (Français)	Nombre total de la population	État de conservation		Remarques
				UICN	Décision du ministère de l'agriculture et des Ressources Hydrauliques du 19 Juillet, 2006	

Source : JICA et STEG

b. Herbiers marins

(Date:)

(Unité : Degré de couverture (en %))

	Espèce	St.3	St.5	St.6	St.7	St.12	Remarques
1							
2							
.							
.							

.							
.							

Remarque : le point d'échantillonnage est le même que celui de surveillance de l'eau de mer
Source : JICA et STEG

5) Autres

a. Déchets

- Type et quantité de déchets, et méthode d'élimination

Durée: / / ~ / /

Type de déchets	Quantité	Unité	Source de déchets	Stockage	Collecte	Élimination
Déchets généraux						
Déchets généraux		Tonnes	- Travail de bureau - Travailleurs de la centrale			
Déchets ménagers ordinaires (cantine)		Tonnes	- Cantine			
Déchets solides						
Huiles usées		Litres	- Travaux de la centrale			
Batteries utilisées		Batteries	- Travaux de la centrale			
Herbiers marins		Tonnes	- Prise d'eau			
Résidu solide		Tonnes	- Procédé de traitement d'eau de mer			
Sable contaminé à l'huile		Tonnes	- Travaux de la centrale			
Chiffon à poussière contaminé avec de l'huile		Tonnes	- Travaux de la centrale			

Source : JICA et STEG

b. Environnement social

- Conflit local : Nombre et contenu des plaintes reçues et réponse

Duration: / / ~ / /

Date	Nom	Contenu	Réponse	Remarques

Source : JICA et STEG

c. Environnement de travail et accident

- Enregistrement d'accidents

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Accident du travail		

Source : JICA et STEG

d. Accidents

- Enregistrement des accidents

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Accident de la circulation		

Élément	Résultats de suivi	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Alimentation		
Gasoil		
Gaz naturel		
Pétrole et des produits chimiques		

Source : JICA et STEG

e. Émission de CO₂

- Calculer les émissions de CO² provenant de la consommation de combustible

Durée: / / ~ / /

Élément	Résultats (unité : tonne / année)	Mesures à prendre (Le cas échéant)
Quantité d'émission de CO ₂		

Source : JICA et STEG

8.12 Estimation des réductions de gaz à effet de serre

8.12.1 Méthodologie

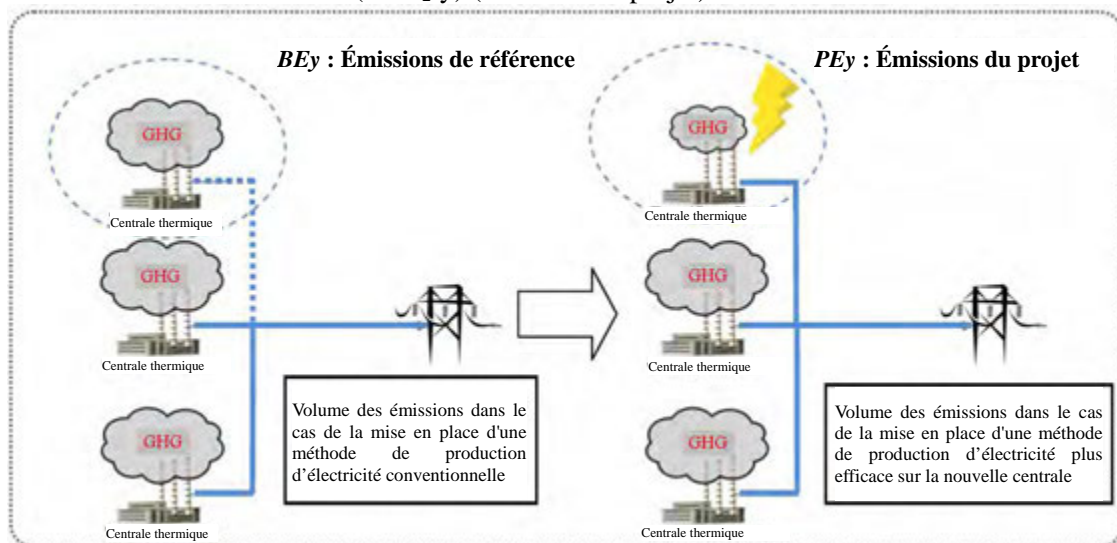
Ce projet est considéré comme un projet d'atténuation du changement climatique, et son effet d'atténuation a été calculé en référence à « JICA Climat-FIT (Atténuation) Outil financier pour l'atténuation de l'impact sur le changement climatique, 2011 ». La méthode de calcul de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) est présentée ci-dessous (Figure 8.12-1).

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

ER_y : Réduction des émissions de GES en « y » année y atteint par projet (t-CO₂/y)

BE_y : Réduction des émissions de GES en « y » année y avec un générateur d'électricité de faible efficacité (t-CO₂/y) (émission de référence)

PE_y : Réduction des émissions de GES en « y » année y après amélioration de l'efficacité (t-CO₂/y) (émission du projet)



Source : JICA Climat-FIT (Atténuation) Outil financier pour l'atténuation de l'impact sur le changement climatique, 2011

Figure 8.12-1 Images des Réductions des émissions

1) Calcul de l'émission de référence

Puisque la quantité de puissance fournie du réseau avant le début du projet est censée ne pas changer après l'achèvement du projet, la puissance fournie réduite par la centrale électrique existante doit être équivalente à la puissance fournie générée par la nouvelle centrale.

$$BE_y = EG_{BL,y} \times EF_{BL,y}$$

BE_y : Émission de référence (émission de GES avec un générateur d'électricité de faible efficacité (t-CO₂/y))

$EG_{BL,y}$: Réduction de la puissance électrique nette par les centrales existantes, qui est équivalente à la puissance fournie de la nouvelle centrale $EG_{PJ,y}$, (MWh/y)

$EF_{BL,y}$: Facteur d'émission de CO₂ de la production d'électricité de la centrale électrique peu efficace (t-CO₂/MWh)

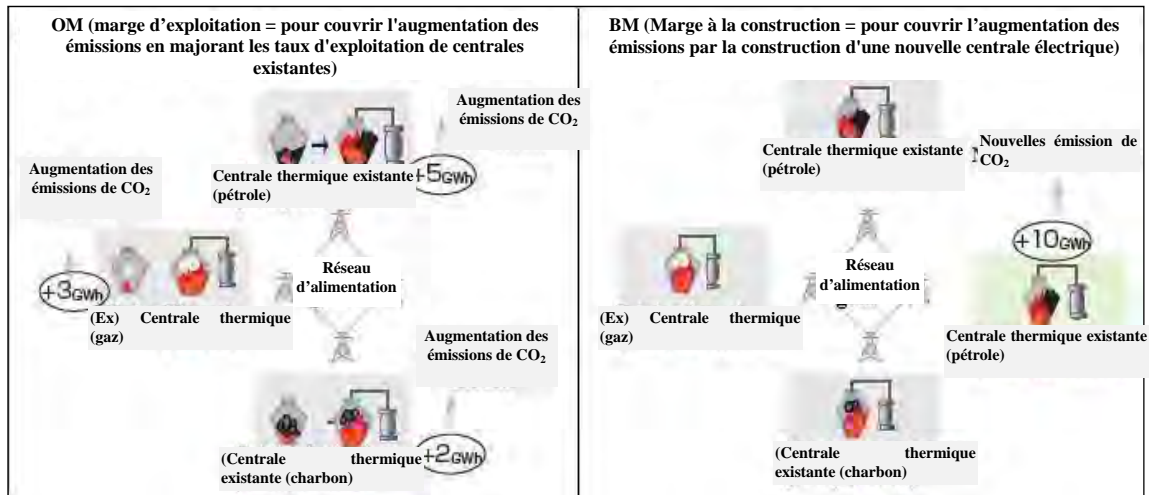
Il existe trois options pour le calcul de coefficient de référence (baseline) des émissions (t-CO₂/MWh)

Option 1 le coefficient d'émission de la marge à la construction (t-CO₂/MWh)

Option 2 le coefficient d'émission de la marge combinée (avec un poids de 50/50 de marge à l'exploitation / de marge à la construction)

Option 3 coefficient d'émission (t-CO₂/MWh) identifié comme le scénario de référence le plus probable

Les images des coefficients de marge d'émission à l'exploitation (OM) et de marge d'émissions à la construction (BM) sont présentées à la Figure 8. 12-2.



Source: http://gec.jp/gec.jp/Activities/cdm_meth/pACM0002-old-080414.pdf

Figure 8.12-2 Images de l'OM et BM

2) Calcul de l'émission du projet

L'émission du projet sera déterminée en multipliant la puissance nette produite par la nouvelle centrale et le facteur d'émission de CO₂ de l'électricité pour les nouvelles centrales.

$$PE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

PE_y : Émissions du projet (émissions de GES après l'activité du projet (t-CO₂/y))

$EG_{PJ,y}$: Capacité annuelle de production d'électricité après le projet (efficacité de fin de transmission) (MWh/an)

$EF_{PJ,y}$: Facteur d'émission de CO₂ de la production d'électricité (t-CO₂/MWh)

Calcul du facteur d'émission de CO₂ de l'électricité du projet : $EF_{PJ,y}$

Le coefficient d'émission de CO₂ de l'électricité de la nouvelle centrale est calculé en utilisant les données prévues de facteur d'émission de CO₂ de carburant et l'efficacité de la production et de la puissance fournie de la nouvelle centrale avant le début du projet, et les données mesurées doivent être utilisées après l'achèvement du projet.

Le facteur d'émission de CO₂ du combustible « i » doit être le même que celui de la ligne de base, puisque les propriétés du combustible sont les mêmes pour les deux cas.

$$EF_{PJ,y} = \{ COEF_i / (\eta_{PJ,y}/100) \} \times 0,0036$$

$EF_{PJ,y}$: Facteur d'émission de CO₂ de la production d'électricité (t-CO₂/MWh)

$COEF_i$: Facteur d'émission de CO₂ du combustible « i » en fonction de la valeur calorifique (t-CO₂/TJ)

$\eta_{PJ,y}$: Valeur prévue du rendement de la production après l'amélioration

0,0036:: Facteur de conversion de l'électricité (méga watt heure) à l'énergie thermique (térajoule), (TJ / MWh)

8.12.2 Estimation de l'effet des réductions d'émissions de gaz à effet de serre

1) Émission de référence

L'IGES (Institut des stratégies environnementales mondiales) du Japon fournit à la Tunisie les trois facteurs d'émission comme indiqués dans le Tableau 8.12-1 ci-dessous.

Tableau 8.12-1. Grille des facteurs d'émissions de CO₂ en Tunisie

Marge	Unité	Moyenne
Marge combinée (CM)	t-CO ₂ / MWh	0,5536
Marge à l'exploitation (OM)	t-CO ₂ / MWh	0,5711
Marge à la construction (BM)	t-CO ₂ / MWh	0,5215

Source: <http://pub.iges.or.jp/modules/envirolib/view.php?docid=2136>

Étant donné que non seulement les centrales à cycle combiné, mais également les centrales thermiques conventionnelles sont programmées pour le futur plan de la STEG en Tunisie, utiliser la marge combinée (CM) comme base de référence d'émission semble être plus conservatoire et plus approprié que d'utiliser la marge à la construction (BM). Par conséquent, nous adoptons ici la marge combinée (CM) comme facteur de base de référence des émissions.

Coefficient de référence des émissions : 0,5536 (t-CO₂/ MWh)

2) Émissions du projet

Concernant la centrale CCPP Rades C, le facteur d'émission de CO₂ du combustible i: $COEF_i$ et le facteur d'émission de CO₂ de l'électricité : $EF_{PJ,y}$ peut être calculé à l'aide des mêmes équations que pour les anciennes centrales en changeant uniquement le chiffre

correspondant à l'efficacité de production dans le Tableau 8.12-1. Les résultats sont présentés dans le Tableau 8.12-2.

Tableau 8.12-2 Calcul du facteur des émissions de CO₂ pour le projet Radès C

Rubrique	Unité	Valeur	Remarques
Type de combustible	-	Gaz naturel	Remarque-1)
Pouvoir calorifique supérieur, PCS	kJ/kg	50 716	(idem)
Pouvoir calorifique inférieur, PCI	kJ/kg	45 750	(idem)
Carbone contenu dans le combustible, C%	Poids (%)	70,37	(idem)
Facteur d'émission de CO ₂ du combustible i :	t-CO ₂ /TJ	56,36	Remarque-2)
Efficacité nette de la production de l'ancienne centrale, $\eta_{PJ/y}$	%	56,6	Remarque-3)
Facteur de conversion de l'énergie électrique (méga watt heure) en énergie thermique (tétra joule)	TJ/MWh	0,0036	
Facteur d'émission de CO ₂ de la production d'électricité, $EF_{PJ,y}$	t-CO ₂ /MWh	0,3585	Remarque-4)

Remarques :

- 1) Voir le Tableau 6.1.1-1 pour les propriétés du gaz combustible.
 - 2) Facteur d'émission de CO₂ du combustible i,
 $COEF_i = (C\%/100) / PCI \times (44,01/12,011) \times 10^6$
 - 3) L'efficacité de la production nette de la nouvelle centrale est citée à partir de
 - 4) Facteur d'émission de CO₂ de l'électricité, $EF_{PJ,y} = \{COEF_i / (\eta_{PJ,y} / 100)\} \times 0,0036$
- 3) Essai de calcul de la réduction des GES
- Le Tableau 8.12-3 présente un résultat du calcul d'essai de réduction des émissions de CO₂ du projet d'après les données de performances prévues pour la centrale à cycle combiné dotée de la turbine à gaz M701 F4. Les émissions de référence BE_y sont de 1.793.116 t-CO₂/y, et les émissions du projet PE_y sont de 1.161.185 t-CO₂/y, par conséquent la réduction des émissions est de 631.931 t-CO₂/y.

Tableau 8.12-3 Production et émissions de CO₂ de CCPP Rades C

Rubrique	Unité	Valeur	Remarques
Puissance de sortie brute de CCPP	MW	435,0	D'après la Fig. 6.1.5-3
Rendement thermique brut	%	56,6	(idem)
Facteur de capacité	%	85	CF
Production d'électricité	MWh	3.239.010	$MW \times 8760 \times (CF/100)$
Émission de CO ₂ annuelle	tonne	1.161.185	$F \times 8760 \times (CF/100) \times (C\%/100)$
Facteur d'émission de CO ₂ de l'électricité de référence	tonne/MWh	0,5536	tonne/MWh
Facteur d'émission de CO ₂ de l'électricité du projet	tonne/MWh	0,3585	
Émissions de référence, BE _y	t-CO ₂ /MWh	1.793.116	
Émissions du projet, PE _y	t-CO ₂ /y	1.161.185	
Réduction des émissions	t-CO ₂ /y	631.931	

Source : Équipe d'étude de la JICA

ANNEXE

1. 1ère réunion des parties prenantes
2. 2e réunion des parties prenantes
3. 3e réunion des parties prenantes

1. 1ère réunion des parties prenantes



**THE PREPARATORY SURVEY FOR RADES COMBINED CYCLE POWER PLANT PROJECT
IN TUNISIA - TEPSCO (TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.)**

ENVIRONMENTAL AND SOCIAL CONSIDERATION

Procès-verbal minute de la Consultation Publique des Parties Prenantes		
Emetteur : Abdeladhim ENNAIFER	Lieu : salle des fêtes de la Municipalité de Mégrine	Date : 20/09/2013
		Heure : 10h00
Objet : Consultation Publique des Parties Prenantes pour l'Etude d'Impact sur l'Environnement		Durée de la réunion : 2H
Liste des participants :		
Noms et Prénoms	Organisme	
1. Mr Kamel ECHARABI	Gouverneur de Ben Arous	
2. Mme Sayaka TANIGUCHI	JICA	
3. Mr Kaita TSUCHIYA	JICA	
4. Mme Kérïma KEFI	JICA	
5. Mr Nizar JABEUR	JICA	
6. Mr Amri OUANNES	Gouvernorat Ben Arous	
7. Mme Meïssoune BEN NSIRA	Commune de Radès	
8. Mr Medi BEN YOUSSEF	Commune de Radès	
9. Mme Hanen JAOUADI	Ministère de l'Agriculture	
10. Mr Hazem YAHYAOUÏ	GMG Radès Pétrole	
11. Mme Lamia BEN SALAH	ANPE	
12. Mr Abdesselem FRIGA	UTICA Radès	
13. Mr Ali FOURATI	UTICA Ben Arous	
14. Mr Mongi SAIDANI	UTAP	
15. Mr Ribai BEN HANA	APAL	
16. Mr Hamza ATALLAH	ASUE	
17. Mme Rania BADRI CHERIF	TPE	
18. Mr Ahmed SIALA	TPE	
19. Mr Salah SAYADI	STEG DEQ	
20. Mr Mezri MNARI	STEG DEQ	
21. Mr Néjïb SAYARI	STEG DEQ	
22. Mr Imed MKAOUAR	STEG CPR	
23. Mr Ahmed TAAMALLAH	STEG CPR	
24. Mr Hatem OUSLATI	STEG CPR	
25. Mr Hichem ALLOUCHE	STEG DSE	
26. Mr Slim DOUIK	STEG DSE	
27. Mr Mourad AYED	STEG DES	
28. Mr Moez KERFAI	STEG DSE	
29. Melle Wala ALAYA	STEG DSE	
30. Mohamed Meïjdi HAMMOUDA	STEG	
31. Mr Kunio HATANAKA	TEPSCO TEAM	
32. Tadashi NAKAMORA	TEPSCO TEAM (Japan Nus)	
33. Mr Abdeladhim ENNAIFER	TEPSCO TEAM (Tema Consulting)	
34. Mr Ameur JERIDI	Interpète	



A. ORDRE DU JOUR DE LA REUNION

- 1) Consultation Publique des Parties Prenantes pour l'Etude d'Impact sur l'Environnement.

B. COMPTE RENDU DES INTERVENTIONS DES PARTICIPANTS

- La séance a été ouverte par Mr le Gouverneur qui a souhaité la bienvenue aux présents. Suite à cela il a donné la parole aux différents intervenants
- La première présentation a été donnée par Mr Hichem ALLOUCHE Responsable de la direction Sécurité et environnement. il a donné un exposé des motifs de la nécessité d'engager cette 3^{ème} tranche de Radès. Il a aussi mis les préalables pour cette consultation publique qui est nécessité pour l'EIE et par les exigences des bailleurs de fonds.
- Mr Mezri MNARI le Chef de Projet de Radès C a fait une présentation du projet avec ses différentes phases. Il a également donnée les avantages de ce projet de cycle combiné par rapport aux projets à cycle simple. Notamment les gains en énergie et la réduction d'émissions. Il a également fait part du planning d'implémentation du projet. la lancement d'AO devrait avoir lieu en Mai 2014. Les offres dev raient être remis au mois d'août 2014, pour une signature du contrat en Juin 2015. Le démarrage de l'exploitation devrait se faire en 2 phases : en cycle simple durant l'été 2017, et en cycle combiné durant l'été 2018.
- Mme Rania BADRI CHERIF a ensuite présenté le scoping de l'EIE conformément aux directives de la JICA et du cadre réglementaire tunisien à savoir le Décret N°1991-2005.
- Suite à ces 3 présentations la parole a été donnée aux autres parties prenantes pour donner leur commentaires et propositions concernant le projet ;
- Les principales interventions ont porté sur les points suivants :
 - Les émissions de NOx et Cox
 - Effluents et rejets dans le canal
 - La pollution de la plage de Radès
 - Les aspects d'esthétique pour améliorer le cadre urbanistique et le paysage de la région de la centrale
 - Les impacts actuels au niveau émissions et pollution
 - Les effets cumulatifs en tenant des tranches AB et de Radès II.
 -
- Mme CHERIF et MM SAYARI, ALLOUCHE, MNARI et SAYARI ont apporté les éclairages nécessaires pour les questions posées. Mr SAYADI a aussi rassuré les présents que les résultats de l'étude seront présenté lors de la grande consultation publique qui devrait avoir lieu au début du mois de Novembre.



C. RAPPORTS ET DIVERS DOCUMENTS DISCUTES

- Les 3 présentations des 3 intervenants
- Le scoping

D. RESOLUTIONS ET DECISIONS

- Préparer le rapport de l'EIE d'ici à fin octobre 2013
- Organiser la prochaine consultation publique la 1^{ère} semaine de novembre 2013.

E. RAPPORTS ET PRODUITS APPROUVES

- aucun

2. 2e réunion des parties prenantes



13 NOV 2013

Direction : Sécurité et Environnement

Département : Environnement

Affaire : PV de la réunion de la consultation publique relative au projet Rades C

Mémo présenté par : Mr Mourad AYED

A l'attention de : DEQ / DCEPE

-- 599

PJ : 03

STEG DEQ COURRIER ARRIVEE	
Le: 14 NOV 2013	<input type="checkbox"/> Pour application
Le Directeur:	<input checked="" type="checkbox"/> Pour suite utile
D Transport <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Pour réponse
D Production <input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Pour examen et avis
D Génie Civil <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> M'en parler
Div. F E B <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Pour information
Sce Administr <input type="checkbox"/>	

Suite à la réunion de la deuxième Consultation Publique relative au projet de construction de la centrale électrique à cycle combiné de Radès C du 13 novembre 2013, nous vous transmettons ci-joint le PV de la réunion ainsi que la liste des parties prenantes invitées et la liste des présents à cette réunion.

le 15/11/2013
copie pour:
- si pour
- si sayde
- el
SS

Le Chef du Département Environnement

Slim DOUIK

Le Chef de Département Chargé de l'Intérim
de la Direction Sécurité et Environnement

Hichem ALLOUCHE



PV de Réunion

Consultation publique du projet de construction de la centrale Électrique à cycle combiné de Rades C

Objet : Réalisation de la deuxième consultation publique des parties prenantes externes relative au projet de construction de la nouvelle centrale électrique à cycle combiné de Rades C (430 MW).

Date : Mercredi 13 novembre 2013.

Lieu : Gouvernorat de Ben Arous / Salle de la Municipalité de Mégrine.

Pièces jointes

- Liste de parties prenantes invitées à la réunion
- Liste des présents à la réunion

Contenu

I- **Thèmes des présentations :**

- Mot de bienvenue et introduction du projet par Mr Slim DOUIK (STEG/DSE)
- Présentation de l'Étude d'Impact Environnemental et Social (EIES) du projet par Mme Rania CHERIF (Bureau d'études TPE) qui incluse les thèmes suivants :
 - Présentation générale du projet
 - Milieu marin et côtier
 - Impact du projet sur l'environnement lors de la phase du chantier et la phase d'exploitation
 - Etude de la dispersion de la tâche thermique en mer
 - Etude de la dispersion atmosphérique concernant les polluants NO_x et SO₂

II- Débats et discussions :

Les principales interventions sont les suivantes :

- La représentante de l'APAL a demandé d'avoir une copie du rapport de l'EIES à priori afin d'avoir une idée claire sur l'étude. Ceci permet de donner des commentaires plus fiables et bien déterminés.
- Le représentant de l'UTAP a fait la comparaison du projet avec celui de la centrale de production de Sousse- étape C. De plus, il a critiqué l'effet environnemental du projet sur la mer du Golf de Tunis et il a suggéré l'utilisation des technologies propres des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Il a incité aussi sur les impacts sanitaires du projet et l'envoi des rejets de NOx et SO₂ dans la région de Rades. Ces rejets influent sur la santé des citoyens.
Il a évoqué aussi le problème de la compatibilité des nouveaux ouvrages avec le paysage de la zone industrielle et résidentielle de Rades.
- Le représentant de l'UTAP a demandé d'avoir une copie de l'EIE de la centrale Rades A élaborée en 1984 et une copie de l'EIE de la centrale Rades B élaborée en 2006 afin d'avoir une idée sur l'état du lieu initial du projet Rades C.
- Le représentant du Gouvernorat de Ben Arous a demandé d'avoir à priori une copie du rapport de l'EIES du projet. Il a vu de reprendre la réunion de consultation publique du projet vu le nombre limité des présents dans cette réunion.

En conclusion, les parties prenantes présentes ont recommandé d'organiser une troisième consultation publique du projet pour assurer une participation élargie de tous les organismes et des citoyens concernés. De plus, ils ont demandé d'inviter des représentants du Ministère de la Santé publique, du Ministère des affaires sociales et de la présence des médias.

3. 3e réunion des parties prenantes



02 DEC 2013

Direction : Direction Sécurité et Environnement

Département : Département Environnement

Affaire : PV de la réunion de la consultation publique relative au projet de Rades C

Mémo présenté par : Mr Safouan Kadri

A l'attention de : DEQ / DCEPE

650

PJ : 03

STEG DEQ		<input type="checkbox"/> Pour application
COURRIER ANNEXE		<input checked="" type="checkbox"/> Pour suite utile
Le: 02 DEC 2013		<input type="checkbox"/> Pour réponse
Le Directeur.....		<input type="checkbox"/> Pour examen et avis
D Transport	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> M'en parler
D Production	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Pour information
D Génie Civil	<input type="checkbox"/>	
Div F E B	<input type="checkbox"/>	
Sce Administ.	<input type="checkbox"/>	

Suite à la réunion de la troisième consultation publique des parties prenantes relative au projet de construction de la centrale à cycle combiné de Rades étape C, tenu le 27 novembre 2013 à la Municipalité de Radès, nous vous transmettons ci-joint le PV de cette réunion ainsi que la liste des parties prenantes invitées et celle des présents.

Le Chef du Département Environnement

Slim DOUIK

Le Chef de Département Chargé de l'Intérim
de la Direction Sécurité et Environnement

Hichem ALLOUCHE

le 03/11/2013
signé pour :
- SPENIP
- si n mari
- el m ?
SS



PV de Réunion

Consultation publique du projet de construction de la Centrale Electrique à cycle combiné de Rades C

Objet : Réalisation de la troisième consultation publique des parties prenantes relative au projet de construction de la centrale Electrique à cycle combiné de Rades C.

Date : Mercredi 27 novembre 2013.

Lieu : Gouvernorat de Ben Arous / Municipalité de Radès.

Pièces jointes

- Liste de parties prenantes invitées à la réunion
- Liste des présents à la réunion.

Contenu

I- Thèmes des présentations

- Mot de bienvenu et introduction du projet et du cadre général de la réunion
 - Mr. Hichem ALLOUCHE (STEG / Direction Sécurité et Environnement).
- Présentation des résultats de l'Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES) et des impacts environnementaux prévisibles du projet
 - Mme Rania CHRIF (Bureau d'études T.P.E).

II- Débats et discussions

Les participants ont principalement abordé les points suivants :

- Le problème de la pollution de l'eau de mer causé principalement par l'Oued Meliane, par les centrales électriques STEG et IPP et par le port maritime de Radès.

- Les échantillons d'eau de mer analysés ne concerne que l'eau du golfe de Tunis et ne concerne pas les côtes et la plage de Radès.
- Les simulations des émissions atmosphériques ont pris en compte les émissions des tranches A et B de la centrale de Radès et non pas celles de la centrale IPP avoisinante.
- Le coût de l'investissement du projet et le taux d'intégration tunisien dans l'emploi du personnel de la région de Ben Arous.
- La technologie que la STEG utilise doit minimiser les rejets du NOx et du SOx.
- L'introduction des énergies renouvelables dans le réseau électrique national.

Les réponses des responsables STEG et du Consultant ont porté sur les aspects suivants :

- Le seul rejet qui va être produit par la centrale de la STEG est une eau plus chaude avec un maximum de 35°C au point de rejet comme stipule la réglementation tunisienne en vigueur.
- Selon l'étude de la dissipation de la tâche chaude, la température des eaux de la plage de Radès ne subira presque pas de modification.
- L'eau chaude serait orientée vers le large par la digue déjà présente et n'aura aucun effet direct sur la plage. Les impacts négatifs sur la plage seront provoqués principalement par l'eau rejetée de l'Oued Meliane.
- Les simulations de dispersions atmosphériques ont été faites en tenant compte des tranches A et B de la centrale de Radès. Elles seront refaites par le bureau d'étude et vont tenir compte des émissions de la centrale IPP et des hauteurs réelles des cheminées de la centrale de Rades.
- Les informations concernant les vents et le climat sont mis à jours et sont issu de l'Institut National de la Météorologie.
- La technologie choisi et la qualité du gaz naturel exigé par la STEG sont optimales afin de minimiser les rejets de NOx et SOx.
- La STEG participe activement à la promotion des énergies renouvelables dans son parc de production électrique à l'instar des deux parcs éoliens déjà installés de puissance 240 MW et des deux projets solaires programmées (Centrale PV de Tozeur et CSP à l'Akarit de puissance totale de 60 MW).

Liste des invités à la réunion de Consultation publique du projet de la Centrale électrique Rades C

Dans le cadre de l'Etude d'Impact Environnementale et Sociale du projet de construction de la centrale à Cycle combiné de Rades C, ci-joint la liste des invités de la 3^{ème} réunion de Consultation publique des parties prenantes pour la date 27/11/2013.

Ministère de l'Industrie Tel : 71 905 132 Fax : 71 902 742

Ministère de l'Agriculture Tel : 71 786 833 Fax : 71 799 457/71 780 391

Ministère de Tourisme Tel : 71 341 077 Fax : 71 354 223

Ministère du Développement et de la Coopération Internationale Tel : 71 240 133 Fax : 71 351 666

Ministère des Finances Tel : 71 571 888 Fax : 71 563 959/ 71 572 390

Ministère de la Santé Publique Tel : 71 577 000 Fax : 71 577 000

Gouvernorat de Ben Arous Tel : 71 385 100 Fax : 71 387 343

Municipalité de Rades Tel : 71 441 800 Fax : 71 442 550

Agence Nationale de Protection de l'Environnement ANPE Tel : 71 233 600 Fax : 71 232 811

Agence Nationale de Protection et d'Aménagement du Littoral APAL Tel : 71 906 413 Fax : 71 908 460

Agence Nationale de Gestion des Déchets ANGED Tel : 71 791 595 Fax : 71 890 581

Union Tunisienne de l'Agriculture et de la Pêche UTAP Tel : 71 806 800 Fax : 71 809 181

UTICA Ben Arous Tel : 71 295 605 Fax : 71 297 455

Union Générale Tunisienne du Travail de Ben Arous UGTT Tel : 71 380 545 Fax : 71 386 521

Office de la Marine Marchande et des Ports OMMP Tel : 71 735 300 Fax : 71 735 812

ASUE- Ben Arous : Association de Sauvegarde de l'Environnement Tel : 71 290 988 Fax : 71 211 997

Bureau d'études TPE Tel : 71 841 801 Fax : 71 792 718

Groupeement de Maintenance et de Gestion- ZI Rades Tel : 71 469 070 Fax : 71 469 060

Agence Japonaise de Coopération Internationale JICA- Tunis Tel : 71 786 386 Fax : 71 787 036

Association des Femmes Tunisiennes pour la Recherche sur le Dév AFTURD Tel/Fax : 71 870 580

Association Tunisienne pour la Santé et l'Environnement-Rades Tel : 71 841 200 Fax : 71 848 586

Direction Régionale des affaires sociales de Ben Arous Tel : 71 388 401/ 71 310 447 Fax : 71 338 401

TEMA Consulting Tel : 71 844 677/71 796 623 Fax : 71 845 583

District Ezzahra : Fax : 71 452 344

Centre de Production électrique Rades : Fax : 71 449 123

**Liste des présents de la troisième consultation publique du projet
de construction de la centrale à cycle combiné Rades C**

Mercredi 27 Novembre 2013

Nom et prénom	Organisme	Tel	E-mail
Safwen Kadri	STEG/DSE	22 136 113	kadri-safwen@live.fr
Bassem Bouferguine	Ministère de l'industrie et association santé et environnement	71 792 144	boufer-guin2010@yahoo.fr
Hichem Younsi	Société maritime GENMAR	71 469 144	hyounsi@genmaritime.net
Lotfi Mbarki	Association Art et Environnement	98 901 571	mbarkilotfi@gmail.com
Bennour Machfar	Association Art et Environnement	98 265 504	bennour.machfar@planet.tn
Salah Sayadi	STEG/DEQ	98 999 405	ssayadi@steg.com.tn
Ahmed Hebiri	JCI Rades-Président	22 542 782	hebiri@gmail.com
Ouannes Amri	Gvt Ben Arous	71 385 100	-
Houcine Chamam	Association Yassmin	97 667 478	-
Abdeladhim Ennaifer	TEMA consulting	71 844 677	aenneifer@temaconsulting.com
Najib Sayari	STEG/DEQ	29 454 071	nsayari@steg.com.tn
Hatem Oueslati	STEG/CPR	98 262 155	houeslati@steg.com.tn
Ahmed Taamallah	STEG/CPR	22 837 715	atm@steg.com.tn
Mondher Haddaji	STEG/CPR	24 246 801	mondher.haddaji@gmail.com
Nebil Akkari	Association BIATI	55 721 206	neilelakkari@yahoo.com
Khalil Maaouia	Commune de Radès	98 316 044	khaliltn2012@gmail.com
Abdelhamid Lakdhar	Municipalité de Radès	97 504 101	adel.lak.44@gmail.com
Badreddine Jabeniani	Journaliste	98 330 816	badreddin.jebeniani@yahoo.com
Hayder Rzig	Journaliste Assabah	97 100 868	hrrzig@gmail.com
Hadegi Mustapha	Délégation de Radès	71 442 222	-
Khaled Naouali	UTAP Ben Arous	98 944 438	dr.naoualikhaleed@hotmail.fr
Neji Gabsi	Ministère des finances	71 355 149 97 750 639	neji_elgabsi@yahoo.fr
Houssine Khalfaoui	BTBFBMecasol	22 839 456	houssin.22@hotmail.fr
Wala Allaya	STEG/DSE	21 016 225	wallaya@steg.com.tn
Med Majdi Ben Hamouda	STEG/DSE	22 923 929	mabenhamouda@steg.com.tn
Abdelbasset Fridhi	TAP	98 942 359	fridhi2010@yahoo.fr
Hichem Allouche	STEG/DSE	22 328 848	hallouche@steg.com.tn
Mezri M'nari	STEG/DEQ	71 334 617	mmnari@steg.com.tn
Slim Douik	STEG/DSE	71 801 025	sdouik@steg.com.tn
Nizar Jabeur	JICA	71 786 386 98 961 549	jabeurnizar.ts@jica.go.jp
Kais Ben yousef	Association BIATI	23 341 976	tunisie.biati@gmail.com
Mourad Ayed	STEG/DSE	98 953 652	mayed@steg.com.tn
Omar Boussrih	commune de Rades	20 883 284	-
Imen Mejri	ANGed	96 243 942	mejriim@yahoo.fr
Abir Jallouli	TPE	71 841 801	abir@cbggroupe.com
Rania Cherif	TPE	71 802 822	rania.tpe@cbggroupe.com

Chapitre 9 Programme d'exécution du Projet

9.1 Objectif du Projet

Selon les prévisions de la STEG sur la demande en électricité de l'ensemble du pays, les besoins vont augmenter de 7,1% par an de 2012 à 2016. Afin de remédier aux pénuries en électricité pouvant se produire à l'avenir, la STEG prévoit de mettre en service de nouvelles centrales électriques à cycle combiné (CCPP) à Sousse d'ici 2015. Toutefois, même après la mise en opération des centrales Sousse C et D, des pénuries d'électricité restent prévues. Il est par conséquent nécessaire de procéder de toute urgence au développement de nouvelles centrales et à la modernisation des centrales existantes.

Le Projet a pour objectif de construire une nouvelle centrale électrique à cycle combiné (équivalent 430-500 MW) à Radès, près de Tunis, afin de développer la capacité de production de l'électricité et de stabiliser le système d'alimentation électrique.

9.2 Emplacement du projet et information sur la zone environnante

Le site du projet Radès C est situé dans une zone industrielle à environ 10 km à l'est de Tunis. Il est prévu de construire la centrale CCPP Radès C sur un terrain appartenant au gouvernement tunisien, comme pour les centrales thermiques (CT) Radès A et B. On considère que Radès C nécessitera un terrain d'une superficie d'environ 5,4 ha.

La Figure 9.2-1 illustre l'emplacement de la centrale CCPP Radès C.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 9.2-1 Emplacement de la centrale CCPP Radès C

Le projet Radès C est un projet s'inscrivant à la suite des centrales thermiques Radès A et B existantes. Le site du projet de Radès C se trouve dans le même emplacement que celui de Radès A et B et à proximité du site de la centrale thermique du producteur d'électricité indépendant (PEI) Carthage Power Company (CCPP Radès II).

Le Port de la Goulette est adjacent au site du projet, facilitant ainsi l'approvisionnement et le transport devant être réalisés pour le Projet.

La Figure 9.2-2 illustre les emplacements des centrales Radès A, B et C ainsi que de la centrale PEI de Carthage Power (Radès II).



Source : Équipe d'étude de la JICA
Figure 9.2-2 Emplacement des centrales Radès A, B et C (en prévision) et de la centrale PEI de Carthage Power (Radès II)

9.3 Description du Projet

9.3.1 Description du Plan du projet

(1) Généralités

Le projet proposé consiste en une (1) nouvelle centrale à cycle combiné de 430 - 500 MW (aux conditions ISO) comme capacité de charge de base. La proposition la plus faisable est d'installer dans les meilleurs délais une turbine à gaz à cycle ouvert aux dimensions de l'usine, et par conséquent d'une capacité pouvant être placée dans les zones disponibles, y compris l'espace requis pour la conversion en centrale à cycle combiné.

- Phase I : Turbine à gaz à cycle simple devant être mise en route en avril 2017
Installer 1 turbine à gaz d'une puissance de 270 MW dans les meilleurs délais.
- Phase II : Centrale électrique à cycle combiné devant être mise en route en avril 2018
A la place, installer 1 générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) et une turbine/générateur de vapeur, à savoir un Bloc de turbine à gaz à cycle combiné 1 sur 1 d'un rendement de 430 – 500 MW.

9.3.2 Étendue du Projet

- (1) Étendue du Projet planifié par la STEG
La STEG a planifié l'étendue du projet en le subdivisant dans les quatre (4) lots suivants.

- Lot 1 : Équipement de la centrale électrique
- Lot 2 : Canal d'amenée et d'évacuation de l'eau
- Lot 3 : Équipement d'alimentation en gaz
- Lot 4 : Poste d'interconnexion et lignes de transmission

Le prêt en yen japonais sera appliqué au Lot 1.

L'étendue de la fourniture pour chaque lot est la suivante

Lot 1 Équipement de la centrale électrique

- a. Turbine à gaz, turbine à vapeur, générateurs et auxiliaires
- b. Générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) et auxiliaires
- c. Bâtiment de la turbine à gaz, turbine à vapeur, y compris charpente métallique, revêtement extérieur, toiture, fenêtres, portes et persiennes
- d. Cheminées principale et de dérivation
- e. Système de traitement des eaux usées
- f. Système de protection contre l'incendie
- g. Système de récupération des eaux évacuées
- h. Système d'eau de refroidissement (chaîne filtrante, pompe de circulation d'eau, tuyaux de prise d'eau et vannes)
- i. Système d'eau de refroidissement fermé pour refroidissement de l'huile de lubrification et autres fluides réfrigérants
- j. Pieux (si nécessaire) et fondations pour les équipements
- k. Tous les travaux de génie civil, y compris les fondations pour les équipements, les bâtiments et les abris fournis
- l. Structure de l'embouchure de prise d'eau
- m. Structure de vannes d'arrêt, crépines et fosses CWP
- n. Conduites d'eau d'admission et fondations
- o. Décharge des conduites d'eau et fondations
- p. Canalisations
- q. Compresseurs de gaz combustible
- r. Système de pré-traitement du gaz combustible
- s. Chaudière au gaz combustible de type indirect (si nécessaire)
- t. Réservoir d'huile combustible
- u. Transformateurs élévateurs
- v. Transformateurs unité et auxiliaires
- w. Équipements et matériels électriques
- x. Système d'alimentation en hydrogène

- y. Générateur diesel de secours
- z. Salle de commande centrale avec installations pour opérateurs
- aa. Équipements et matériels de contrôle et instrumentation
- bb. Système d'alimentation en air service et instrument
- cc. Système de monitoring en continu des émissions
- dd. Peinture de finition des équipements et matériels
- ee. Travaux et installations provisoires pour la construction
- ff. Pièces de rechange pour une révision majeure
- gg. Outils standard et spéciaux
- hh. Installations provisoires nécessaires du côté en aval des points d'accès aux services comme l'électricité, l'eau et autres, nécessaires à la construction.

Lot 2 : Canal d'amenée et d'évacuation de l'eau

- a. Travaux de dragage et excavation

Lot 3 : Équipement d'alimentation en gaz

- a. Compresseur de gaz et auxiliaires (si nécessaire)
- b. Canalisations et vannes
- c. Détendeur-régulateur de pression (si nécessaire)
- d. Travaux de construction et d'installation

Lot 4 : Poste d'interconnexion et lignes de transmission (La BEI (Banque européenne d'investissement) et la STEG se concertent actuellement au sujet du financement de ce lot.)

- a. Câbles souterrains de 220 kV de Radès III à la sous-station existante (Radès II)
- b. Poste d'interconnexion de 220 kV (Radès III)
- c. Travaux de construction et d'installation

(2) Étendue du projet proposé par l'Équipe

L'Équipe d'étude propose l'étendue suivante pour le projet.

Étant donné que le système d'alimentation en gaz est limité aux canalisations de gaz, vannes et compresseurs de gaz et leurs fondations et qu'il est donc très petit, il est recommandé d'inclure cette étendue dans le Lot 1.

Pour le canal d'amenée et d'évacuation, l'étendue porte sur la construction des structures d'amenée et d'évacuation.

Si ces deux champs sont séparés du lot 1, les points suivants sont désavantagés.

- STEG doit gérer et coordonner ces quatre lots.
- Si la période d'un lot de construction est retardée, retard de thess la cause de retarder la construction du lot 1.

- Lot 1 : Équipement de la centrale électrique, y compris système d'alimentation en gaz et canaux d'amenée et d'évacuation d'eau
- Lot 2 : Poste d'interconnexion, lignes de transmission et le système d'alimentation en gaz et l'apport et l'évacuation de l'eau canal

Un prêt en yen japonais sera appliqué au Lot 1.

L'étendue de la fourniture pour chaque lot est la suivante.

Lot 1 Équipement de la centrale électrique

- a. Turbine à gaz, turbine à vapeur, générateurs et auxiliaires
- b. Générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) et auxiliaires
- c. Bâtiment de la turbine à gaz, turbine à vapeur, y compris charpente métallique, revêtement extérieur, toiture, fenêtres, portes et persiennes
- d. Cheminées principale et de dérivation
- e. Compresseur de gaz et auxiliaires (si nécessaire)
- f. Canalisations et vannes
- g. Détendeur-régulateur de pression (si nécessaire)
- h. Système de traitement des eaux usées
- i. Système de protection contre l'incendie
- j. Système de récupération des eaux évacuées
- k. Système d'eau de refroidissement (chaîne filtrante, pompe de circulation d'eau, conduites d'amenée d'eau et vannes)
- l. Système d'eau de refroidissement fermé pour refroidissement de l'huile de lubrification et autres fluides réfrigérants
- m. Pieux (si nécessaire) et fondations pour les équipements
- n. Tous les travaux de génie civil, y compris les fondations pour les équipements, les bâtiments et les abris fournis
- o. Canalisations
- p. Système de pré-traitement de gaz de carburant
- q. Type indirect carburant chauffage au gaz (si nécessaire)
- r. Compresseurs de gaz combustible
- s. Réservoir d'huile combustible
- t. Transformateurs élévateurs
- u. Transformateurs unité et auxiliaires
- v. Équipements et matériels électriques
- w. Système d'alimentation en hydrogène
- x. Générateur diesel de secours
- y. Salle de commande centrale avec installations pour opérateurs
- z. Équipements et matériels de contrôle et instrumentation
- aa. Système d'alimentation en air service et instrument
- bb. Système de monitoring en continu des émissions
- cc. Peinture de finition des équipements et matériels
- dd. Travaux et installations provisoires pour la construction
- ee. Pièces de rechange pour une révision majeure
- ff. Outils standard et spéciaux
- gg. Installations provisoires nécessaires du côté en aval des points d'accès aux services comme l'électricité, l'eau et autres, nécessaires à la construction.

Lot 2 Interconnexion, les lignes de transmission, le système d'alimentation en gaz, l'apport et l'évacuation de l'eau canal

- a. Câbles souterrains de 220 kV de Radès III à la sous-station existante (Radès II)
- b. Poste d'interconnexion de 220 kV (Radès III)
- c. Système d'alimentation en gaz
- d. Structure de la bouche de prise d'eau
- e. Structure de journal d'arrêt, les écrans et les fosses CWP
- f. Conduites d'eau d'admission et les fondations
- g. Décharge des conduites d'eau et les fondations

(3) Travaux et services à fournir par la STEG

Les travaux et services suivants, en relation avec la nouvelle centrale, devront être fournis

par la STEG et/ou le Consultant qu'elle emploie.

- a. Eau potable, gaz naturel, électricité pour usage pendant la construction
- b. Électricité et vapeur auxiliaire pour le démarrage de la nouvelle centrale
- c. Rapport détaillé de l'Évaluation de l'Impact sur l'Environnement (EIE)
- d. Assistance pour l'acquisition de tous les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation de la nouvelle centrale
- e. Cartographie/levés topographiques
- f. Étude du sol/forage du site
- g. Gaz naturel, charge en électricité et demande d'exportation de la chaleur pour la mise en route et les essais de garantie et de fiabilité
- h. Fourniture périodique des données des relevés d'exploitation et de maintenance et d'informations durant la Période de garantie contre les défauts de deux (2) ans, au Contractant et au Consultant pour l'évaluation des conditions d'exploitation et de maintenance
- i. Main d'œuvre, installations et outils disponibles sur le site pour l'inspection à la fin de la Période de garantie contre les défauts.

9.3.3 Étendue des services de consultation

(1) Étendue des services

De bonnes capacités de direction du projet sont essentielles afin d'assurer sa réalisation dans les délais et le budget prévus. Afin de valoriser les capacités actuelles de gestion des projets de la STEG, un consultant international et/ou une équipe de conseil internationale, utilisant la main d'œuvre locale dans la mesure du possible, sera sélectionné pour assurer la supervision effective de l'exécution du projet. Les responsabilités de ce consultant seront les suivantes :

- Formuler et mettre en œuvre les systèmes et les procédures de contrôle des coûts et du calendrier du projet
- Superviser les progrès des travaux de construction et assurer la conformité des travaux avec les termes et conditions du Contrat
- Assister le Maître d'Ouvrage dans la préparation et la soumission des rapports d'avancement requis
- Assister le Maître d'Ouvrage dans l'évaluation et en vue des solutions à toutes les réclamations présentées par les Contractants.
- Superviser le démarrage de la centrale et s'assurer de ses performances conformément aux termes du Contrat.

(2) TDR des services de consultation

Les termes de référence (TDR), les experts requis et le chronogramme (homme/mois) des services de consultation pour le Projet de construction de la centrale électrique à cycle combiné de Radès C sont proposés ci-dessous.

TERMES DE REFERENCE (TDR) DES SERVICES DE CONSULTATION EN INGENIERIE POUR LE PROJET DE CONSTRUCTION DE LA CENTRALE ELECTRIQUE A CYCLE COMBINE DE RADES

A. INFORMATIONS SUR LE PROJET

a) Informations sur le contexte

Après la Révolution de Jasmin de 2011, l'économie de la Tunisie a connu une croissance négative dans cette même année. Toutefois, la croissance a repris avec un taux annuel de 3,6% en 2012 et devrait continuer d'augmenter de manière continue à plus de 4,0% durant les prochaines années. En conséquence, la demande en électricité en Tunisie est en augmentation et le Gouvernement tunisien doit répondre au défi du développement de nouvelles ressources énergétiques. La Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (ci-après dénommée «la STEG») prévoit que le taux d'augmentation de la demande en électricité entre 2012 et 2016 sera de 7,1% par an. Afin de remédier à la future pénurie en électricité, la STEG est actuellement en train de construire deux nouvelles centrales électriques à Sousse qui seront mises en opération en 2014 et 2015. Toutefois, même après la mise en route de ces deux nouvelles centrales, la Tunisie devra probablement faire face à une pénurie d'électricité dans un avenir proche.

Il est par conséquent urgent de moderniser les centrales existantes ainsi que de développer de nouvelles ressources énergétiques. Parallèlement à cette croissance économique, la demande en électricité en Tunisie a également augmenté. Le GDT essaie de développer de nouvelles centrales électriques. Bien qu'il tente également d'introduire des énergies renouvelables, les sources de l'énergie électrique dépendent encore en grande partie des centrales thermiques.

b) Emplacement du projet et information sur la zone environnante

Le site du projet de la centrale CCPP Radès C est situé dans une zone industrielle à environ 10 km à l'est de Tunis.

Il est prévu de construire la centrale CCPP Radès C sur un terrain appartenant au gouvernement tunisien, comme pour les centrales thermiques de Radès A et B. On considère que Radès C nécessitera un terrain d'une superficie d'environ 5,4 ha.

Le Port de la Goulette est adjacent au site du projet, facilitant ainsi l'approvisionnement et le transport devant être réalisés pour le Projet.

Environ 5,4 hectares du site prévu pour la construction de la centrale CCPP Radès C sont presque entièrement aménagés. Toutefois, il reste encore des arbres et des buissons, de petits logements et de petites structures sur le site de la centrale qui devront être démolis et évacués.

Le niveau du sol aménagé pour le site candidat de Radès C est d'environ +2,0 m NGT (Niveau Géodésique Tunisien). Il faut toutefois noter que la construction de la centrale nécessite une étude des structures souterraines existantes. Si des structures souterraines existent, elles devront être déplacées ou relocalisées.

Le site de la centrale CCPP Radès C est situé au sud du Port de la Goulette, immédiatement à l'est des Salines (bancs de sel). Il s'agit d'une étroite bande de terre qui sépare un lac du Golfe de Tunis, légèrement au nord de l'embouchure de la rivière

Oued Méliane. Les sols de cette région sont composés de dépôts alluviaux récents.

Les sables du littoral envahissent la majeure partie des terres, sans produire toutefois de dunes individualisées sur le site.

L'ossature des collines de Mégrine-Radès est constituée de substrats géologiques. Une étude préliminaire des propriétés géotechniques a été effectuée par la STEG.

La région de Tunis est située dans une des zones sismiques de la Tunisie. La faille de Zaghouan, qui s'étend jusqu'au Golfe de Tunis, est responsable des rares tremblements de terre modérés que connaît la région. Au cours de son histoire, la Tunisie n'a subi que trois séismes destructeurs, à Tunis ou dans les zones voisines (Utique en 410 et Tunis en 856 et 1758). En outre, ces tremblements de terre faibles et moyens ne se produisent qu'une fois de temps en temps, comme par exemple le séisme qui s'est produit en 1970 dont l'intensité n'a pas excédé 7 degrés sur l'échelle de Mercalli avec une magnitude de 5,1.

Pour ce qui est des tremblements de terre destructifs, ils sont heureusement rares mais peuvent être identiques à celui qui a frappé Agadir (Maroc) en 1960, d'une intensité de 10 et d'une magnitude de 5,7.

L'échelle de mesure de l'intensité d'un tremblement de terre est EMS 98 (Échelle macrosismique européenne).

c) Étape atteinte dans la préparation du projet et résumé des résultats des études à ce jour

Une étude de faisabilité a déjà été effectuée en mars 2014 par Tokyo Electric Power Services Company Ltd, en coopération avec la JICA, Japon.

d) Organisme d'exécution

Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG)

B. AUTRES INFORMATIONS PERTINENTES

a) Informations techniques

La capacité de la centrale sera de 450 à 500 MW d'électricité. (aux conditions ISO) Elle sera composée de deux (2) unités (une unité turbine à gaz et une unité turbine à vapeur). Dans le présent projet, les normes techniques à respecter seront les JIS, IEC, ISO, ANSI, ASTM et DIN.

b) Lois et règlements pertinents

Le présent projet sera régi par les lois du pays (Tunisie).

c) Projets en relation

La centrale CCPP Radès C sera achevée et mise en opération en avril 2018 en tant que centrale à cycle combiné. Les informations et les données en relation avec ce projet sont

utiles pour le projet de centrale CCPP Radès C.

I. INTRODUCITON

Le Gouvernement tunisien (ci-après dénommé « le GDT ») obtiendra un financement (Prêt) par l'Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA) (ci-après dénommé « le Prêt ») pour couvrir les coûts du Projet de construction de la centrale électrique à cycle combiné à Radès (ci-après dénommé « le Projet ») et a l'intention d'appliquer une partie des produits de ce Prêt aux paiements des Services de consultation pour la supervision de l'exécution du Projet. La STEG a l'intention d'employer un bureau de conseil pour les travaux allant de la passation de contrat à la gestion et la supervision de l'exécution du Projet à Radès, Tunisie.

II. ETENDUE DES TRAVAUX DU PROJET

L'étendue des travaux (y compris l'approvisionnement, le montage et la mise en route) du Projet, (avec un contrat clé en mains) est la suivante.

1-1. Installation de la centrale électrique à cycle combiné de Radès et de ses auxiliaires

- 1) Turbine à gaz, turbine à vapeur, générateurs et auxiliaires
- 2) Générateur de vapeur à récupération de chaleur (GVRC) et auxiliaires
- 3) Système d'eau de refroidissement
- 4) Traitement de l'eau de la chaudière
- 5) Système d'eau de refroidissement fermé pour refroidissement de l'huile de lubrification et autres fluides réfrigérants
- 6) Système de récupération des eaux évacuées
- 7) Système de traitement des eaux usées
- 8) Cheminées principale et de dérivation
- 9) Système d'alimentation en gaz combustible
- 10) Chaudière au gaz combustible de type indirect (si nécessaire)
- 11) Stockage d'huile diesel (réservoir de combustible) et installations de transport en cas de fonctionnement d'urgence
- 12) Générateur diesel de secours
- 13) Système d'alimentation électrique auxiliaire
- 14) Transformateurs élévateurs
- 15) Transformateurs unité et auxiliaires
- 16) Système d'alimentation électrique CC
- 17) Câbles d'alimentation et de commande
- 18) Équipements et matériels électriques

1-2. Installations de système pour la centrale CCPP

- 1) Système de protection, de mesure et de commande
- 2) Système de monitoring en continu des émissions
- 3) Système d'alimentation air service et instrument
- 4) Infrastructures de communication
- 5) Équipements et matériels C & I pour le système de sonorisation

1-3. Bâtiments de la centrale CCPP

- 1) Bâtiment de la turbine à gaz, turbine à vapeur, y compris charpente métallique, revêtement extérieur, toiture, fenêtres, portes et persiennes
- 2) Grue aérienne et grue mobile
- 3) Autres bâtiments et abris pour les équipements fournis
- 4) Bâtiment administratif
- 5) Camp
- 6) Ventilation et climatisation
- 7) Éclairage du site et des bâtiments
- 8) Matériels architecturaux
- 9) Peinture de finition des équipements et matériels
- 10) Abri des pompes à incendie y compris charpente métallique, murs en maçonnerie, toiture, portes et persiennes

1-4. Installations de gaz

- 1) Canalisation de gaz entre la station et le compresseur de gaz
- 2) Compresseur/ amplificateur de gaz combustible
- 3) Système de pré-traitement du gaz combustible

1-5. Travaux de génie civil

- 1) Drainage du site/ sanitaires du site
- 2) Pieux (si nécessaire) et fondations des équipements
- 3) Tous les travaux de génie civil, y compris les fondations des équipements, bâtiments et abris fournis
- 4) Travaux de préparation, d'excavation et de nivellement de la zone du site, y compris l'aire de stockage provisoire pendant la construction et préparation de la route d'accès pour le transport des composants lourds
- 5) Clôture autour du site de la nouvelle centrale et route d'accès (y compris la route d'accès aux équipements et drainages à l'intérieur du site de la nouvelle centrale)
- 6) Installations provisoires nécessaires du côté en aval des points d'accès aux services comme l'électricité, l'eau et autres, nécessaires à la construction.
- 7) Travaux et installations provisoires pour la construction

1-6. Divers

- 1) Pièces de rechange pour une Inspection de la combustion (IC), une Inspection du trajet de gaz chaud (ITGC), une Inspection majeure (IM) qui sont en dehors de l'étendue du contrat de service à long terme (CSLT) de la fourniture des pièces de rechange et de la fourniture de consommables pour la période de garantie.
- 2) Outils standards et spéciaux

III. MESURES PRISES PAR LA STEG

La STEG devra mettre gratuitement à la disposition du consultant, en vue de la bonne exécution des services de consultation, ce qui suit :

- 1) Tous les documents, plans, cartes, statistiques, données et informations en relation avec le Projet ;
- 2) Des homologues à plein temps de l'équipe du projet de la STEG pour participer aux activités de conseil ;
- 3) Tous les permis, recommandations et autorisations nécessaires pour l'exécution des travaux de construction et
- 4) Un bureau de travail, loué à un endroit le plus proche possible de la ville de Radès, Ben Arous, durant la phase de conception. Ce bureau sera déplacé dans la centrale électrique à cycle combiné de Radès pendant la phase de construction.

IV. ETENDUE DES SERVICES DE CONSULTATION

Les services de consultation se composent de la gestion et la mise en œuvre du projet, y compris la supervision de la construction et la mise en route allant de l'étape de pré-construction jusqu'à la période de garantie de la centrale électrique à cycle combiné en passant par l'étape de construction, ainsi que des équipements auxiliaires ou secondaires associés à l'achèvement du projet. Le Consultant doit fournir une proposition globale incluant ce qui suit :

- A. Gestion du projet à tous les niveaux, y compris les révisions périodiques de l'estimation du budget et administration des liquidités du projet
- B. Inspection, mise à l'essai et contrôle de la livraison pendant la fabrication
- C. Supervision de la construction
- D. Essais de mise en route et de réception
- E. Assurer la qualité du transfert des connaissances et des technologies de fabrication au personnel de la STEG
- F. Soutien à la STEG pour l'exploitation et la maintenance
- G. Soutien à la STEG sur les considérations environnementales et sociales
- H. Préparation de rapports et documents

A) Gestion du projet à tous les niveaux, y compris les révisions périodiques de l'estimation du budget et administration des liquidités du projet

Le Consultant devra établir un système de gestion du projet acceptable par la STEG, qui sera utilisé pour surveiller, dépister et cerner les problèmes.

Les travaux incluront, mais ne seront pas limités à, ce qui suit :

- 1) Établir le calendrier de base pour l'ensemble des travaux de construction du projet, le calendrier de budgétisation et de remboursement en liquidités pour la partie à la fois en devises et en monnaie locale
- 2) Établir et mettre en œuvre un système de gestion du projet et des procédures de contrôle des coûts et du calendrier, pour pouvoir prendre les mesures nécessaires dans les délais convenables
- 3) Soutien, coordination, supervision, prise de décision et fourniture d'instructions pour l'ensemble de la conception et de l'ingénierie en relation avec les activités de construction, à la STEG afin d'assurer les normes techniques, l'assurance de qualité et la sécurité du projet
- 4) Mettre en place un système de rapport de qualité sur l'avancement et la situation du projet à la STEG
- 5) Traiter de manière adéquate et raisonnable les réclamations par et contre le

Contractant dans des délais raisonnables en prenant les meilleurs intérêts de la STEG en compte

- 6) Anticiper et identifier les difficultés ou conflits potentiels et leurs effets sur le calendrier d'exécution, recommander et accepter les démarches à prendre par le Contractant ou recommander les démarches à adopter par la STEG pour surmonter les difficultés et éviter les retards
- 7) Préparer et/ou évaluer des recommandations à la STEG en cas de propositions de changements, de modifications techniques et de changements dans l'étendue des travaux, la pertinence de leurs prix et, si accepté par la STEG, la délivrance dans les temps au Contractant de la commande conformément aux conditions du contrat de fourniture et d'installation.

B) Inspection, mise à l'essai et contrôle de la livraison pendant la fabrication

Le Consultant devra exécuter ce qui suit, avec la participation de la STEG :

- 1) Vérifier et approuver les propositions d'assurance de la qualité, du plan de contrôle de la qualité et du calendrier de livraison préparés par le Contractant.
- 2) Revoir régulièrement le calendrier de production et de livraison soumis par le Contractant.
- 3) Vérifier et approuver les procédures de mise à l'essai en usine et les résultats de ces essais soumis par le Contractant.
- 4) Surveiller les progrès de la fabrication par des inspections et essais réguliers pour assurer la conformité avec les documents du contrat.
- 5) Être présent lors des essais en usine des principaux équipements et préparation des certificats correspondants (les éléments à mettre à l'essai doivent faire l'objet d'un accord entre la STEG et le Contractant).
- 6) Vérifier et revoir les rapports d'inspection de chaque essai en usine soumis par le Contractant.

C) Soutien à la STEG pour la supervision de la construction

Le Consultant devra exécuter ce qui suit, avec la participation de la STEG :

- 1) Assurer que le Contractant a lancé ses travaux sur le site de manière adéquate, conformément aux termes du contrat et en tenant dûment compte de la protection environnementale.
- 2) Agir au nom de la STEG en gérant le contrat passé entre la STEG et le Contractant.
- 3) Vérifier et approuver la conception et les plans du projet du Contractant.
- 4) Vérifier et approuver les travaux et installations provisoires du Contractant.
- 5) Vérifier et approuver les équipements du Contractant.
- 6) Coordonner, superviser et inspecter toutes les activités de construction et de montage.
- 7) Vérifier et approuver les méthodes de construction et les travaux sur le site exécutés par le Contractant.
- 8) Vérifier et approuver le programme d'assurance et de contrôle de qualité du Contractant.
- 9) Donner des instructions au Contractant au nom de la STEG.
- 10) Indiquer et approuver les points de référence finale pour la mise en place de toutes les structures.
- 11) Vérifier et approuver la procédure de mise à l'essai des matériels et équipements à

- inspecter sur le terrain par le Contractant et être présent durant ces essais.
- 12) Vérifier et approuver l'avancement des travaux en vue de certifier le paiement par étapes.
 - 13) Aider pour la délivrance des certificats de paiement par la STEG.
 - 14) Conserver les relevés des paiements effectués par la STEG au Contractant.
 - 15) Surveiller et contrôler l'avancement des travaux et amorcer des mesures de correction, si nécessaire
 - 16) Recommander toute modification des éléments supplémentaires pouvant être nécessaires au Contractant.
 - 17) Organiser des réunions d'avancement mensuelles et soumettre des rapports d'avancement mensuels à la STEG.
 - 18) Aider la STEG à élaborer des rapports d'avancement pour le GDT/JICA.
 - 19) Conserver les relevés des affaires contractuelles (garanties, garantie de bonne exécution, assurance, réclamations, etc.)
 - 20) Aider la STEG pour les affaires contractuelles (garanties, garantie de bonne exécution, assurance, réclamations, etc.)
 - 21) Inspecter et diriger les mesures de sécurité préventive et de contrôle de l'environnement.
 - 22) Préparer le rapport d'achèvement du projet.
 - 23) Vérifier et approuver les dessins des ouvrages finis.
 - 24) Délivrer le « Certificat de préparation » pour les certificats de mise en route.
 - 25) Aider la STEG à présenter le Rapport d'achèvement du Projet à dans les six (6) mois après la fin du projet.

D) Essais de mise en route et de réception

Le Consultant devra effectuer ce qui suit :

- 1) Aider la STEG durant les différentes étapes de mise en route des centrales.
- 2) Vérifier et approuver les procédures de démarrage et de mise à l'essai, y compris les essais de performance pour correspondre aux garanties.
- 3) Coordonner et superviser tous les essais conformément au contrat.
- 4) Vérifier et approuver le rapport d'essai de mise en route du Contractant après avoir pris en considération les commentaires de la STEG.
- 5) Délivrer des certificats provisoires de prise en charge et les certificats d'acceptation finale des équipements de la centrale soumis à une approbation préalable de la STEG.

E) Assurer la qualité du transfert des connaissances et des technologies de fabrication au personnel de la STEG

Le Consultant devra effectuer ce qui suit :

- 1) Définir la responsabilité du fabricant pour développer, arranger et mettre en œuvre un programme de formation sur le tas adéquat, durant la période de construction pour le personnel d'exploitation et maintenance (E&M) de la STEG en charge de l'exploitation et maintenance de la centrale.
On doit assurer que le fabricant fournit la formation E&M pendant la période de construction, y compris mais sans se limiter au montage des structures des équipements de la centrale qui ne peuvent pas être inspectés pendant le fonctionnement et les essais d'exploitation où le personnel E&M de la STEG doit

- pouvoir observer et relever les activités de maintenance du fabricant hors site.
- 2) Intégrer la responsabilité du fabricant pour la formation sur le tas ci-dessus mentionnée destinée au personnel E&M de la STEG dans les documents de soumission.
 - 3) Assurer la qualité de la formation et le transfert de connaissances fournis par le fabricant au personnel E&M de la STEG pendant la période de construction. Si cela est jugé nécessaire, prendre des mesures correctives pour matérialiser les résultats de la formation et du transfert de connaissances, pour que la STEG soit capable de procéder d'elle-même à des activités d'exploitation et de maintenance adéquates, pour lesquelles le fabricant fournit la formation. Les actions correctives peuvent inclure la formation programmée du personnel de la centrale en coordination avec le fabricant.
 - 4) Soutenir le personnel E&M de la STEG pour acquérir des aptitudes en matière d'assurance de la qualité afin de pouvoir évaluer la qualité de la formation E&M et d'identifier les besoins en formation.
 - 5) Encourager et assurer que le personnel de la STEG s'est acquis des capacités, comme la lecture des plans de conception et des schémas de circuit, écoute les expériences de quasi-accidents du Contractant et apprenne les mécanismes de gestion de sécurité à partir du système d'exécution du Contractant, apprenne les techniques de maintenance auprès du fabricant et conserve ces expériences de construction et de maintenance sur des enregistrements vidéo et dans une documentation.

F) Soutien à la STEG pour l'exploitation et la maintenance

Le Consultant devra effectuer ce qui suit :

Planification stratégique

- a) Aider la STEG à développer une Stratégie d'exploitation et de maintenance, y compris mais sans se limiter à, des objectifs ciblés pour les performances de la centrale et une politique d'exploitation et de maintenance de la centrale dans laquelle le personnel E&M de la STEG est capable de procéder aux activités E&M de manière durable et indépendante.
- b) Aider la STEG à développer une procédure pour fixer des cibles réparties à partir des Indicateurs de Performance Clé pour chaque département/division de la centrale et de ses employés.
- c) Aider la STEG à établir et à mettre en œuvre le cycle PDCA.

Bonne pratique

- a) Aider la STEG à développer et mettre en œuvre un système pour l'enregistrement des données sur l'efficacité et les performances de la centrale, y compris sans se limiter au fonctionnement journalier, à l'inspection journalière, aux inspections périodiques et aux relevés de maintenance et des accidents.
- b) Aider la STEG à établir et mettre en œuvre un calendrier et une procédure de maintenance.
- c) Aider la STEG à acquérir des connaissances et des aptitudes de monitoring et de vérification pendant le fonctionnement, comme matérialisation des fonctions des équipements, maintien de l'efficacité de la chaleur, réduction de l'usure des équipements, réduction de la détérioration par fluage et fatigue des parties chaudes, à l'aide d'un simulateur informatique, et formation sur le tas par

fonctionnement journalier.

- d) Aider la STEG à établir et à maintenir un système de gestion des problèmes, y compris analyse des causes de déclenchement et prévention des récurrences.
- e) Aider la STEG à établir et à maintenir un système de gestion de la sécurité, y compris les activités de sécurité ex-ante et ex-post.
- f) Aider la STEG à élaborer des relevés d'inventaire (liste des biens) des plaques signalétiques, une liste résumée des installations des équipements et dessins des ouvrages finis pour les équipements électromécaniques.
- g) Aider la STEG à acquérir des connaissances et des aptitudes pour mener une inspection non destructive.
- h) Aider la STEG à développer une conception de base pour un Système E&M assisté par IT, incluant sans se limiter, la base de données de budgétisation de la centrale et le système de gestion des pièces pour la conception détaillée devant être reprise dans une phase ultérieure.
- i) Coordonner et communiquer en relation étroite avec le consultant chargé de la gestion, qui sera responsable de développer les capacités financières et comptables de la STEG, y compris la gestion du budget
- j) Orienter et coordonner la préparation des modes d'emploi et manuels de maintenance du Contractant, qui inclut les négociations avec le Contractant pour fournir les manuels E&M avant la mise en route de façon à ce que la STEG puisse personnaliser les manuels fournis à son exploitation et maintenance avant la mise en route.

G) Soutien à la STEG pour sa mise en œuvre du suivi du Plan de gestion environnementale (PGE)

Le Consultant devra effectuer ce qui suit :

- 1) Examen du Plan pertinent
 - a) Examen du plan de gestion environnementale (PGE) et du plan de suivi des effets sur l'environnement (EMoP) joints au procès-verbal des discussions tenues lors de la mission d'évaluation de la JICA en février 2014, et révision / mise à jour du PGE et de l'EMoP, si nécessaire.
 - b) Examen des Termes de Référence (TdR) du projet pour étude supplémentaire de l'environnement joint à l'annexe A.
- 2) Gestion et suivi de la mise en œuvre du PGE et de l'EMoP
 - a) Aider la STEG à se conformer aux conditions fixées à l'approbation du rapport de l'EIE et aux exigences du PGE, de l'EMoP ainsi qu'à la réglementation tunisienne et aux lignes directrices de la JICA
 - b) Aider la STEG à superviser le travail du contractant en rapport avec le PGE et l'EMoP, les documents d'appel d'offres et la réglementation tunisienne et les lignes directrices de la JICA.
 - c) Aider la STEG dans la supervision de l'étude environnementale supplémentaire menée par le contractant.
- 3) Diffusion de l'information à la JICA
 - a) Aider la STEG en fournissant des informations pertinentes sur le projet en rapport avec l'environnement tel que peut raisonnablement l'exiger la JICA.

4) Suivi des effets sur l'environnement

- a) Aider la STEG dans la poursuite de l'élaboration de programmes de gestion et de suivi des effets sur l'environnement, tant au niveau de l'organisation qu'au niveau du management.
- b) Examiner les résultats du suivi des effets sur l'environnement qui sera réalisé par le contractant et fournir des conseils techniques, y compris une solution réalisable, pour la STEG pour améliorer la situation si nécessaire.
- c) Aider la STEG dans la préparation du rapport de suivi des effets sur l'environnement qui doit être soumis à la JICA dans le cadre du rapport d'avancement trimestriel, en remplissant le formulaire de suivi à l'annexe B.
- d) Aider la STEG dans la conduite du suivi des effets sur l'environnement en cours d'opération, et dans la préparation du rapport de suivi des effets sur l'environnement devant être soumis à la JICA en remplissant le formulaire de suivi joint à l'annexe C
- e) Aider la STEG à mettre en œuvre l'éducation à la conservation de l'énergie

H) Aider la STEG pour la période de garantie

Le Consultant devra effectuer ce qui suit :

- 1) Aider la STEG à évaluer les conditions d'exploitation de la centrale.
- 2) Aider la STEG à inspecter le brûleur, etc., de la turbine à gaz.

V. RAPPORTS ET DOCUMENTS

Le Consultant devra préparer et soumettre à la STEG les rapports et documents suivants.

1. Rapport d'avancement mensuel
2. Rapport d'avancement trimestriel
3. Rapport d'achèvement du projet

VI. EXIGENCES EN EXPERTISE

Les services d'ingénierie devront être fournis par les consultants étranger et local et devront inclure, sans se limiter à, ce qui suit :

Consultant étranger

1. Chef du projet (Chef de l'équipe : mécanicien ou ingénieur) – A plein temps
2. Ingénieur mécanicien (Turbine à gaz)
3. Ingénieur mécanicien (Turbine à vapeur)
4. Ingénieur mécanicien (GVRC)
5. Ingénieur électricien
6. Ingénieur I & C
7. Ingénieur génie civil
8. Expert de la question environnementale

Consultant local

1. Chef adjoint du projet (Chef adjoint de l'équipe) – A plein temps
2. Ingénieur mécanicien (Turbine à gaz)
3. Ingénieur mécanicien (Turbine à vapeur)

4. Ingénieur mécanicien (GVRC)
5. Ingénieur électricien
6. Ingénieur I & C
7. Ingénieur génie civil
8. Expert de la question environnementale

Remarque : Les consultants à plein temps devront fournir leurs services pendant un minimum de 43 mois.

VII. DUREE DES SERVICES

Les services d'ingénierie devront couvrir une durée de quarante cinq (45) mois, du début des services de consultation jusqu'à l'achèvement du projet.

- | | | | |
|----|--------------------------|---|------------------------------|
| 1) | Étape de construction | : | 33 mois |
| 2) | Période de garantie | : | TG: 24 mois
CCPP: 12 mois |
| 3) | Consultant international | : | 170 Hommes-mois |
| 4) | Consultant local | : | 198 Hommes-mois |

VIII. CRITERES DE SELECTION DES CONSULTANTS

1. Qualification de base

Sur la base des manifestations d'intérêt (EOI) soumises par les candidats consultants, la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) devra préparer une liste de présélection des candidats qui seront invités à soumettre leurs propositions. Le nombre des candidats consultants retenus dans cette liste sera de 3 à 5. Les bureaux de conseil devront satisfaire les conditions suivantes pour pouvoir être retenus dans cette liste.

- 1.1 Expérience des services de consultation à l'étranger pour des projets de centrales similaires.
Exigences minimum : le bureau doit avoir l'expérience des services de consultation, au minimum dans un pays en développement ayant un environnement similaire, d'un projet de centrale électrique à cycle combiné d'une capacité de 340 MW ou plus (1+1), sous un seul contrat, pour être pris en considération dans l'élaboration de la liste de présélection, et le montant contractuel de ces services devra être supérieure à 20 millions de \$ US. Les bureaux de conseil doivent être originaires de pays éligibles (par ex., tous les pays et régions du monde) conformément aux prêts APD du Japon.
- 1.2 Les bureaux proposant des hommes-mois inférieurs à ceux spécifiés dans les TDR seront disqualifiés.

2. Capacités techniques

Les critères supplémentaires suivants seront pris en compte durant l'évaluation des bureaux.

- 2.1 Expérience dans un pays en développement dans un environnement similaire.
- 2.2 Expérience des projets financés par un prêt APD du Japon.

- 2.3 Compétences professionnelles
- 2.4 Expérience dans le domaine pertinent.

Le domaine pertinent fait référence, sans se limiter, aux secteurs ci-dessous :

- 2.4.1 Préparation des spécifications de la centrale électrique et des matériels des sous-stations
- 2.4.2 Préparation du devis quantitatif
- 2.4.3 Préparation des documents d'appel d'offres avec termes commerciaux et conception
- 2.4.4 Expérience de l'évaluation des documents d'appel d'offres
- 2.4.5 Préparation des documents du contrat
- 2.4.6 Révision et approbation de la conception technique et des plans
- 2.4.7 Préparation du calendrier d'exécution du projet
- 2.4.8 Supervision et monitoring des travaux de construction, contrôle de qualité, mise à l'essai et travaux de mise en route
- 2.4.9 Préparation du calendrier des essais
- 2.4.10 Délivrance des certificats d'achèvement et de réception
- 2.4.11 Préparation des manuels d'exploitation et de maintenance (E&M)

3. Capacités financières

- 3.1 Chiffre d'affaires du bureau de conseil
- 3.2 Montant contractuel des services de consultation déjà exécutés

4. Exigences spécifiques :

- 4.1 Les consultants - tant locaux qu'étrangers - devront avoir leur bureau à Tunis, Tunisie.
- 4.2 Le consultant étranger doit rendre ses services en résidant en Tunisie pendant une durée raisonnable déterminée avec le Client (le Maître d'Ouvrage).
- 4.3 Les ingénieurs à plein temps devront rester en Tunisie et couvrir les 100% des hommes-mois qui leur ont été attribués.

La liste de présélection sera élaborée sur la base de la section mentionnée sur les critères du VIII de EOI (manifestations d'intérêt) conformément aux « Lignes directrices pour l'emploi de consultants sous financement par prêts APD du Japon. » de mars 2009.

9.3.4 Calendrier d'affectation du personnel pour les services de consultation

Le calendrier d'affectation du personnel pour les services de consultation du Projet de la centrale CCPP Radès C est présenté dans l'ANNEXE 1.

ANNEXE 1

Annexe Manning pour les services de conseil de Radès C Projet PPCC

Date : 12 janvier 2014

Calendrier d'affectation du personnel pour les services de consultation du Projet de la centrale CCPP Radès C

AVANCEMENT DU PROJET (MOIS)		MOIS																																															TOTAL																																				
AVANCEMENT DE LA CONSTRUCTION (MOIS)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47		48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60																							
CALENDRIER D'AFFECTATION DU PERSONNEL		Contrat IAGC														GT sur base PR														S/C COD														ST IS														CC COD														Expiration du délai de garantie													
N°	NOM	POSITION	BUREAU																																																Étranger																																		
Consultant étranger																																																			HO	SO	TOTAL INT																																
																																																			M/M	M/M	M/M	TRIP																															
1		Chef du projet		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	31.0	31.0	5																															
2		Ingénieur mécanicien (Turbine à gaz)		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	25.0	25.0	6																															
3		Ingénieur mécanicien (Turbine à vapeur)		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	17.0	17.0	8																															
4		Ingénieur mécanicien (GVRC)		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	17.0	17.0	8																															
5		Ingénieur électricien		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	17.0	17.0	8																															
6		Ingénieur I & C		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	17.0	17.0	8																															
7		Ingénieur génie civil		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	21.0	21.0	3																															
8		Expert en environnement		[Gantt chart for Consultant étranger]																																															0.0	8.0	8.0	0																															
Sous-total (Consultant étranger)																																																			0.0	153.0	153.0	46																															
Consultant tunisien																																																			Local																																		
1		Chef adjoint du projet		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	32.0	32.0	0																															
2		Ingénieur mécanicien (Turbine à gaz)		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	31.0	31.0	0																															
3		Ingénieur mécanicien (Turbine à vapeur)		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	31.0	31.0	0																															
4		Ingénieur mécanicien (GVRC)		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	17.0	17.0	0																															
5		Ingénieur électricien		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	17.0	17.0	0																															
6		Ingénieur I & C		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	17.0	17.0	0																															
7		Ingénieur génie civil		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	24.0	24.0	0																															
8		Expert en environnement		[Gantt chart for Consultant tunisien]																																															0.0	10.0	10.0	0																															
Sous-total (Consultant tunisien)																																																			0.0	179.0	179.0	0																															
Total																																																			0.0	332.0	332.0	46																															

Légende : □ HO M/M : Bureau d'origine, Hommes-mois, ■ MM : Bureau local, Hommes-mois, INT, TRIP : Voyage international ES : Début du montage ; GT : Turbine à gaz ; PR : Réception électricité ; IS : Admission de vapeur initiale vers turbine ; S/C : Cycle simple, C/C : Cycle combiné ; COD : Date d'achèvement, : Période [] : Garantie, Travail sur appel

9.4 Coût du projet et plan financier

9.4.1 Hypothèses utilisées à des fins de calcul de l'investissement initial

- (1) Coût de construction de la centrale (coût des matériels et équipements, coût de conception, coût de génie civil et construction architecturale en devises et en monnaies locales) : 35.466 millions de yen
- (2) Révision des prix pour le coût de construction de la centrale : 796 millions de yen
Devises : 1,3%, Monnaies locales : 0,0%
- (3) Éventualités pour le coût de construction de la centrale : 1.813 millions de yen
Éventualités matérielles : 5% pour la construction
- (4) Taux d'intérêt pendant la construction de la centrale : 612 millions de yen
Taux d'intérêt durant la construction : 0,6% pour construction, 0,00% pour service de consultation
- (5) Commission d'ouverture : 76 millions de yen
Taux des charges d'engagement : 0,2%
- (6) Frais des services de consultation (y compris révision des prix et éventualités) : Néant
- (7) Autres rubriques non éligibles pour le prêt en yens japonais :
 - 1) Compensation pour l'acquisition des terrains :
Cette rubrique n'est pas applicable. Il n'est pas nécessaire d'acquérir un terrain pour le projet puisque la centrale Radès C sera construite dans une zone à l'intérieur du site des centrales existantes qui a été utilisée comme aire provisoire lors de la construction des centrales Radès A et B.
 - 2) Coût d'enlèvement des équipements vétustes
Pas d'équipement vétuste à enlever.
 - 3) Taxes d'importation et TVA :
Taxes d'importation : 0, TVA : 33 millions de TND (18% pour les portions en monnaies locales)
 - 4) Coûts administratifs pour l'organisme d'exécution : 1.255 millions de yen
Taux des coûts administratifs : 3,0%
 - 5) Taux d'intérêt durant la construction pour les autres autorités : 0
Il n'est pas nécessaire de collaborer avec d'autres autorités pour le Projet.
- (8) Autres rubriques, à l'exception de (7) ci-dessus
 - 1) Les coûts de construction devant être pris en charge par la STEG sont ceux pour :
 - (a) Poste d'interconnexion et lignes de transmission,
Le coût pour les trois rubriques de construction ci-dessus est estimé à 42,5 millions de TND par la STEG.
 - (b) La prise, la décharge et le système d'alimentation en gaz,
Coût pour les éléments ci-dessus de construction est estimé à 15 millions de TND par la STEG
 - 2) Coût de maintenance (frais de sous-traitance) après achèvement du Projet :
Le coût de cette rubrique est estimé à 17.358.000 TND/an par la STEG.
 - 3) Coût d'orientation/ formation et coût des activités publicitaires/ sécurité :
 - (a) Orientation et formation :
La STEG recrutera 20 ingénieurs et 20 techniciens pour 2014. A l'heure actuelle, la STEG n'a aucun budget spécial pour l'orientation et la formation des ingénieurs et du personnel de la centrale Radès C. STEG introniser et former de nouveaux employés ainsi que la STEG effectuée chaque année, comme d'habitude.
 - (b) Activités publicitaires :

La réunion des parties prenantes deuxième a eu lieu en Novembre 2013. Il n'y aura pas d'autres activités promotionnelles.

(c) Sécurité :

Deux experts en sécurité seront recrutés pour le Projet durant la construction et l'exploitation de la centrale Radès C. Le coût de cette rubrique est estimé à 360.000 TND/an par la STEG.

4) Coût administratif supplémentaire accompagnant la mise en œuvre du Projet :

Cette rubrique n'est pas applicable.

9.4.2 Coût du Projet

Le coût du Projet est fondamentalement estimé de la manière suivante.

Pour l'estimation des matériels et équipements, la tendance des fluctuations des prix courants a été recherchée en détail, tant à l'international qu'au niveau local.

La STEG a déjà estimé le coût de construction du projet de 730 millions de dinars. Ce montant inclut le coût pour le système sous-station, la transmission, la consommation, la décharge et la fourniture de gaz, qui est de 57,5 millions de dinars au total. Soustrayant 57,5 millions de dinars de TND 730 millions, 672,5 millions de dinars devrait être financé par un prêt en yens japonais.

L'Équipe d'étude a vérifié, dans son rapport final provisoire, le coût du projet estimé par la STEG en le comparant avec le coût estimé par SOAPP (logiciel créé par EPRI, USA) et les coûts des autres projets comme ceux des centrales Sousse C et D.

Pour l'estimation des coûts, les formulaires et directives suivantes ont été utilisés.

- (1) Formulaire d'estimation des coûts publié en 2008 par la JICA
- (2) Directives intitulées « Manuel d'évaluation de la conception et du coût (version d'essai) pour l'Étude préparatoire de la coopération économique » publié en mars 2009 par la JICA

9.5 Calendrier d'exécution du projet

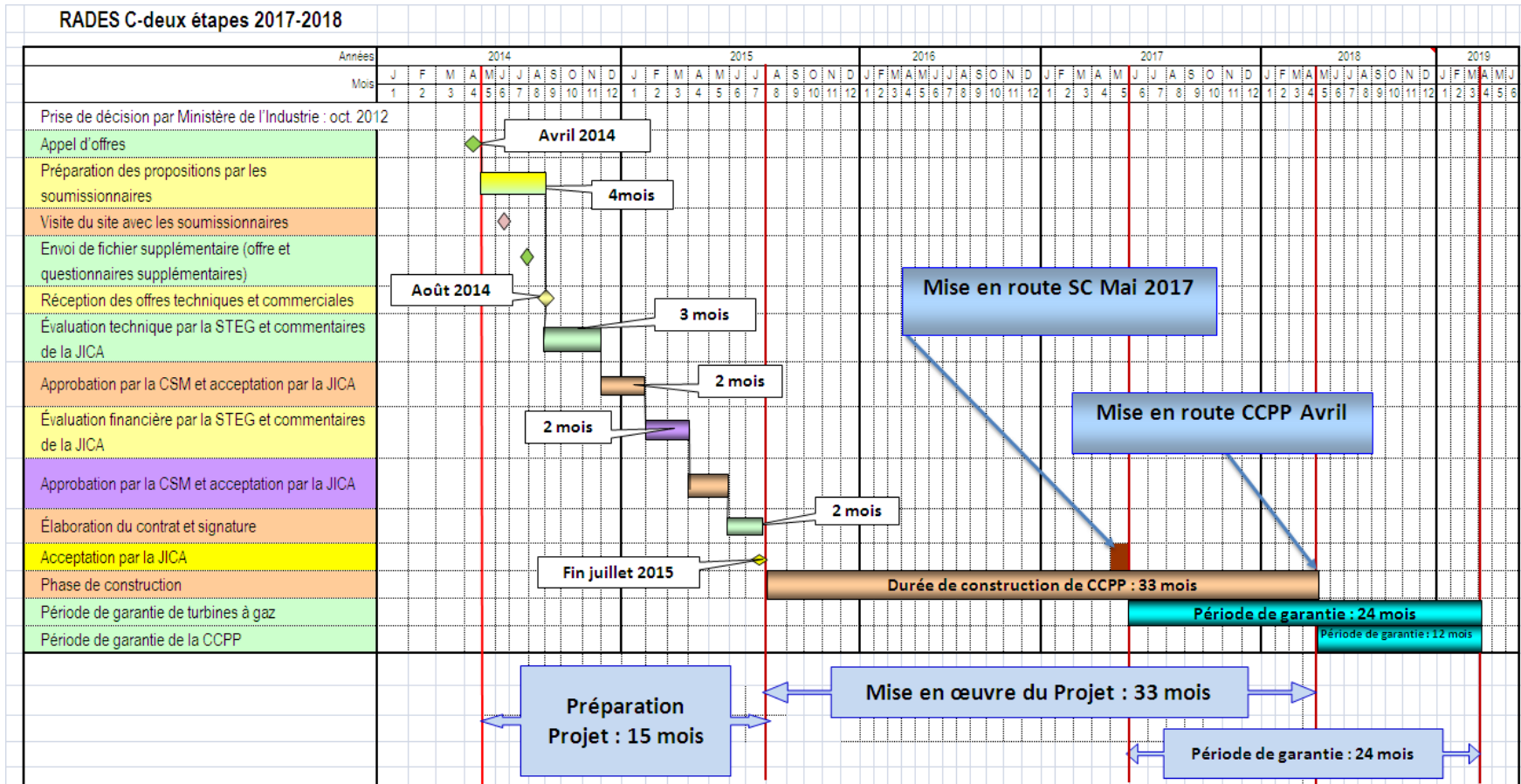
Suite aux discussions tenues entre la JICA et la STEG lors de la mission d'évaluation de la JICA en février 2014, le calendrier d'exécution du projet a été finalisé tel qu'indiqué dans la Figure 9.5-1.

Les étapes importantes du calendrier d'exécution du projet sont présentées dans le Tableau 9.5-1

Tableau 9.5-1 Étapes importantes du calendrier d'exécution du projet

	Étapes importantes
Annonce d'appel d'offres	Fin avril 2014
Période de soumission	4 mois (de début mai à fin août)
Clôture de l'appel d'offres	Fin août 2014
Évaluation technique des propositions des soumissionnaires par la STEG et commentaires de la JICA	Début septembre à la fin de novembre 2014
Approbation par la CSM et acceptation par la JICA	Début décembre 2014 à la fin janvier 2015
Évaluation financière par la STEG et commentaires de la JICA	Début février à la fin mars 2015
Approbation par la CSM et acceptation par la	Début avril à la fin mai 2015

	Étapes importantes
JICA	
Élaboration du contrat et signature	Début juin à la fin juillet 2015
Acceptation par la JICA	Juillet 2015
Construction de turbine à gaz et du générateur	Début août 2015 à mai 2017 (22 mois)
Construction de la CCPP :	Début août 2015 à la fin avril 2018 (33 mois)
Période de garantie de turbines à gaz et du générateur	De juin 2017 à avril 2019 (24 mois)
Période de garantie de la CCPP	De mai 2018 à avril 2019 (12 mois)



Remarque : Ce calendrier a été établi en tenant compte des procédures requises par la JICA.

Figure 9.5-2 CALENDRIER D'EXECUTION DU PROJET DE CENTRALE ELECTRIQUE A CYCLE COMBINE DE RADES C

9.6 Méthode de passation de marchés

9.6.1 Situation de la passation de marchés des projets similaires en Tunisie

En Tunisie, les centrales électriques à cycle combiné de Sousse C et D sont en cours de construction. La situation de la passation de marchés de ces deux projets est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 9.6.1-1 Situation de la passation de marchés des projets similaires en Tunisie

	Sousse C	Sousse D
Contractant	Consortium SNC-Lavalin International Inc (Canada) et Ansaldo (Italie)	Consortium Ansaldo (Italie) et SNC-Lavalin International Inc (Canada)
Capacité installée	424 MW	424 MW
Financement	BEI*1/ FADES*2	BID*3/ SB *4/ OFID*5
Méthode de passation de marchés	Clé en mains intégrale	Clé en mains intégrale
Coût du projet	Env. 560 millions de TND	Env. 620 millions de TND
FOF/CAF		
Calendrier de construction (Planifié/ Réel)	30 mois/ 40 mois	28 mois/ ? mois
Structure organisationnelle	Voir la section 9.8.1	Idem ci-contre

Remarque :

- *1 BEI : Banque Européenne d'Investissement
- *2 FADES : Salutations du Fonds arabe de développement économique et social
- *3 BID : Banque Islamique de Développement
- *4 SB : Banque Arabie Saoudite
- *5 : OFID : Fonds de l'OPEP pour le développement international

La construction de la centrale Sousse C est en retard en raison du retard pris pour débiter les travaux de génie civil.

9.6.2 Sélection du Consultant

Le Consultant sera sélectionné conformément aux directives de la JICA relatives à la passation de marchés. La procédure de sélection typique est la suivante.

- La STEG envoie une lettre d'invitation aux consultants retenus dans la liste de présélection des candidats.
- Les consultants intéressés élaborent leurs propositions techniques et financières dans les délais de 45 jours.
- Après la clôture, les propositions sont évaluées sur la base du QCBS (système de base qualité et coût) et à une étape-deux enveloppes.
- La STEG évalue tout d'abord les propositions techniques. Les propositions financières passant par l'évaluation technique sont évaluées ensuite par la STEG.
- Le soumissionnaire étant arrivé au premier rang est invité à procéder aux négociations du contrat résultant de l'évaluation QCBS.

Dans le Projet de la centrale CCPP Radès C, la désignation directe du Consultant est recommandée car le Contractant doit être sélectionné dans une période très courte.

9.6.3 Sélection des Contractants

(1) Généralités

La STEG envoie une invitation aux fournisseurs et consortium intéressés par le Contrat. Une procédure de soumission en deux étapes vient ensuite. Dans la première étape, les soumissionnaires seront priés de fournir des informations sur leur éligibilité et celle de leurs partenaires en joint venture, des sous-traitants proposés et d'identifier les déviations et les exceptions dans les documents de soumission. Les critères de sélection incluent la renommée internationale, l'expérience spécifique du soumissionnaire et les performances techniques prouvées des équipements proposés, la volonté d'exécution selon les normes internationales et de fournir des garanties de performance adéquates, ainsi que les capacités financières.

Lors de la seconde étape, les soumissionnaires seront priés de présenter leurs soumissions techniques, les bordereaux des prix et les autres documents de soumission selon les formulaires requis.

La STEG passe ensuite un contrat à prix fixe, clé en mains intégral, avec le soumissionnaire retenu.

(2) Pré-qualification

La STEG n'a pas l'intention de procéder à une pré-qualification afin de raccourcir le calendrier d'exécution. Bien que cette procédure soit omise, les expérimentations des principaux équipements, comme la turbine à gaz, seront évaluées.

(3) Méthode de soumission

La STEG a l'intention d'adopter la méthode d'une (1) étape-deux (2) enveloppes et ouvrira simultanément les propositions techniques et financières.

La JICA recommande également d'adopter la méthode d'une (1) étape-deux (2) enveloppes, conformément à ses Directives de passation de marchés, avec l'évaluation tout d'abord des propositions techniques et ensuite l'ouverture des propositions financières pour évaluer le soumissionnaire venant en première place à partir de cette dernière proposition.

L'Équipe d'étude recommande d'utiliser la méthode stipulée dans les Directives de passation de marchés de la JICA.

(4) Détermination des conditions du contrat

Les conditions générales indiquées dans la Partie 3, Section VII du Dossier Standard d'Appel d'offres pour la passation de marchés de Conception, Fourniture et Montage d'Équipements (version 1.0) préparé par la JICA en février 2013 (ci-après dénommées «CG Standard») sont basées sur le modèle de Contrat international pour la construction des centrales de procédé publié par Engineering Advancement Association of Japan (ENAA). Les CG contiennent les clauses générales à appliquer à tous les contrats.

L'utilisation de ces CG Standard pour la totalité des documents et contrats pour la passation de marchés de Conception, Fourniture et Montage d'Équipements financés par les prêts APD du Japon est requise, les conditions devant être utilisées sans modification. Si les Conditions Générales des documents et contrats préparés par le Maître d'Ouvrage contiennent des modifications par rapport au CG Standard, la JICA ne les considérera pas comme valides, les CG Standard indiquées ci-dessus étant seules applicables.

Les CG de la présente section, lues avec les Conditions particulières de la Section VIII et les autres documents listés ici, devront former un document complet exprimant la totalité

des droits et des obligations des parties contractantes.

D'autre part, la STEG a l'expérience des centrales en Tunisie. La plupart de ces centrales ont été construites sur une base clé en mains. En tenant compte de l'expérience des projets de la STEG, il peut être considéré comme approprié d'adopter des conditions de contrat similaires. En outre, la STEG a déjà élaboré le projet de Conditions du contrat pour la centrale CCPP Radès C.

Par ailleurs, la fourniture de la turbine à gaz, qui est le principal équipement de la centrale est très importante. Par conséquent, les exigences suivantes devront être stipulées dans le dossier d'appel d'offres de la centrale CCPP Radès C.

1) Qualification de la turbine à gaz (TG)

Il est important tout d'abord de séparer les expériences du Contractant EPC et les relevés de la TG.

Pour une centrale électrique à cycle combiné au gaz, l'expérience du fonctionnement de la TG est cruciale pour assurer la fiabilité de la centrale. L'Équipe d'étude considère que les critères de qualification suivants, qui sont généralement utilisés pour les appels d'offres internationaux des centrales à gaz, seront également obligatoires pour l'appel d'offres de Radès C en vue d'évaluer la fiabilité de la TG.

a. La TG proposée doit avoir été expérimentée dans plus de 3 centrales en opération dans deux différents sites de projet au minimum ; un de ses sites doit être en dehors du pays où se trouve l'usine du constructeur.

La même TG doit avoir l'expérience du fonctionnement dans 3 centrales en opération au minimum pour pouvoir assurer la fiabilité technique. La TG proposée devra être opération au minimum dans un autre pays que celui où se trouve l'usine du constructeur de la TG, de façon à ce que l'expérience et la fiabilité du fonctionnement de la TG dans un pays étranger soient assurées.

A cet effet, la Mission d'étude recommande que les soumissionnaires fournissent trois certificats de leurs clients pour ces TG.

b. La TG proposée devra avoir un relevé de 16.000 heures d'exploitation réelles (HER) au minimum pour une unité et de 30.000 HER pour les 3 unités au total.

Afin d'assurer la fiabilité, il est important de clarifier l'unité indiquée dans le dossier d'appel d'offres. Pour les relevés d'exploitation de la TG, les HER doivent constituer une preuve de la fiabilité de la TG.

L'Équipe d'étude recommande qu'une TG au minimum ait plus de 16.000 HER et que le total des 3 unités soit de plus de 30.000 HER pour assurer la fiabilité de la TG. Il est également nécessaire de clarifier les données techniques spécifiques, comme le nombre d'étages de l'aube de la turbine, la variable des ailettes de guidage du compresseur, pour évaluer les critères ci-dessus afin d'identifier le modèle de TG proposé, qui sera en relation avec sa fiabilité.

c. La TG proposée devra être un équipement nouvellement construit.

Certains soumissionnaires peuvent présenter les références pour certains types de TG rénovées. Même si le type de la TG d'origine et de la turbine rénovée est le même, les TG rénovées ont évidemment des caractéristiques différentes de la TG d'origine d'un point de vue technique. Ces différences techniques proviennent des relevés anciens pour ce qui est du fonctionnement, des procédés de fabrication, et de garantie de performance et contre les défauts.

L'Équipe d'étude considère que la STEG devra demander aux soumissionnaires

uniquement des unités de type techniquement similaire pour la TG (dimensions et paramètres de conception identiques) sans rénovation.

La rénovation signifie le remplacement par des pièces ou composants ayant des spécifications différentes, dans les unités existantes déjà fournies, pour améliorer les performances et/ou la fiabilité.

2) Participants à l'Appel d'offres

Le fournisseur de la TG devra être un Fabricant d'équipement d'origine (FEO) ayant l'expérience du développement et de la fabrication du prototype de TG proposée. Ceci car les TG sont des équipements extrêmement sensibles et technologiquement sophistiqués et car la centrale Radès C jouera un rôle majeur pour l'alimentation en électricité après 2017 en Tunisie.

Par conséquent, l'Équipe d'étude recommande que les participants ne soient pas uniquement fabricants de TG mais également FEO de ces turbines ou qu'un des partenaires soit FEO de TG en cas de participation d'un groupe.

3) Période de fourniture

L'Équipe d'étude comprend que Radès C est un projet très important pour l'alimentation en électricité à l'avenir et la fiabilité de la centrale devra avoir la priorité sur les autres considérations. Dans ce cas, L'Équipe d'étude considère que la période de livraison devra être clairement définie dans le Dossier d'appel d'offres et qu'il ne devrait y avoir ni charge pour retard de livraison, ni prime de livraison rapide. En effet, les conditions de la charge ou de la prime conduisent à une concentration excessive des soumissionnaires sur une période de livraison plus courte en tant que stratégie pour obtenir le contrat, et les empêchent de se concentrer sérieusement sur la fiabilité de la centrale.

En outre, la période de livraison devra être définie conformément aux normes internationales, à savoir 24 mois pour l'achèvement d'un cycle simple à partir de l'ordre de démarrage et de 36 mois pour l'achèvement de l'exploitation de cycle combiné à partir de l'ordre de démarrage.

4) Coût de combustible

Fuel Gas Price for evaluating the bidder's proposal should be clearly mentioned as fixed price in the Tender Documents. Based on such price, bidders can optimize its plant and equipments for matching STEG's requirement as much as possible.

Considering the life cycle cost of power plant (e.g. 25 years), such fixed price should be set based on the gas price of past 6 months or 1 year. For the purpose of the evaluation, such fixed gas price should also incorporate price escalation/indexation throughout the term of evaluation.

5) Charge

La centrale Radès C est sans aucun doute appelée à devenir la centrale la plus efficace de Tunisie. En tenant compte de l'augmentation de la demande en électricité et de l'équilibre entre les sources énergétiques, l'Équipe d'étude est convaincue que la centrale Radès C devra être exploitée en tant que centrale de charge de base d'un rendement de 100%. Par conséquent, sa formule de calcul devra également être basée sur cette attente en matière de charge, à savoir charge proche de la base avec rendement maximum. Ceci aura également un impact positif sur la réduction de la consommation de combustible et les émissions de CO₂.

(5) Forme du Contrat

En principe, la forme du Contrat devrait être celle indiquée dans la Partie 3 –

CONDITIONS ET FORMULAIRES DU MARCHÉ, du Dossier Standard d'Appel d'offres sous Financement par Prêts APD du Japon pour la passation de marchés de Conception, Fourniture et Montage d'Équipements, préparé par la JICA en février 2013. Toutefois, comme le Dossier d'appel d'offres de CCPP Radès C a déjà été élaboré par la STEG, la forme du contrat sera stipulée après discussions avec la STEG.

(6) Détermination de la politique de base des conditions du Contrat

En principe, les conditions du Contrat devraient être celles indiquées dans la Partie 3 – CONDITIONS ET FORMULAIRES DU MARCHÉ, du Dossier Standard d'Appel d'offres sous Financement par Prêts APD du Japon pour la passation de marchés de Conception, Fourniture et Montage d'Équipements, préparé par la JICA en février 2013. La STEG a décidé que la centrale CCPP Radès C serait construite sur une base clé en mains. Les projets de Sousse C et D de la STEG ont également été construits sur le même schéma. Par conséquent, on peut considérer comme adéquat que des conditions de contrat similaires à celles des projets passés de la STEG soient adoptées.

9.7 Organisme d'exécution du Projet

9.7.1 Organisme d'exécution

La STEG sera responsable de l'exécution du présent projet (à savoir, gestion du projet et de la construction, surveillance de la conception, de l'ingénierie et de la passation de marchés ainsi que supervision du démarrage), avec l'aide d'un Consultant totalement familiarisé avec les procédures de passation de marchés internationales et les subtilités techniques de la technologie des centrales électriques à cycle combiné. Pour que les activités d'ingénierie puissent démarrer en mai 2014, la procédure de sélection d'un consultant international doit être débutée immédiatement.

La STEG, qui est responsable de l'alimentation électrique en Tunisie, sera l'organisme d'exécution du Projet. Les dispositions financières pour la portion tant en devises qu'en monnaies locales seront promues par la STEG par le biais du gouvernement. Lorsque les dispositions financières auront été achevées, la STEG lancera des appels d'offres international et local pour le Projet et les contrats seront attribués par la STEG aux soumissionnaires retenus, avec l'aide du Consultant travaillant pour elle. Durant la construction, les travaux seront gérés et supervisés par la STEG avec l'assistance du Consultant. Après l'achèvement du Projet, la centrale sera exploitée et entretenue par la STEG.

9.7.2 Unité de gestion du Projet (UGP)

Cette section traite de l'organisme qui sera chargé de l'exécution du projet de la centrale CCPP Radès C. L'établissement d'une unité de gestion du projet (UGP) au sein d'un service de la STEG est recommandé pour diriger et exécuter le projet de la centrale CCPP Radès C.

Le personnel de cette unité sera déplacé vers la centrale CCPP Radès C ou le service E&M de la STEG.

Pour les lignes de transmission et la sous-station, la STEG cèdera toutes les responsabilités à ce projet. Le Directeur du Projet de la Centrale CCPP Radès C vérifiera et signera un rapport d'avancement à chaque étape, de la phase de conception jusqu'à l'achèvement, afin de confirmer l'avancement et toutes les responsabilités liées au présent projet.

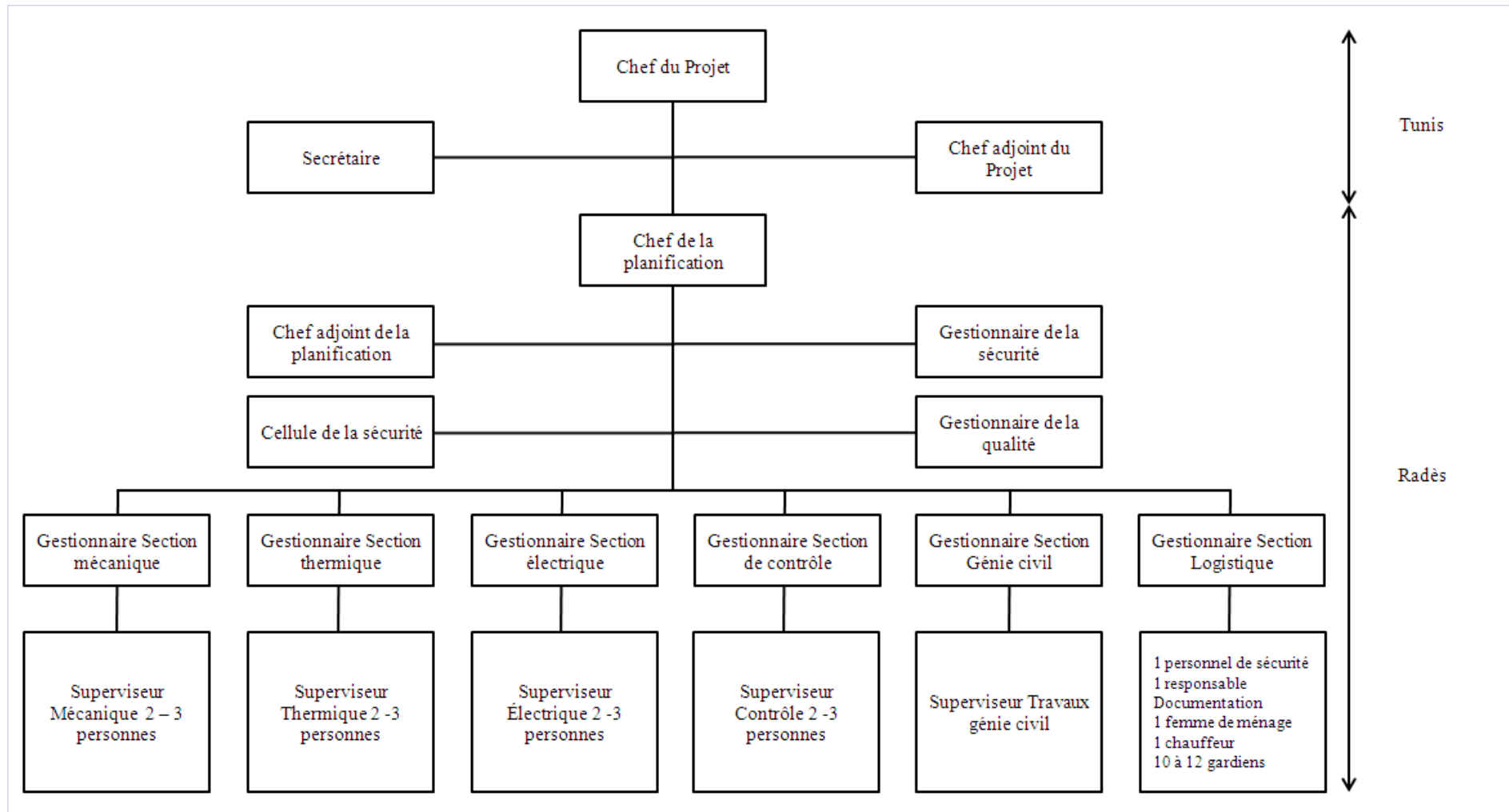
La STEG établira deux organisations pour la construction et la mise en route de la centrale en se référant au projet similaire de Sousse C. Pendant la période de construction, le chef de projet et

les chefs adjoints de projet travailleront dans le bureau de Tunis. Les autres employés travailleront dans le site de Radès. Cette organisation pour la construction regroupera un nombre total de 44 personnes.

Pour la mise en route, un total de 32 personnes, y compris le festonneur du site pour la mise en route, seront affectées au site de Radès.

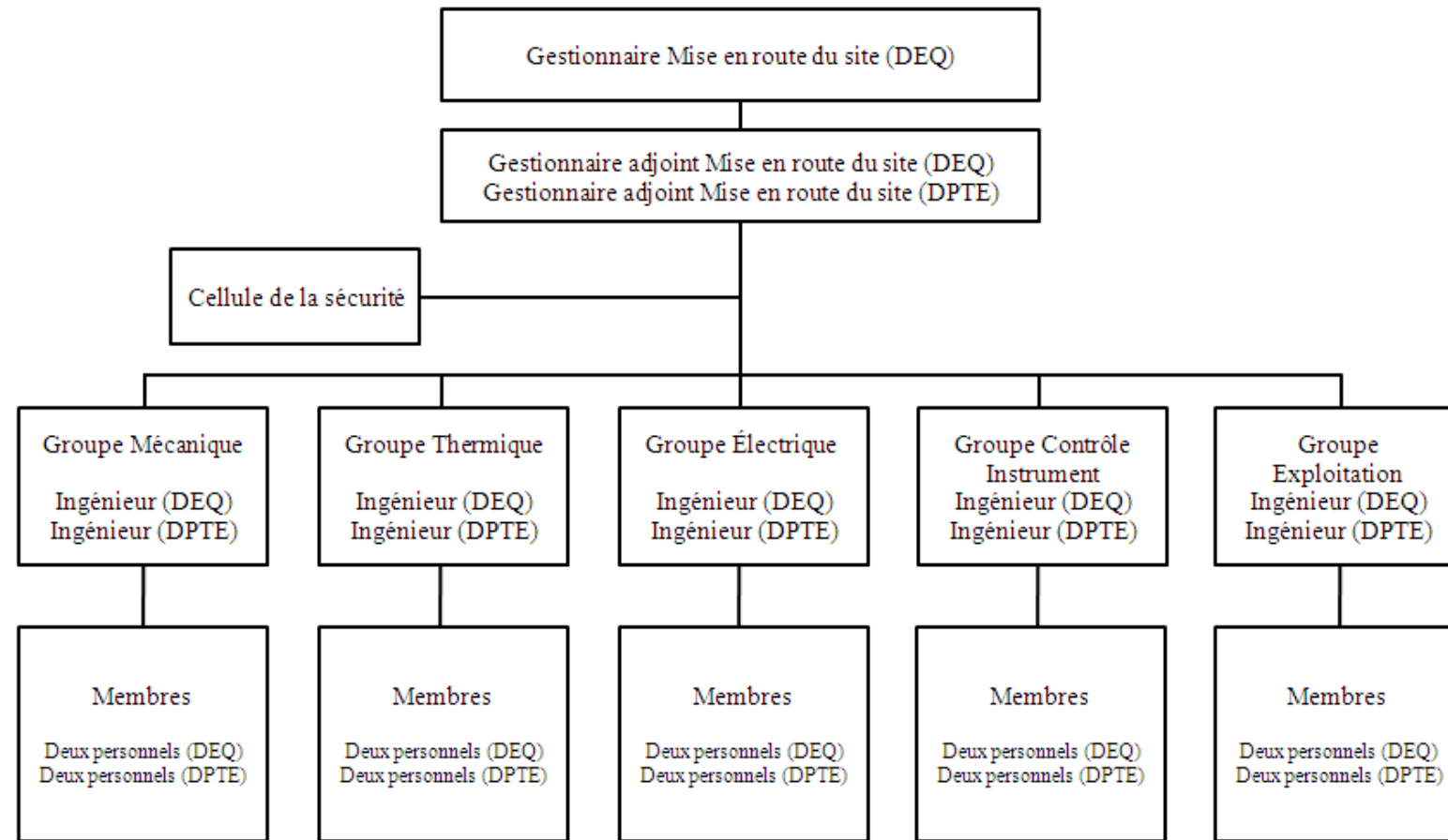
Les organigrammes de la construction et de la mise en route sont présentés ci-après.

La STEG exploite actuellement de nombreuses centrales par elle-même. Elle sera donc parfaitement capable d'exploiter Radès C comme les autres centrales..



Source: STEG

Figure 9.7.2-1 Organigramme pour l'étape de la construction



Notes: DEQ (Direction de l'Équipement)
DPTE (Direction de Production et Transport de l'Électricité)

Source: STEG

Figure 9.7.2-2 Organigramme pour l'étape de mise en route

9.7.3 Capacités technologiques

La STEG a l'expérience de la gestion de l'ingénierie, de la fourniture, de la construction, de la mise en route et de l'E&M des centrales CCPP dans les projets passés.

Le Tableau 9.7.3-1 présente les relevés des projets CCPP passés, actuels et futurs de la STEG.

Tableau 9.7-3-1 Liste des projets CCPP passés, actuels et prévus de la STEG

Nom de la centrale	Contractant	Type de TG	Configuration de la centrale CCPP	Année d'opération initiale
Sousse B	GEC Alstom	E type (GE / 9E)	Multi-arbre avec cheminée de dérivation (2 sur 1)	1994
Ghannouch	Alstom	F type (Alstom / GT26)	Arbre unique	2011
Sousse C	Ansaldo/SNC Lavalin	F type (Ansaldo / AE94.3A4)	Arbre unique	2014 (prévu)
Sousse D	SNC Lavalin/Ansaldo	F type (Ansaldo / AE94.3A4)	Arbre unique	2015 (prévu)
Rades C	-	-	Multi-arbre avec cheminée de dérivation (1 sur 1)	TG : 2017 CCPP : 2018 (prévu)

Source : Équipe d'étude de la JICA

Étant donné que la STEG a l'expérience non seulement des projets de centrales CCPP mais également de différents types de TG et de configurations de CCPP avec divers contractants, elle dispose des capacités suffisantes pour gérer et contrôler un projet de centrale thermique. Par conséquent, la STEG est capable de procéder à l'exécution du projet de construction de la centrale CCPP Radès C, aussi bien du point de vue technique que du point de vue management.

9.8 Système d'exploitation, de gestion et maintenance et Stratégie du présent projet

Le présent projet peut se subdiviser dans les trois étapes suivantes:

- Étape de construction
- Étape de mise en route
- Étape d'exploitation commerciale

L'Équipe d'étude de la JICA propose d'adopter les stratégies suivantes à chacune de ces étapes.

(1) Stratégie de l'étape de construction

Pour l'exécution du présent projet, l'Équipe d'étude propose la formation d'une organisation principalement composée de personnel ayant l'expérience des travaux de construction pour les centrales CCPP de Ghannouch, Sousse C ou Sousse D, car un projet est toujours réalisé avec succès lorsque son exécution est assurée par une organisation dotée d'un personnel expérimenté. L'organisation devra être basée sur un schéma identique à celui de la CCPP Sousse C qui est en cours d'exécution actuellement, comme le montre la

Figure 9.7.2-1. Les sections Mécanique, Thermique, Électrique, Contrôle et Génie civil seront chargées de la gestion de la sécurité, de la qualité et du procédé. La section Mécanique sera principalement en charge de la construction du GVRC, des auxiliaires, et des installations de dessalement et de déminéralisation. En outre, la section Thermique sera en charge de la construction de la turbine à vapeur, de la turbine à gaz et des auxiliaires. La sécurité et le nettoyage dans le site de la centrale sera sous la responsabilité de la section Logistique.

Les principaux travaux à l'étape de la construction sont présentés ci-dessous.

1) Gestion de la sécurité

Le Contractant sera prié de soumettre un plan de sécurité avant le début des travaux. Le plan pour l'organisation, les mesures de sécurité et les communications en cas d'accident présenté par le Contractant devra être évalué et sera approuvé s'il est jugé satisfaisant. Si des mesures supplémentaires sont nécessaires, le Contractant sera prié de les prendre.

Des vérifications seront effectuées régulièrement et irrégulièrement par des patrouilles en site pour confirmer si la gestion de la sécurité des travaux est conforme au plan de sécurité.

2) Gestion de la qualité

Une approbation sera donnée après la vérification des détails de la conception pour s'assurer que les exigences en matière de conception du Contractant sont remplies. Si la conception du Contractant n'est pas satisfaisante, le Contractant sera prié de résoudre les problèmes. Pendant les travaux de construction, les principales rubriques de vérification seront déterminées par consultation avec le Contractant. La vérification sera effectuée en conformité avec l'avancement des travaux. Une inspection en présence de témoin sera effectuée pour les principaux équipements avant qu'ils soient expédiés de l'usine, afin de s'assurer que les performances requises sont satisfaites.

3) Gestion de procédé

Avant que les travaux de construction ne soient commencés, le Contractant présentera un calendrier de construction de façon à ce que l'avancement des travaux puisse être vérifié. Pendant la période de construction, des réunions mensuelles, hebdomadaires et journalières de vérification du procédé seront organisées avec le Contractant de manière périodique pour garder trace de ses progrès. En cas de retard, des discussions auront lieu avec le Contractant en vue de trouver les mesures permettant de rattraper ce retard et pour que le Contractant mette ces mesures en œuvre.

(2) Stratégie à l'étape de mise en route

L'organisation à l'étape de la mise en route adoptera une stratégie identique à celle de Sousse C, comme le montre la Figure 9.7.2-2. Un groupe d'exploitation sera organisé à la place de la section de génie civil. Il est recommandé d'affecter le personnel en charge des sections Mécanique, Thermique, Électrique et Contrôle et Instruments pour la prise en charge de l'étape de mise en route suivant l'étape de construction. En outre, l'Équipe d'étude de la JICA recommande que le groupe d'exploitation soit principalement composé de personnel expérimenté dans le fonctionnement des centrales électriques à cycle combiné. Ce groupe d'exploitation pourra profiter de la période de mise en route pour acquérir les compétences requises conformément aux instructions du Contractant.

Les principaux travaux à l'étape de la mise en route sont présentés ci-dessous.

1) Gestion de la sécurité

Le Contractant sera prié de soumettre un plan de sécurité pour la mise en route avant le début des travaux. Le plan pour l'organisation, les mesures de sécurité et les communications en cas d'accident présenté par le Contractant devra être évalué et sera approuvé s'il est jugé satisfaisant. Si des mesures supplémentaires sont nécessaires, le Contractant sera prié de les prendre. Des vérifications seront effectuées par des patrouilles en site pour confirmer si la gestion de la sécurité effectuée par le Contractant pendant la mise en route est conforme au plan de sécurité.

2) Gestion de la qualité

Avant le commencement de la mise en route, le Contractant sera prié de présenter les procédures de mise en route pour chaque installation. Les détails seront vérifiés et approuvés s'ils sont jugés satisfaisants. La mise en route de chaque installation sera menée et une vérification aura lieu afin de s'assurer si les performances d'exploitation sont conformes à ce qui a été prévu. A l'étape de la mise en route totale de la centrale, une vérification sera effectuée pour contrôler si les exigences en matière de performances, comme le rendement et l'efficacité de la centrale, sont remplies ou non.

3) Gestion de procédé

Avant le commencement de la mise en route, le Contractant sera prié de présenter un tableau d'avancement de la mise en route. Des vérifications seront effectuées afin de voir si ce tableau est adéquat ou non. Pendant la période de mise en route, des réunions mensuelles, hebdomadaires et journalières de vérification du procédé seront organisées avec le Contractant de manière périodique pour garder trace de ses progrès. En cas de retard, des discussions auront lieu avec le Contractant en vue de trouver les mesures permettant de rattraper ce retard et pour que le Contractant mette ces mesures en œuvre.

(3) Stratégie à l'étape de l'exploitation commerciale

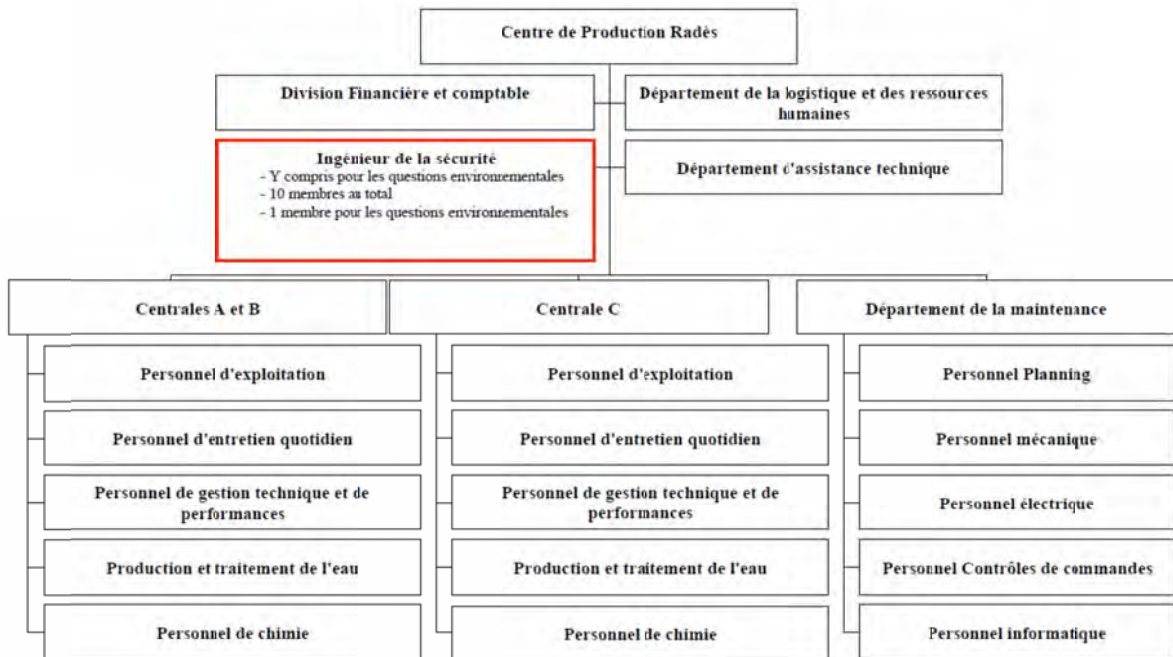
L'organisation de l'étape d'exploitation commerciale sera similaire à l'organisation pour les centrales thermiques Radès A et B.

Le personnel d'exploitation sera composé principalement de personnel expérimenté dans l'étape de mise en route.

Le service d'entretien sera principalement constitué d'un personnel ayant l'expertise dans les domaines mécanique, électrique et de contrôle / d'instrument.

Le service d'entretien sera également formé de personnel expérimenté dans la construction et la mise en route.

Ce qui suit décrit l'organisation de l'étape d'exploitation commerciale.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 9.8-1 Organigramme de l'étape d'exploitation commerciale

La STEG possède une expérience de 20 ans environ de l'exploitation des centrales électriques à cycle combiné depuis le début de l'exploitation de Sousse B en 1995. En outre, la centrale CCPP Ghannouch, qui utilise une turbine à gaz de classe F, est en opération depuis 2011. Depuis 2012, les facteurs de disponibilité de ces deux centrales ont été supérieurs à 90% et la STEG peut être considérée comme ayant des capacités d'exploitation suffisantes.

L'Équipe d'étude de la JICA propose les programmes de renforcement des compétences mentionnés ci-dessous pour des améliorations technologiques plus poussées à l'avenir.

a. Amélioration des compétences d'exploitation

L'opérateur peut acquérir des compétences d'exploitation au moment de la mise en route. L'Équipe d'étude de la JICA propose la mise en place d'installations de simulation en vue d'une amélioration future des compétences d'exploitation. Les installations de simulation contiennent des fonctions pour effectuer une série d'opérations, qui consistent en démarrage de la turbine à gaz, et exploitations en parallèle, en charge nominale et hors parallèle des centrales. En outre, une fonction de simulation de problèmes est également prévue et une formation pour les réponses dans ce cas pourra donc être prévue.

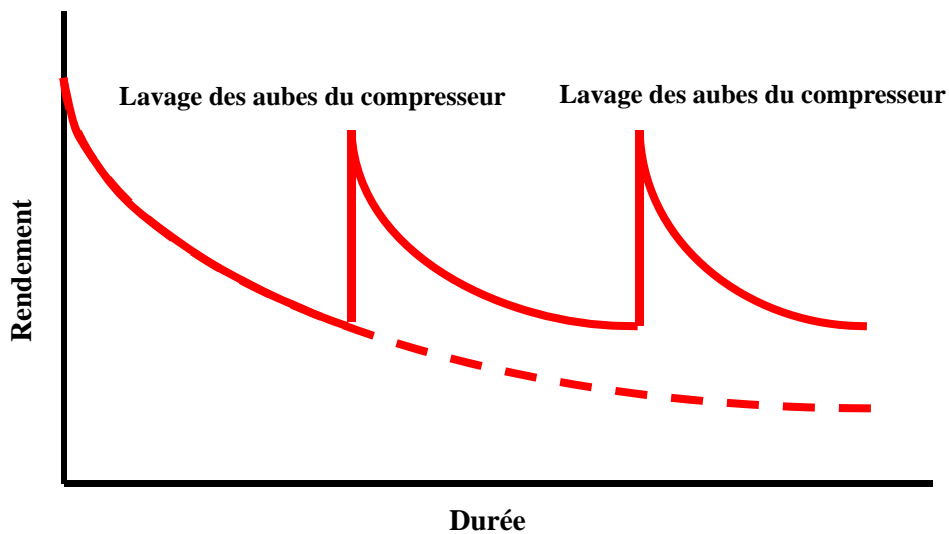
Les installations de simulation peuvent être manœuvrées à partir d'un ordinateur utilisé en commun et se caractérisent par des coûts réduits et une configuration compacte. Elles peuvent être placées dans une salle de formation de la centrale. Si un logiciel doit être créé sur la base des informations du modèle d'une usine et du modèle du système de commande dans une centrale, les propriétés inhérentes à l'usine peuvent être représentées. Ceci permettra d'assurer un niveau avancé pour l'efficacité de la formation.

b. Amélioration des compétences de gestion des performances

Une des principales causes de la détérioration des performances d'une turbine à gaz est la contamination dans le passage du compresseur. Lorsque la turbine à gaz est en opération pendant longtemps, les substances étrangères qui ne peuvent pas être éliminées de l'air sont aspirées par le compresseur et se déposent sur les ailettes et dans le passage du compresseur, avec pour résultat la contamination du compresseur lui-même. Cette contamination réduit le débit d'air et dégrade l'efficacité du compresseur dont le rendement est soumis à des réductions graduelles. Elle s'accompagne d'une augmentation du taux de consommation de combustible, avec en résultat une diminution des performances de la turbine à gaz. Le lavage des aubes du compresseur est une des méthodes permettant de récupérer les performances de la turbine à gaz.

La fréquence du lavage des aubes du compresseur est déterminée par une comparaison entre le bénéfice de l'amélioration de l'efficacité de la turbine à gaz et les pertes provoquées par l'arrêt de la turbine. L'Équipe d'étude de la JICA souhaite proposer que la fréquence optimale pour le lavage des aubes du compresseur soit déterminée après avoir regroupé les données d'exploitation et les données sur l'efficacité du lavage des aubes.

La Figure 9.8.3-2 montre une vue conceptuelle de l'efficacité du lavage des aubes du compresseur.



Source : Équipe d'étude de la JICA

Figure 9.8.3-2 Vue conceptuelle de l'efficacité du lavage des aubes du compresseur

c. Amélioration des compétences de maintenance de la turbine à gaz

La centrale CCPP comprend des équipements principaux comme la turbine à gaz, la turbine à vapeur et le GVRC. Le niveau de maintenance de la turbine à gaz, parmi ces équipements en particulier, a un impact important sur le facteur de disponibilité de la totalité des installations de production d'électricité.

Le brûleur et les aubes de la turbine, comme pièces chaudes de la turbine à gaz, fonctionnent à une température élevée de plus de 1.000°C. Par conséquent, ces pièces chaudes nécessitent des inspections, des réparations et des remplacements pour éviter les détériorations et dommages graves à des intervalles plus courts que ceux d'une turbine à vapeur. Pour chacune de ces pièces chaudes, la durée de vie attendue et les intervalles pour l'inspection sont déterminés par le fabricant d'équipement d'origine (FEO). Le Tableau 9.8-2 montre des exemples d'intervalles pour les inspections de la turbine à gaz. Les pièces chaudes doivent être inspectées et remplacées sous la supervision d'un conseiller technique du FEO.

Tableau 9.8-2 Exemples d'intervalles pour les inspections de la turbine à gaz

Type d'inspection	Inspection Interval
Inspection du brûleur	1) 12.000 heures
2) Inspection de la turbine	3) 24.000 heures
4) Inspection majeure	5) 72.000 heures

Source : Équipe d'étude de la JICA

Les pièces chaudes étant en super-alliage basé sur le nickel et le cobalt, des techniques de soudure et des aptitudes spéciales en matière de revêtement sont nécessaires pour les réparer. Par conséquent, dans l'usage courant, ces pièces chaudes sont réparées dans l'usine du FEO. En général, trois mois environ sont requis pour réparer les pièces chaudes, bien que cela dépende du niveau particulier de dégradation. En outre, une

durée considérable devra être prévue pour le transport de la turbine de la centrale jusqu'à l'usine du FEO. Afin de résoudre ce problème, un ensemble de pièces de rechange devra être conservé en stock.

Après la période de garantie, la maintenance sera confiée à la STEG. La STEG prévoit de conclure un contrat de maintenance de six ans avec le fabricant. Ce contrat comprendra l'envoi d'un conseiller technique du FEO et la fourniture des pièces chaudes. En tirant parti de cette période du contrat de maintenance, il est recommandé que le personnel en charge de la division de maintenance acquière les compétences voulues en étant présent sur les sites où le démontage, le montage et l'inspection des équipements sont effectués par le conseiller technique du FEO.

9.9 Indicateurs de performances clé

9.9.1 Indicateurs opérationnels et d'effet

Afin de contrôler les performances de la centrale électrique, de fournir des informations en retour à la direction de E&M et de confirmer les effets de la centrale Radès C, il est recommandé d'employer les indicateurs opérationnels et d'effet suivants

- (1) Indicateurs opérationnels
 - a. Puissance de sortie nominale brute
 - b. Facteur de capacité de la centrale
 - c. Facteur de disponibilité
 - d. Efficacité thermique brute
 - e. Heures de panne dues aux erreurs humaines
 - f. Heures de panne dues aux erreurs de machine
 - g. Heures de panne de planification
- (2) Indicateurs d'effet
 - a. Puissance de sortie nominale brute
 - b. Production d'électricité nominale brute annuelle

Les indicateurs mentionnés ci-dessus ont été principalement sélectionnés dans « Références des Indicateurs Opérationnels et d'Effet, 2ème édition » qui a été publié par JBIC en octobre 2002. La cible de chacun de ces indicateurs est fixée en tenant compte de l'expérience internationale de l'Équipe d'étude de la JICA. Ces indicateurs doivent être révisés annuellement sur la base du Tableau 9.9.1-1 présenté ci-dessous.

Tableau 9.9.1-1 Indicateurs opérationnels et d'effet

Indicateurs	Cible	Période de temps
Indicateurs opérationnels		
a. Sortie brute maximale	430 – 500 MW (fondée sur la condition ISO)	Achèvement du projet
b. Facteur de charge de l'usine	70.0 - 85.0 %	Dans les deux ans après l'achèvement du projet
c. Facteur de disponibilité	90.0 - 95.0 %	Dans les deux ans après l'achèvement du projet
d. Ratio de puissance auxiliaire	2.0 - 3.0 %	Dans les deux ans après l'achèvement du projet
d. Efficacité thermique brute*2	57.0 - 58.0 %	Achèvement du projet
e. Nombre de panne dues aux erreurs humaines	0 time/year	Dans les deux ans après l'achèvement du projet
f. Nombre de panne dues aux erreurs de machine	2 time/year	Dans les deux ans après l'achèvement du projet
g. Nombre de panne de planification	20 time/year	Dans les deux ans après l'achèvement du projet
Indicateurs d'effet		
a. Sortie brute maximale	430 – 500 MW (fondée sur la condition ISO)	Achèvement du projet
b. Production d'électricité nominale brute annuelle	GWh*	Dans les deux ans après l'achèvement du projet

Source : Équipe d'étude de la JICA

* Cible préliminaire sur l'hypothèse d'une température extérieure moyenne de 20°C.

9.9.2 Effets qualitatifs

La région de Tunis pourra bénéficier d'une alimentation stable en électricité. La construction de la centrale du présent Projet est prévue sur le site des centrales thermiques existantes de Radès. Les unités existantes sont en opération depuis la moitié des années 1980. Le projet Radès C aura des effets positifs non seulement pour la stabilité de l'alimentation électrique dans la région de Tunis mais aura également un impact moindre sur l'environnement en raison de la haute efficacité de la centrale.

Chapitre 10 Coût du Projet et Analyse économique et financière

10.1 Bases de l'analyse économique et financière

Les analyses financière et économique du Projet sont basées sur les hypothèses suivantes.

Tableau 10.1-1 Résumé des hypothèses de base

Rubriques	Hypothèses
a. Production d'électricité	Capacité : 443,9 MW x 1 unité Facteur d'usine : 85% Rendement annuel : 3.305,3 GWh Consommation auxiliaire : 2,01% Production nette d'électricité : 2.769,2 GWh
b. Durée d'exécution du Projet	33 mois
c. Durée de vie du Projet	25 ans
d. Financement	Financement par emprunt de 95% - Financement par fonds propres de 5% - Prêt APD (en yen japonais) : 82% - Autre prêt : 13%
e. Désendettement	Prêt APD : 40 ans, y compris délai de grâce de 10 ans Autre prêt : 15 ans, incluant une période de grâce de 3 ans
f. Amortissement	20 ans pour la centrale
g. Recettes	Tarif de l'électricité : 0,1484 TND/kWh (tarif de référence pour 2017 par taux marginal annuel de 3%)
h. Taux d'intérêt et intérêts intercalaires (IDC)	Prêt ADP : 0,6% par an
i. Imprévus matériels	5%
j. Taux de change	1 USD = 99,2 JPY, 1 TND = 60,1 JPY

10.2 Évaluation financière

10.2.1 Méthode d'évaluation et paramètres de base

L'évaluation financière est basée sur l'analyse de la viabilité financière du Projet. En d'autres termes, cette évaluation financière a pour objectif de vérifier la viabilité financière pour que l'entité en charge puisse exploiter et maintenir le Projet à un certain niveau d'efficacité financière pendant un certain temps.

En général, la viabilité financière est mesurée par le taux de rentabilité interne financière (TIRF) qui évalue et compare les revenus financiers (= bénéfices financiers) sur les investissements en capital du projet (= coût financier). Un projet peut être jugé comme «financièrement viable» au cas où le TIRF calculé est plus élevé que le coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'investissement total en capital du projet.

10.2.2 Coût financier

(1) Coût du Projet

Pour l'analyse financière du Projet, tous les coûts estimés sont convertis aux prix constants de 2014 lorsque la construction commencera.

- (2) Coût de combustible
Le prix international du gaz naturel sera appliqué. Par exemple, le coût du gaz naturel a été de 760 TND/tep en moyenne en 2012 et de 800 TND/tep pour Sousse D.
- (3) Coûts d'exploitation et de maintenance
Les coûts d'exploitation et de maintenance (E&M) doivent couvrir l'exploitation et la maintenance pour la totalité des installations construites par le Projet, y compris les pièces de rechange initiales, les coûts de maintenance fixes et variables et les salaires.
- (4) Coût de l'alimentation en électricité
Étant donné que la STEG exploite et gère le système d'alimentation électrique en Tunisie de manière intégrée, les données financières de chacune des unités de production ne sont pas disponibles. Il est par conséquent difficile de spécifier des montants précis pour ce qui est des coûts pour l'alimentation en électricité qui sera produite par la centrale Radès C. Pour l'analyse financière et économique de ce projet, le coût de référence pour l'alimentation en électricité d'ici 2017 est de 0,0383 TND/kWh, qui provient des coûts moyens d'alimentation en électricité de 0,0331 TND/kWh, incluant les coûts de transmission et de distribution multipliés par le taux d'inflation moyen de 5%.
- (5) Taxes et droits
Les droits de douane, les taxes sur la valeur ajoutée et les impôts sur le revenu sont comptés comme faisant partie des coûts du Projet pour l'analyse financière. Toutefois, les taxes et les levées fiscales sont considérées comme transferts domestiques de revenus sans contrepartie ne jouant aucune fonction contributive dans le Projet et elles sont omises des coûts du Projet pour l'analyse économique.

10.2.3 Bénéfices financiers

Les bénéfices financiers du Projet sont les revenus des ventes de l'électricité. Étant donné qu'une augmentation de 7% des tarifs de l'électricité a été approuvée, le chiffre de 0,13787 TND/kWh, qui a été augmenté par rapport à 0,12885 TND/kWh, est appliqué pour l'analyse financière. Le volume de ventes net annuel d'électricité, à l'exception des pertes de transmission (5%) et de distribution (10%), est estimé à 2.642,9 GWh. En outre, on prévoit que des subventions pour l'exploitation seront fournies par le gouvernement. L'analyse financière permet de considérer que la subvention directe couvre 20% des coûts E&M pour la production d'électricité et la subvention indirecte couvre la différence entre le prix contractuel de combustible et le prix international.

10.2.4 Coût moyen pondéré du capital

Un taux d'actualisation est requis pour l'analyse financière afin d'être égal au rendement minimum sur l'investissement en capital afin de prendre une décision sur les investissements. En d'autres termes, le Projet doit avoir un TIRF plus élevé que les coûts financiers dérivés du CMPC. Le CMPC du Projet est calculé à partir de l'équation suivante :

$$\text{CMPC} = [rE \times E / (D + E)] + [rD \text{ pour prêt APD} \times (1 - T) \times D \text{ pour prêt APD} / (D + E)] + [rD \text{ pour autre prêt} \times (1 - T) \times D \text{ pour autre prêt} / (D + E)]$$

rE : Coûts de capitaux propres

rD pour prêt ADP : Coût du prêt ADP

rD pour autre prêt : coût d'un autre prêt

E/ (D+E) : Capitaux propres/(Capitaux propres + Dette)

D pour prêt ADP/ (D+E) : Prêt ODA/ (Dette+ Capitaux propres)

D pour autre prêt / (D + E) : autre prêt / (Dette+ Capitaux propres)

T : Taux de taxes sur les entreprises en Tunisie

CMPC du présent projet = $(7\% \times 5\%) + (0,6\% \times (1-30\%) \times 82\%) + (2,6\% \times (1-30\%) \times 13\%) = 0,913\%$

10.2.5 Analyse financière : TIRF

Le TIRF du Projet est calculé à l'aide d'un modèle financier basé sur les hypothèses mentionnées ci-dessus.

Le TIRF estimé est de 7,33% et il est supérieur au CMPC de 0,913%. Ceci signifie que le rendement financier du présent projet peut excéder considérablement le coût du capital.

Taux de rentabilité interne financière (TIRF)

(Unité : Million TND)

Année fiscale	Financial Cost (A)			Bénéfice financier (B)	(B) - (A)
	Capital	E&M	Coût total		
2014	0	0	0	0	0
2015	155	0	155	0	-155
2016	302	0	302	0	-302
2017	272	285	557	316	-241
2018	49	495	544	557	14
2019	0	568	568	638	70
2020	0	568	568	638	70
2021	0	568	568	638	70
2022	0	568	568	638	70
2023	0	568	568	638	70
2024	0	568	568	638	70
2025	0	568	568	638	70
2026	0	568	568	638	70
2027	0	568	568	638	70
2028	0	568	568	638	70
2029	0	568	568	638	70
2030	0	568	568	638	70
2031	0	568	568	638	70
2032	0	568	568	638	70
2033	0	568	568	638	70
2034	0	568	568	638	70
2035	0	568	568	638	70
2036	0	568	568	638	70
2037	0	568	568	631	63
2038	0	568	568	631	63
2039	0	568	568	631	63
2040	0	568	568	631	63
2041	0	568	568	631	63
2042	0	568	568	631	63
2043	0	568	568	631	63
Total	778	14,978	15,756	16,777	1,021
FIRR	7.33%				

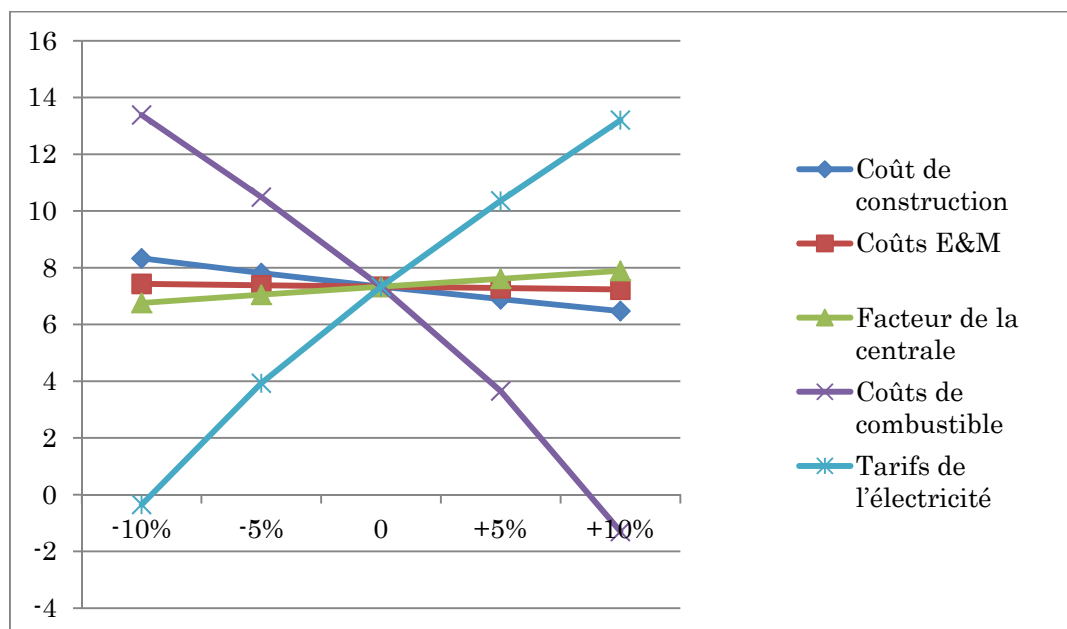
10.2.6 Analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité est destinée à évaluer les effets des changements sur le rendement financier du Projet. En ce qui concerne l'analyse de sensibilité, des changements des variables sélectionnées peuvent être estimés dans la mesure où ils ont pour résultat des changements dans le TIRF. Dans la présente Étude, les cinq variables suivantes ont été sélectionnées pour l'analyse de sensibilité : a. Coût de construction ; b. Coûts E&M ; c. Facteur de la centrale ; d. Coût de combustible et e. Tarifs de l'électricité.

Les résultats suivants de l'analyse de sensibilité indiquent que les changements dans les coûts de combustible et les tarifs de l'électricité vont avoir une influence considérable sur le TIRF alors que des changements dans les coûts de construction, les coûts E&M et le facteur de la centrale affecteront un peu le TIRF. En particulier, une augmentation des coûts du combustible et une diminution des tarifs de l'électricité réduisent le TIRF alors qu'une diminution des coûts de combustible et une augmentation des tarifs poussent considérablement à la hausse du TIRF.

Tableau 10.2-1 Analyse de sensibilité

Paramètres	Variations	TIRF (%)	Différence avec le cas de base (7,33%)
a. Coût de construction	+10%	6.47%	-0.86 points
	+5%	6.89%	-0.44 points
	-5%	7.81%	+0.48 points
	-10%	8.33%	+1.00 points
b. Coûts E&M	+10%	7.23%	-0.10 points
	+5%	7.28%	-0.05 points
	-5%	7.38%	+0.05 points
	-10%	7.43%	+0.11 points
c. Facteur de la centrale	+5%	7.89%	-0.57 points
	+2,5%	7.61%	-0.28 points
	-2,5%	7.05%	+0.28 points
	-5%	6.76%	+0.56 points
d. Coût combustible	+10%	-1.30%	-8.63 points
	+5%	3.65%	-3.68 points
	-5%	10.49%	+3.16 points
	-10%	13.38%	+6.05 points
e. Tarifs de l'électricité	+5%	13.20%	+5.87 points
	+2,5%	10.36%	+3.03 points
	-2,5%	3.93%	-3.40 points
	-5%	-0.35%	-7.68 points



Remarque 1 : Les variations pour le facteur de la centrale et le tarif de l'électricité sont de -5%, -2,5%, +2,5% et +5%.

Graphique 10.2-1 Analyse de sensibilité

10.3 Évaluation économique

10.3.1 Méthodologie de l'évaluation et paramètres de base

L'analyse économique permet également d'évaluer les bénéfices d'un investissement mais le concept des bénéfices économiques est différent de celui des bénéfices financiers. L'analyse économique mesure les effets sur l'économie nationale alors que l'analyse financière estime la rentabilité financière de l'entité exploitant le projet. L'effet du Projet sur l'économie nationale est indiqué par le taux interne de rentabilité économique (TIRE).

Afin de calculer le TIRE, il est essentiel d'identifier les coûts et les bénéfices économiques. La comparaison entre les situations «sans projet» et «avec projet», en particulier, vient au centre de l'estimation des bénéfices économiques nets du Projet. Les coûts et les bénéfices sont quantifiés autant que possible et sont évalués. En comparant les bénéfices par rapport aux coûts, la viabilité économique du Projet peut être mesurée comme TIRE.

10.3.2 Coût économique

(1) Coûts du Projet

L'analyse économique est basée sur les coûts du Projet qui sont utilisés pour l'analyse financière, mais excluent les taxes et les levées fiscales.

(2) Coûts de combustible

Les coûts de combustible de l'analyse financière sont également utilisés pour l'analyse économique.

(3) Coût E&M

Les coûts E&M de l'analyse financière, à l'exclusion des taxes et des levées fiscales, sont également utilisés pour l'analyse économique.

(4) Coût d'alimentation électrique

Les coûts d'alimentation électrique de l'analyse financière seront également utilisés pour l'analyse économique.

10.3.3 Bénéfices économiques

Les bénéfices économiques peuvent être déduits par la différence positive entre la situation «avec projet» et la situation «sans projet».

La méthode Alternative à moindre coût est généralement utilisée pour les analyses économiques des projets d'énergie alors que la méthode Volonté de payer est récemment utilisée pour mesurer les bénéfices économiques. Dans la méthode Alternative à moindre coût, l'interdiction «éviter les coûts» sera considérée comme les bénéfices économiques du Projet. Les coûts évitables peuvent être estimés par la différence entre le coût de production de l'électricité, y compris les coûts de capital et E&M du Projet et les coûts de la production d'énergie alternative, comme les centrales existantes, afin d'augmenter le même volume de production d'électricité.

Le coût de référence de production d'électricité à appliquer pour l'analyse économique est de 0,1966 TND/kWh, qui est obtenu à partir du coût de production d'énergie moyen de 0,1698

TND/kWh en 2013 multiplié par le taux d'inflation moyen de 5%. La différence entre ce coût de référence de production et le coût unitaire du Projet peut être considérée comme «bénéfice économique du projet».

10.3.4 Évaluation économique

En utilisant les hypothèses de base ci-dessus, le TIRE sera calculé à l'aide d'un modèle d'analyse économique avec entrée et sortie de liquidités.

Le TIRE est estimé à 21,77%, ce qui est nettement plus élevé que le coût du capital, à savoir le taux d'intérêt des bons du trésor à long terme dont la plage se situe entre 6 et 8%.

Taux interne de rentabilité économique (TIRE)

Unité : Million TND

Année fiscale	Coût économique (A)			Bénéfices économiques (B)	(B) - (A)
	Capital	E&M	Coût total		
2014	0	0	0	0	0
2015	141	0	141	0	-141
2016	273	0	273	0	-273
2017	246	201	447	326	-121
2018	42	449	491	567	75
2019	0	490	490	650	160
2020	0	490	490	650	160
2021	0	490	490	650	160
2022	0	490	490	650	160
2023	0	490	490	650	160
2024	0	490	490	650	160
2025	0	490	490	650	160
2026	0	490	490	650	160
2027	0	490	490	650	160
2028	0	490	490	650	160
2029	0	490	490	650	160
2030	0	490	490	650	160
2031	0	490	490	650	160
2032	0	490	490	650	160
2033	0	490	490	650	160
2034	0	490	490	650	160
2035	0	490	490	650	160
2036	0	490	490	650	160
2037	0	490	490	650	160
2038	0	490	490	650	160
2039	0	490	490	650	160
2040	0	490	490	650	160
2041	0	490	490	650	160
2042	0	490	490	650	160
2043	0	490	490	650	160
Total	701	12.888	13.589	17.135	3.546
TIRE	21,77%				

10.3.5 Analyse de sensibilité

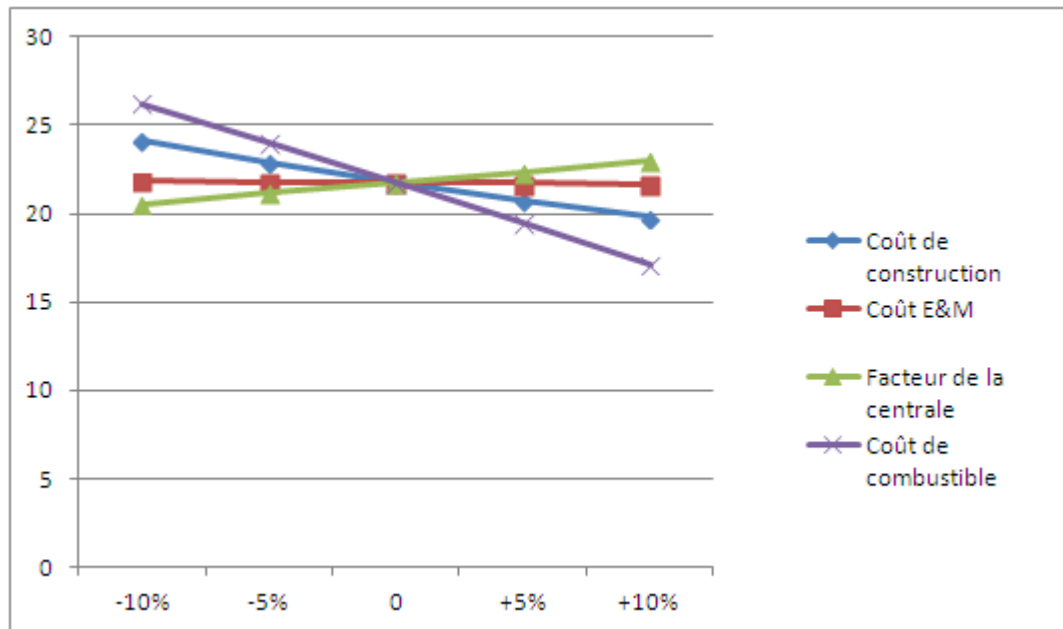
L'analyse de sensibilité est destinée à évaluer les effets des changements sur le TIRE. Dans l'analyse de sensibilité, des changements des variables sélectionnées peuvent être estimés dans la mesure où ils ont pour résultat des changements dans le TIRE. Dans la présente Étude, les quatre variables suivantes ont été sélectionnées pour l'analyse de sensibilité : a. Coûts de construction ; b. Coûts E&M ; c. Facteur de la centrale et d. Coût de combustible.

Parmi les paramètres ci-dessus, les résultats de l'analyse de sensibilité indiquent que le coût du combustible influence considérablement le TIRE. Alors qu'une augmentation de 10% du coût

du combustible réduit le TIRE de 7,87 points, une diminution de 10% de ce coût l'augmente de 7,20 points.

Tableau 10.3-1 Analyse de sensibilité

Paramètres	Variations	TIRF (%)	Différence avec le cas de base (21,77%)
f. Coût de construction	+10%	19,80%	-1,97points
	+5%	20,74%	-1,03 points
	-5%	22,89%	+1,12 points
	-10%	24,13%	+2,36 points
g. Coûts E&M	+10%	21,66%	-0,11 points
	+5%	21,71%	-0,06 points
	-5%	21,82%	+0,04 points
	-10%	21,87%	+0,10 points
h. Facteur de la centrale	+5%	22,97%	+0,20 points
	+2,5%	22,37%	+0,60 points
	-2,5%	21,16%	-0,61 points
	-5%	20,55%	-1,22 points
i. Coût de combustible	+10%	17,07%	-4,70 points
	+5%	19,45%	-2,32 points
	-5%	24,02%	+2,25 points
	-10%	26,22%	+4,45 points



Remarque : Les variations pour le facteur de la centrale sont -5%, -2,5%, +2,5% et +5%.
Graphique 10.3-1 Analyse de sensibilité