



2

Centrale électrique à cycle combiné de Skhira 2

Présentation générale du projet

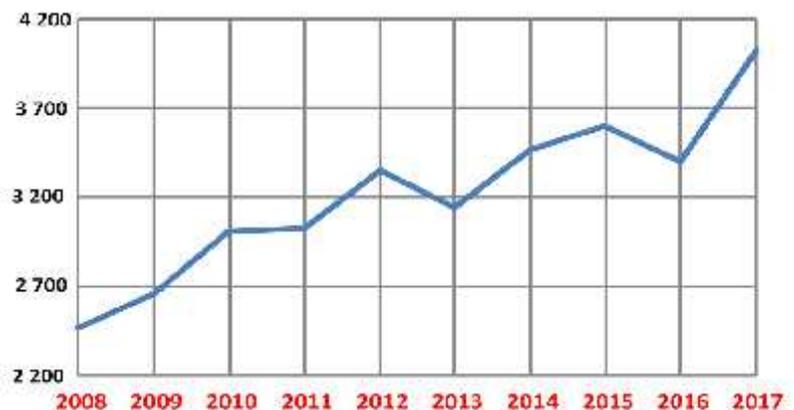
Le projet consiste en un IPP pour une centrale à cycle combiné de 450 MW située à Skhira. Le projet s'appelle IP de Skhira 2 et sera la deuxième phase de la centrale électrique Skhira 1 (même capacité) mise en œuvre sous forme de contrat d'EPC (Engineering Procurement Construction). Le projet vise à assurer une capacité de réserve de 10% pour faire face aux pics de la demande prévue à l'horizon de 2023.

Le coût estimatif du projet est **1 100 millions de dinars tunisiens**.

Depuis sa création, la société tunisienne d'électricité et de gaz a accompli son rôle économique et social, qui consiste à être la colonne vertébrale du secteur industriel à assurer la continuité de l'approvisionnement du pays en électricité.

La demande d'électricité culmine durant l'été en raison de la demande accrue de climatisation en raison due aux températures élevées. Les dix dernières années ont connu une croissance régulière de 5% par an, ce qui équivaut à l'installation d'une centrale supplémentaire de 340 MWH (turbines à gaz de 2 mégawatts) tous les deux ans. Le pic de 2017 (4025 MW) était supérieur de 18% à celui de 2016.

Figure 1: Evolution de la demande de pointe pour l'électricité (2008-2017) en MW



Lieu :
Skhira



Société :
STEG



Mission :
IPP (Producteur
d'électricité indépendant)



Coût :
1 100 M DT



Compte tenu du temps nécessaire pour planifier et disposer de nouvelles centrales thermiques (environ 4 ans avant l'exploitation effective) et du besoin urgent de répondre à la demande en électricité à court terme (notamment en 2019 et 2020), le gouvernement tunisien a décidé, au début de 2018, de commencer la première phase de la centrale électrique à cycle combiné en tant que contrat EPC et d'étudier la possibilité d'entreprendre 450 MW supplémentaires en tant que contrat d'IPP (Skhira 2)

Justification du projet

Le projet de cycle combiné de 450 MW de Skhira fait partie du plan quinquennal de développement du secteur énergétique 2016-2020 établi en octobre 2015. Avec une situation énergétique caractérisée par la persistance, au moins dans le moyen terme, de la prédominance du gaz naturel en tant que principal combustible fossile pour la production d'électricité, le projet à cycle combiné de Skhira est la continuité du choix des turbines à gaz de type « F » avec un rendement énergétique de 60% (cycle combiné).

Les projets récents en Tunisie ont eu recours à la même technologie, à savoir la centrale à cycle combiné de Ghannouch (en 2011), la centrale C et D de Sousse (2018), le futur projet de cycle combiné C de Radès et enfin la future centrale électrique de Mornaguia (2 Turbines à gaz de 300 MW chacune avec cycle ouvert).

Les prévisions de demande d'électricité, telles qu'établies dans le plan quinquennal de développement du secteur de l'énergie 2016-2020, indiquent une prévision de pic d'électricité, pour l'année 2019, de 4 460 MW établie sur la base des hypothèses suivantes :

- Un pic annuel d'électricité 4.6%
- La réalisation des actions d'efficacité énergétique pour les utilisations finales (industrielle, tertiaire et résidentielle)

- Une réduction proactive des pertes énergétiques dans les réseaux de distribution et de transmission d'électricité

Tableau : Répartition de la puissance maximale disponible pour le parc thermal à 40 ° C

| Centrales thermiques | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|----------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| CC Sousse D (mono-Arbre/ Ansaldo) | 370 | 370 | 370 | 370 |
| CC Sousse C (mono-Arbre/ Ansaldo) | 370 | 370 | 370 | 370 |
| CC Sousse b (tri-Arbre/ Alstom) | 320 | 320 | 320 | 320 |
| TVs Sousse A (Siemens) | Déclassés | | | |
| CC Ghannouch (mono-Arbre/ Alstom) | 370 | 370 | 370 | 370 |
| CC Radès II (IPP) (tri-Arbre/ Alstom) | 435 | 435 | 435 | 435 |
| TVs Radès A (Mitsubishi) | 280 | 280 | 280 | 280 |
| TVs Radès B (Ansaldo) | 280 | 280 | 280 | 280 |
| TGs 120 MW (GE) | 1 130 | 1 130 | 1 130 | 1 130 |
| TGs 20-30 MW (Fiat + Alstom) | 200 | 200 | 200 | 200 |
| CC Radès C 450 MW (bi-Arbre) | - | - | 285 | 428 |
| TGs Mornaguia 2x300 MW | - | 570 | 570 | 570 |
| TGS Bouchemma 2x120 MW (Commande spéciale) | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Puissance maximale disponible à 40 ° C (MW) | 3 955 | 4 525 | 4 810 | 4 953 |

Source : STEG, 2015/ CC : Cycle Combiné ; TV: Turbine à Vapeur; TG : Turbine à Gaz

Du côté de l'offre disponible pour la période 2016-2020, et en plus du déclassement prévu et de la mise en service programmée des unités de production (y compris les turbines Bouchemma Gas pour 2016-2017), la production d'énergie thermique se caractérisera par la dégradation de la disponibilité et de la fiabilité des petites turbines à gaz de 20-30 MW.



La production d'énergie renouvelable, à l'exclusion des auto-producteurs, fournirait une capacité supplémentaire de 830 MW durant cinq ans (2016-2020) : 375 MW dans les centrales photovoltaïques censées contribuer aux pics journaliers pouvant arriver jusqu'à 50% de leur capacité et 410 MW dans les parcs éoliens censés contribuer à l'économie de combustibles (compte tenu de leur disponibilité et de leur intermittence).

Considérant les réunions de consultation menées avec le groupe de travail ministériel, créé en 2013 lors des discussions portant sur le projet de la future centrale thermique de Mornaguia, la réserve électrique tampon retenue pour la planification de l'expansion du parc de production d'électricité et qui équivaut au plus haut niveau de puissance (soit 400 MW), a été révisé à la hausse (c.-à-d. 450 MW). Cette révision à la hausse a été faite en prenant en considération les retards possibles impactant l'achèvement des projets planifiés. Donc la capacité de réserve offerte par le système est insuffisante.

Les résultats du calcul de la STEG réalisés en utilisant le modèle WASP (Wien Automatic System Planning, développé par l'Agence internationale de l'énergie atomique), confirment le besoin d'une capacité de production opérationnelle supplémentaire de 450 MW pour un cycle combiné pour assurer environ 10% de la capacité de réserve.

Cadre juridique et institutionnel

La Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz ("STEG") (www.steg.com.tn) jouissait d'un monopole total sur toutes les fonctions du secteur énergétique tunisien – production, transmission et distribution – jusqu'en 1996, lorsque le marché avait été ouvert aux producteurs d'électricité indépendants (« PEI »). En 2009, les grandes industries de consommation d'énergie (GICE) ont été encouragées à produire de l'électricité pour leurs propres besoins.

L'excédent qu'elles produisaient devait être injecté dans le réseau national, mais leur contribution a été jusqu'à présent minime. Aujourd'hui, la STEG est toujours le principal acteur du marché de l'énergie, avec une part de marché de 88%.

La majorité des acteurs étatiques dans le secteur de l'énergie sont redevables devant le ministère concerné. A côté de la STEG, ces acteurs comprennent la Commission supérieure de la production indépendante d'électricité (CSPIE) et la Commission interdépartementale de la production indépendante d'électricité (CIPIE) tous deux créées en 1996 en vertu de la loi relative au PPP. Le ministère de l'agriculture (www.onagri.nat.tn) est responsable de l'exploitation de l'énergie hydraulique. La CSPIE décide des processus d'appel d'offres publics et attribue les contrats aux PEI. Elle adopte également des décisions relatives aux incitations fiscales pour les investisseurs. La CIPIE réalise les travaux préliminaires pour la CSPIE en sélectionnant les projets à soumettre aux appels d'offres, en favorisant les négociations contractuelles entre les PEI et le ministère de l'énergie et en sécurisant les subventions publiques au cas par cas.

Lois sectorielles

Le secteur de l'électricité a été le pionnier des PPP en Tunisie à travers le modèle des producteurs d'électricité indépendants/modèle de PEI. Deux facteurs ont catalysé le développement des PEI. Le premier était l'adoption de la loi 96-27 de 1996 qui autorisait pour la première fois la production d'électricité par des sociétés privées. Le deuxième facteur était l'étude de faisabilité pour l'évaluation du potentiel de participation privée à la production tunisienne de l'électricité via les PEI. Cette étude, conduite en 1995, a conclu que les PEI peuvent en effet avoir un impact favorable. L'étude a été menée dans un contexte où le gouvernement tunisien était en train de mettre en place un plan d'ajustement structurel visant à réduire le



déficit budgétaire et en particulier le pourcentage de la dette externe. En juin 1995, le gouvernement a invité les investisseurs internationaux à proposer une série de projets. En conséquence, le gouvernement tunisien a choisi d'inclure les PEI dans son portefeuille de projets énergétiques. Les PEI ont rapidement émergé comme le secteur le plus recherché avec 84 investisseurs potentiels intéressés. Avec la loi 96-27 et l'étude de faisabilité qui servent de cadre général, deux PEI ont été conclus durant les années suivantes : (i) Carthage Power Company (Radès II) en 1997 et (ii) la Société d'électricité d'El Bibane (SEEB) en 2003.

Périmètre fonctionnel du projet

Le site sera établi au sud du complexe industriel de Skhira dans le gouvernorat de Sfax.

Un terrain de 117 ha mis à disposition de la STEG par le Ministère des domaines de l'État et des affaires foncières : un contrat de concession de 20 ans renouvelable avec la STEG. Ce terrain sera utilisé pour les deux projets Skhira 1 (EPC) et Skhira 2 (l'IPP objet de la présente fiche).

Études techniques complétées (en cours ou encore à effectuer)

- Relevé topographique
- Etude géotechnique.
- Étude de la gestion de l'approvisionnement et du rejet de l'eau de mer.

Calendrier de mise en œuvre prospective accords conclus ou pour être atteint

Sur la base du précédent IPP de Radès (signé en 1997), le calendrier de la mise en œuvre pourrait être comme suit :

- Étude de faisabilité du projet d'IPP : 2018
- Appel d'offres de l'IPP : 2019-2020

- Phase de construction : 2020-2023
- Phase d'exploitation : 2023-2043

Estimation provisoire des coûts

La STEG estime que le coût total du projet à 1100 M DT calculé en tenant compte des dépenses suivantes :

- Coût de la centrale d'électricité à cycle combiné : 950 MD
- Coût des travaux de refroidissement à l'eau de mer : 50 MD
- Dépenses diverses : 100 MD

Coût total du projet de la centrale d'électricité : 1 100 M DT