

MENA CSP KIP : Assistance au déploiement d'un programme CSP en Tunisie

Phase II : assistance au montage d'un projet CSP à Beni Mhira

Analyse prospective du mix électrique tunisien et du rôle potentiel du CSP et étude des configurations techniques possibles pour le projet de Beni Mhira

Rapport final – version finale

Date : 31/03/2020



Sommaire

1. Résumé exécutif	6
2. Contexte de l'assistance technique	10
3. Introduction.....	11
4. Analyse prospective du mix électrique tunisien.....	13
4.1. Objectif de l'analyse.....	13
4.2. Méthodologie	13
4.3. Principales hypothèses de modélisation	14
4.4. Scénarios pris en compte dans la modélisation	22
4.5. Résultats de la modélisation	24
4.6. Conclusions et recommandations	33
5. Évaluation des configurations techniques.....	35
5.1. Introduction	35
5.2. Méthodologie	35
5.3. Résumé de la visite du site de Beni Mhira.....	38
5.4. Configurations de la centrale.....	41
5.5. Synthèse des résultats.....	46
5.6. Conclusions et recommandations	47
Annexes	49
A. Résultats détaillés de la modélisation du système : capacités installées par technologie (MW)	49
B. Résultats détaillés de la modélisation du système : production d'électricité par technologie (MW)	52
C. Liste des centrales électriques planifiées incluses comme donnée d'entrée dans la modélisation	57
D. Évaluation des données sur les ressources solaires	58
E. Cartes GIS.....	59
Références.....	61

Liste des figures

Figure 1 : Proposition de plan d'expansion du système électrique à horizon 2035	8
Figure 2 : Principe du modèle ENTIGRIS	13
Figure 3 : Hypothèse retenue pour l'évolution future des prix du gaz naturel (USD/MMBTU) (STEG, 2019).....	17
Figure 4: comparaison des technologies de stockage d'électricité en fonction de leur temps de décharge et capacité (source : EY).....	20
Figure 5 : Coût complet de l'électricité des technologies considérées sur la base des hypothèses de coûts considérées	21
Figure 6 : Capacités totales installées en 2035 pour tous les scénarios	24
Figure 7 : Demande et capacités installées (scénario 1a, incluant les projets déjà planifiés)	25
Figure 8 : Capacités supplémentaires entre 2020 et 2025 pour tous les scénarios.....	25
Figure 9 : Capacités ajoutées entre 2025 et 2030 pour tous les scénarios	26
Figure 10 : Capacités ajoutées entre 2030 et 2035 pour tous les scénarios	27
Figure 11 : Durée de stockage pour la technologie CSP en 2035	28
Figure 12 : Production d'électricité par technologie en 2030	29
Figure 13 : Production d'électricité par technologie en 2035	29
Figure 15 : Production d'électricité un jour d'hiver en 2035 (scénario 1b)	30
Figure 16 : Production d'électricité un jour de pointe en 2035 (scénario 1b)	31
Figure 17 : Production moyenne d'électricité sur l'année en 2035 (scénario 1b).....	31
Figure 18 : Plan d'expansion proposé pour la Tunisie à horizon 2035 (capacités supplémentaires par rapport aux capacités déjà planifiées).....	34
Figure 19 : Présentation de la méthodologie	35
Figure 20 : Variation de la température ambiante selon les données Meteonorm pour le site de Beni Mhira	36
Figure 21 : Variation du DNI selon les données Meteonorm pour le site de Beni Mhira	36
Figure 22 : Principe de conception et d'optimisation	37
Figure 23 : Emplacement du site de Beni Mhira	39
Figure 24 : Système hybride CSP-PV colocalisé (Petrollese & Cocco, 2016).....	44
Figure 25 : Système CSP-PV intégré	44
Figure 26 : Coût complet de l'électricité d'une centrale électrique hybride avec différents fluides caloporteurs (augmentation de la température maximale de fonctionnement de gauche à droite)	44
Figure 27 : Surface au sol nécessaire pour les configurations étudiées	47
Figure 28 : LCOE préliminaire pour les différentes configurations étudiées.....	47
Figure 29 : Rayonnement normal direct (DNI) sur chaque site provenant des 4 bases de données.....	58
Figure 30 : Carte GIS de la Tunisie	59
Figure 31 : Carte GIS du site de Beni Mhira	60

Liste des tableaux

Tableau 1 : Demande de pointe et demande nationale totale annuelle pour les années optimisées (STEG, 2019)	15
Tableau 2 : Hypothèses de coût d'investissement pour les différentes technologies (source : Fraunhofer).....	15
Tableau 3 : Coûts variables et fixes et durée de vie les différentes technologies.....	16
Tableau 4 : Evolution des coûts d'investissement pour la technologie solaire photovoltaïque.....	16
Tableau 5 : Hypothèses de ressource solaire par région	17
Tableau 6 : Hypothèses de ressource éolienne par région (Source : World Bank Wind Atlas).....	17
Tableau 7 : Conditions retenues pour l'interconnexion avec l'Italie.....	18
Tableau 8 : Calendrier pour les différentes conditions du cas de sensibilité de l'interconnexion (STEG, 2019)	18
Tableau 9 : Caractéristiques techniques de la STEP considérée dans la modélisation.....	19
Tableau 10 : Scénarios du plan d'expansion à long terme	22
Tableau 11 : Comparaison du coût global du système et de la consommation de gaz en 2030 et 2035	32
Tableau 12 : Résumé des principales caractéristiques du site de Beni Mhira.....	40
Tableau 13 : Résultats des configurations CSP cylindro-paraboliques.....	41
Tableau 14 : Résultats des configurations CSP à tour	42
Tableau 15 : Résultats de différentes configurations de système photovoltaïque avec batteries	42
Tableau 16 : Résultats de différentes configurations hybrides CSP-PV avec 10 HCP	45
Tableau 17 : Résumé des configurations d'énergie solaire à concentration (parabolique/tour), photovoltaïque et hybrides pour 10 HCP.....	46

1. Résumé exécutif

Le paysage énergétique tunisien se caractérise aujourd'hui par une prépondérance des combustibles fossiles, dont une grande partie est aujourd'hui importée. La baisse de la production nationale d'hydrocarbures conjuguée à une augmentation importante de la demande en énergie primaire contribue à accentuer le déficit du bilan énergétique national. Par ailleurs, la demande d'électricité nationale connaît depuis plusieurs années une forte croissance. Les énergies renouvelables représentent une solution intéressante pour répondre à ces enjeux, en valorisant des ressources naturelles locales, en favorisant l'indépendance énergétique du pays et en contribuant à l'atteinte des objectifs climatiques nationaux.

Dans ce contexte, le Gouvernement Tunisien s'est engagé depuis plusieurs années dans le développement des énergies renouvelables. Afin de fixer les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'échelle nationale, les autorités tunisiennes ont lancé le Plan Solaire Tunisien (PST), qui prévoit d'atteindre 30% de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables d'ici 2030.

Rappel des objectifs et principaux résultats de la première phase d'assistance technique

Une première phase d'assistance technique du programme MENA CSP KIP a été lancée en 2017, avec pour objectifs de réaliser une analyse prospective de mix électrique de la Tunisie et d'évaluer dans quelle mesure la technologie CSP pourrait contribuer au développement d'un système électrique à moindre coût et répondant aux objectifs renouvelables nationaux. La modélisation conduite dans le cadre de cette première phase avait permis d'aboutir à plusieurs résultats notables.

D'abord, dans la majorité des scénarios envisagés, le solaire CSP était sélectionné comme une technologie pertinente dans un système électrique à moindre coût, avec la mise en service d'une capacité d'environ 250 MW dès 2025. L'analyse avait par ailleurs confirmé l'intérêt de cette technologie à plus long terme, avec la mise en service de 440 MW à 880 MW à horizon 2035, dans la plupart des scénarios étudiés. Il est intéressant de noter que les résultats qui avaient été obtenus suite à cette analyse étaient cohérents avec l'objectif national tunisien de développer 450 MW de CSP à horizon 2030.

Par ailleurs, l'analyse avait montré que le solaire CSP pourrait assurer 8 à 15% de la production d'électricité tunisienne en 2035, selon les scénarios considérés. Selon ces résultats, le CSP était classé troisième fournisseur d'électricité après les cycles combinés et l'éolien terrestre. Dans la plupart des scénarios, la taille du stockage (en heures) obtenue se situait en moyenne entre 4 et 8 heures.

Enfin, les analyses de sensibilité effectuées dans le cadre de cet exercice avaient alors montré que le développement du CSP dans le système dépendait principalement de deux paramètres : le coût de la technologie CSP et le niveau d'augmentation de la demande. Dans le cas d'une forte baisse des coûts du CSP, la capacité installée pour cette technologie pouvait alors atteindre 1 300 MW en 2035. De la même manière, une augmentation accrue de la demande en électricité pourrait renforcer le développement du CSP dans le pays.

Cette première phase avait donc permis de démontrer le rôle clé du CSP dans un mix électrique optimal à horizon 2035. En effet, le solaire CSP présente de nombreux atouts pour la Tunisie grâce à son système de stockage qui le rend pilotable et capable de produire aussi bien en journée que le soir, après le coucher du soleil, pour répondre au mieux à la demande nationale en électricité. Grâce à sa flexibilité, le CSP constitue également une technologie capable de répondre aux enjeux liés à l'augmentation des sources d'énergie intermittentes dans le mix électrique. Enfin, en tant que source d'énergie renouvelable, le CSP permettrait de valoriser les ressources solaires locales, disponibles en abondance en Tunisie, et contribuerait ainsi à la sécurité énergétique du pays.

Lancement d'une seconde phase d'assistance technique visant le développement d'un premier projet solaire pilotable en Tunisie

Suite à cette première phase d'assistance technique, le gouvernement Tunisien a pris la décision d'avancer dans sa réflexion en étudiant les différentes options possibles pour concrétiser ses orientations stratégiques. Cette volonté a conduit au lancement d'une seconde phase d'assistance technique, initiée en 2018.

Il est à noter que les travaux réalisés récemment dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique ont permis d'identifier le site de Beni Mhira, dans la région de Tataouine, comme site potentiel privilégié pour le développement d'un premier projet CSP en Tunisie. Il convient également de préciser que, compte tenu des évolutions technologiques et données de marchés récentes, des configurations techniques consistant en une hybridation de la technologie CSP avec une technologie PV et/ou du stockage par batteries sont également étudiées dans le contexte de cette analyse.

Le site de Beni Mhira ayant désormais été identifié, l'objectif des travaux actuels est d'effectuer des investigations plus approfondies permettant de déterminer les caractéristiques techniques, contractuelles et financières optimales pour le projet.

Ce rapport présente les résultats de l'analyse des aspects suivants :

- ▶ Analyse prospective du mix électrique tunisien afin d'identifier le scénario optimal de développement des capacités et de déterminer le rôle potentiel du CSP et des autres technologies solaires pilotables dans un mix optimal,
- ▶ Analyse des configurations techniques possibles pour le projet de Beni Mhira, couvrant les technologies parabolique et à tour, ainsi que les options hybrides CSP-PV et solaire photovoltaïque avec stockage batterie.

L'analyse prospective du mix électrique tunisien présentée dans ce rapport constitue une mise à jour de l'analyse réalisée dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique visant à refléter certaines tendances et évolutions observées depuis 2018. Les principales évolutions prises en compte dans les hypothèses de la modélisation sont les suivantes :

- ▶ Mise à jour des coûts d'investissement et d'opération afin de rendre compte des évolutions observées ces dernières années pour les technologies concernées. Les changements majeurs constatés incluent la baisse des coûts du solaire PV (passage d'une hypothèse de CAPEX en 2020 de 1 000 USD/kW dans le cadre de la phase 1 de l'analyse à 800 USD/kW pour la phase 2) et du stockage batteries (CAPEX 2020 égal à 440 USD/kWh pour la phase 1, ajusté à 300 USD/kWh dans le cadre de la phase 2) et la baisse des différents composants de la technologie CSP.
- ▶ Ajustement des projections de prix du gaz naturel, compte tenu des dernières données disponibles de l'Agence Internationale de l'Energie et des hypothèses de la STEG.
- ▶ Mise à jour des niveaux de ressource solaire et éolienne dans les différentes régions tunisiennes sur la base des dernières données disponibles.
- ▶ Révision des hypothèses techniques et financières associées à l'interconnexion avec l'Italie ainsi que la station de transfert d'énergie par pompage de Zagua.

L'analyse conduite dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique inclue également une analyse contractuelle, économique et financière. Cette analyse est décrite dans un rapport distinct.

Analyse prospective du mix électrique tunisien

L'analyse prospective du mix électrique tunisien effectuée constitue une mise à jour de l'analyse réalisée dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique, visant à refléter certaines tendances et évolutions observées depuis 2018 (baisse du coût de certaines technologies, évolutions des projections de prix du gaz naturel, etc.). Comme pour les travaux de la phase 1, l'analyse prospective du mix électrique tunisien est basée sur une modélisation du système électrique optimisant les coûts globaux du système, pour les années 2020, 2025, 2030 et 2035. Dans cette modélisation, plusieurs scénarios et sensibilités ont été analysés afin de déterminer la combinaison optimale de capacités pour la Tunisie. Cette analyse a permis d'aboutir aux principales conclusions suivantes.

Les technologies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, CSP) bénéficient de coûts décroissants et de niveaux de ressources attractifs en Tunisie. Elles sont, de plus, compétitives avec la technologie cycle combiné (*Combined Cycle Gas Turbine – CCGT*). En effet, le coût complet de l'électricité (*Levelized Cost*

of Electricity – LCOE) de la technologie CCGT devrait augmenter progressivement de 70 \$/MWh en 2020 à 90 \$/MWh en 2035, en lien avec l'augmentation des prix du gaz naturel. Par conséquent, les résultats du modèle montrent un fort développement des technologies renouvelables dans le mix électrique d'ici à 2035 dans tous les scénarios étudiés.

Dans la plupart des scénarios, la technologie solaire CSP atteint entre 600 et 1 800 MW en 2035, avec un stockage thermique de longue durée. Les résultats obtenus pour les scénarios qui ne limitent pas la part des énergies renouvelables à 30% en 2030 (objectif fixé par le Plan Solaire Tunisien) montrent que, entre 2025 et 2030, la technologie solaire CSP est plus compétitive que la technologie CCGT pour fournir une énergie pilotable et couvrir la demande en soirée et pendant la nuit.

Les capacités CSP sont installées dans la partie sud du pays par le modèle en raison des niveaux de ressource solaire élevés dans cette région, ce qui est cohérent avec la sélection de Beni Mhira comme site privilégié pour le développement d'un premier projet solaire CSP dans le pays.

Le solaire photovoltaïque, l'éolien et le solaire CSP doivent être exploités conjointement afin d'utiliser de manière optimale la capacité disponible du réseau. Pendant les heures de forte production photovoltaïque et éolienne, l'énergie produite par le solaire CSP peut être transférée vers le stockage d'énergie thermique. Cette énergie thermique sera ensuite utilisée pour fournir de l'électricité pendant la soirée et la nuit, lorsque la production photovoltaïque n'est pas disponible. Cette complémentarité entre le solaire CSP et le photovoltaïque pourrait également offrir une opportunité pour une solution hybride CSP-PV optimale.

Limiter la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables à 30 % en 2030 induit un coût global du système plus élevé en comparaison des scénarios pour lesquels une croissance plus rapide de la part d'énergies renouvelables est possible. Les coûts globaux du système en 2030 sont de 6 à 9 % plus élevés dans les cas où les énergies renouvelables sont limitées à 30 %, par rapport aux scénarios où la part des énergies renouvelables atteint 50 à 60 %. L'expansion des énergies renouvelables entraîne une réduction de 40 à 50 % de la consommation de gaz naturel en 2035 par rapport à 2025. Ces économies de gaz naturel sont le principal facteur de réduction des coûts globaux du système par rapport aux scénarios dans lesquels la part des énergies renouvelables est limitée en 2030.

Il est intéressant de noter que, alors que dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique l'objectif de 30% d'électricité renouvelable en 2030 était perçu comme un objectif ambitieux et non optimal d'un point de vue du coût global du système, cet objectif de 30% constitue désormais une limite à un développement plus important des sources d'énergie renouvelables permettant de réduire le coût global du système.

Sur la base des résultats du modèle et des principales conclusions ci-dessus, le plan d'expansion suivant pour le système électrique tunisien jusqu'en 2035 est proposé. Conformément aux résultats de la modélisation, ce plan représente une combinaison intéressante de technologies renouvelables et conventionnelles susceptibles d'offrir un coût global optimal pour le système. Un autre avantage clé de ce plan d'expansion est la diversité des technologies sur lesquelles il repose, rendant ainsi le système tunisien plus résilient aux futurs aléas.

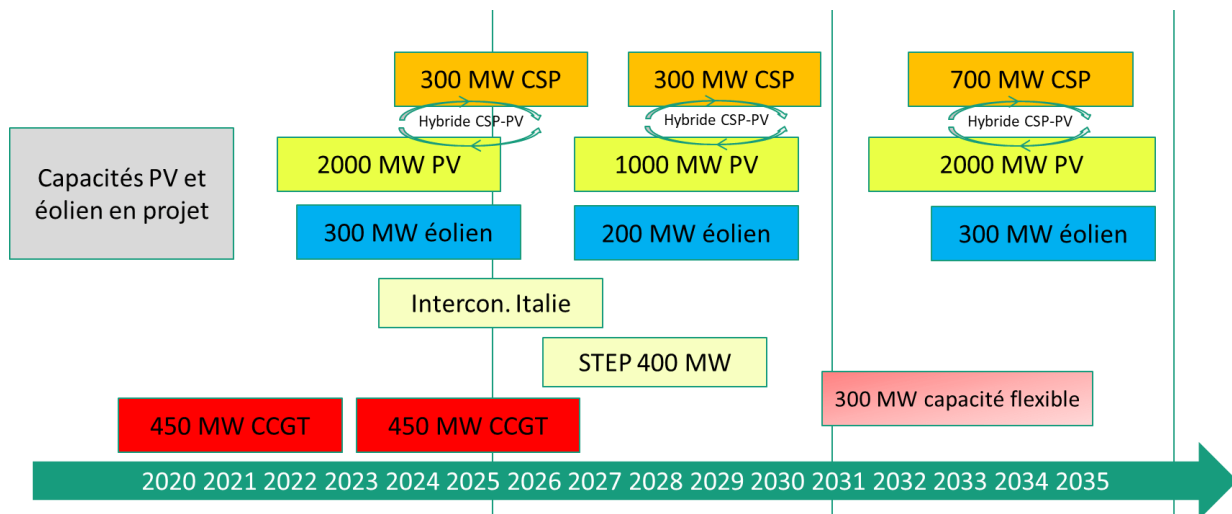


Figure 1 : Proposition de plan d'expansion du système électrique à horizon 2035

Analyse des configurations techniques possibles pour le projet de Beni Mhira

L'évaluation des configurations techniques envisageables couvre trois technologies solaires : le solaire CSP avec stockage d'énergie thermique (cylindro-parabolique et à tour), la technologie hybride CSP-PV, et la technologie photovoltaïque avec système de stockage par batterie. Plus précisément, les configurations évaluées pour le site de Beni Mhira sont les suivantes :

- ▶ CSP cylindro-parabolique de 100 à 400 MW avec 4, 7, et 10 heures de stockage thermique,
- ▶ CSP à tour de 100 à 400 MW avec 4, 7 et 10 heures de stockage thermique,
- ▶ Solaire photovoltaïque de 100 MW avec 4, 7 et 10 heures (400 MWh, 700 MWh et 1 000 MWh respectivement) de stockage par batterie,
- ▶ Hybride CSP-PV (CSP cylindro-parabolique de 100 MW et photovoltaïque de 100 /150 MW) avec 10 heures de stockage.

Pour ces configurations, l'analyse a permis de déterminer les CAPEX, OPEX et la production d'énergie attendue de la centrale. Ces résultats seront utilisés comme données d'entrée pour l'analyse économique et financière, en particulier pour déterminer le coût complet de l'électricité attendu de la centrale.

Parmi les trois technologies évaluées, le photovoltaïque avec stockage d'énergie par batterie s'est avéré le moins optimal, car ces systèmes sont actuellement trop chers et non adaptés à des durées de stockage importantes. Les technologies CSP et hybrides CSP-PV pourraient potentiellement être des solutions compétitives. Ces conclusions doivent être confirmées sur la base de l'analyse économique et financière menée en parallèle.

Pour la mise en place d'une première centrale solaire pilotable en Tunisie, l'appel d'offres devrait permettre aux soumissionnaires de proposer des solutions d'optimisation, notamment sur les paramètres suivants :

- ▶ Le choix de la technologie (type de capteur, fluide caloporteur, technologie de stockage),
- ▶ La combinaison de technologies (solaire CSP, photovoltaïque, solution hybride),
- ▶ Le cas échéant, la façon dont l'électricité produite par le photovoltaïque est utilisée en interne à la centrale.

En effet, de récentes études de marché montrent que le coût complet de l'électricité pourrait être jusqu'à 20 % inférieur en laissant ces choix ouverts aux soumissionnaires pendant la phase d'appel d'offres, par rapport à un appel d'offres avec une solution prédéfinie.

D'autre part, afin de donner un cadre d'optimisation aux soumissionnaires, il serait important de clarifier la capacité maximale à raccorder au réseau, le profil de demande et de production attendu du projet, la superficie de terrain et les ressources en eau disponibles, ainsi que la structure tarifaire attendue.

2. Contexte de l'assistance technique

La Banque mondiale et la Banque Africaine de Développement (AfDB), avec d'autres bailleurs de fonds, incluant la Banque Européenne d'Investissement (BEI), l'Agence Française de Développement (AFD), le Gouvernement Allemand et la Commission Européenne (CE), ont travaillé ensemble à l'accélération du développement du solaire à concentration (*Concentrating Solar Power* - CSP) en région Moyen-Orient et Afrique du Nord (*Middle East & North Africa*, MENA), en faisant appel au financement concessionnel délivré par le Fonds pour les Technologies Propres (*Clean Technology Fund*, CTF) et à d'autres sources de financement publiques et privées.

Le programme du CTF MENA CSP *Investment Plan* (IP), créé en 2009, avait pour objectif de mobiliser 5,6 milliards de dollars (incluant 750 millions de fonds propres du CTF) pour accélérer le déploiement des projets CSP au Maroc, en Egypte, en Tunisie, en Jordanie, et possiblement dans d'autre pays comme l'Algérie et la Libye. Malgré un progrès limité sur certains projets, la région MENA s'est placée en tant que pionnière du développement de la technologie CSP, notamment grâce à l'implémentation du complexe solaire de 500 MW de Noor-Ouarzazate, au Maroc.

L'objectif du Programme d'Appui à l'Expertise et à l'Innovation du CTF (CSP MENA *Knowledge and Innovation Program*, KIP) est d'accélérer l'implémentation du programme CSP MENA IP (et des autres projets de soutien au CSP en région MENA) lorsque possible, et de favoriser l'atteinte des objectifs sociaux et économiques associés au développement de la technologie CSP.

Dans le cadre de ce programme, le Gouvernement Tunisien souhaite évaluer le potentiel du CSP et a sollicité une assistance technique à cette fin. Après une première phase d'assistance technique ayant démontré le rôle clé de la technologie CSP dans un système électrique optimal et techniquement viable, contribuant à l'atteinte des objectifs renouvelables de la Tunisie, le programme assiste désormais le Gouvernement Tunisien dans l'analyse des aspects techniques, économiques, financiers et socio-économiques d'un premier projet CSP en Tunisie.

3. Introduction

Le paysage énergétique tunisien est caractérisé par une prépondérance des énergies fossiles, dont une grande partie est aujourd'hui importée. La baisse de la production nationale d'hydrocarbures combinée à une augmentation significative des besoins en énergie primaire contribue au déficit énergétique national. En outre, les besoins en électricité connaissent une forte croissance et la part de l'électricité dans la consommation totale d'énergie finale a augmenté au cours des dernières années.

Pour répondre à ces enjeux, le Gouvernement Tunisien s'est engagé depuis de nombreuses années dans le développement des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique dans le pays. Pour initier le développement des technologies renouvelables à l'échelle nationale, les autorités tunisiennes ont lancé le Plan Solaire Tunisien (PST), qui vise à atteindre 30 % de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables d'ici 2030.

Rappel des objectifs et principaux résultats de la première phase d'assistance technique

Une première phase d'assistance technique du programme MENA CSP KIP a été lancée en 2017, avec pour objectifs de réaliser une analyse prospective de mix électrique de la Tunisie et d'évaluer dans quelle mesure la technologie CSP pourrait contribuer au développement d'un système électrique à moins coûts et répondant aux objectifs renouvelables nationaux. La modélisation conduite dans le cadre de cette première phase avait permis d'aboutir à plusieurs résultats notables.

D'abord, dans la majorité des scénarios envisagés, le solaire CSP était sélectionné comme une technologie pertinente dans un système électrique à moindre coût, avec la mise en service d'une capacité de d'environ 250 MW dès 2025. L'analyse avait par ailleurs confirmé l'intérêt de cette technologie à plus long terme, avec la mise en service de 440 MW à 880 MW à horizon 2035, dans la plupart des scénarios étudiés. Il est intéressant de noter que les résultats qui avaient été obtenus suite à cette analyse étaient cohérents avec l'objectif national tunisien de développer 450 MW de CSP à horizon 2030.

Par ailleurs, l'analyse avait montré que le solaire CSP pourrait assurer 8 à 15% de la production d'électricité tunisienne en 2035, selon les scénarios considérés. Selon ces résultats, le CSP était classé troisième fournisseur d'électricité après les cycles combinés et l'éolien terrestre. Dans la plupart des scénarios, la taille du stockage (en heures) obtenue se situait en moyenne entre 4 et 8 heures.

Enfin, les analyses de sensibilité effectuées dans le cadre de cet exercice avaient alors montré que le développement du CSP dans le système dépendait principalement de deux paramètres : le coût de la technologie CSP et le niveau d'augmentation de la demande. Dans le cas d'une forte baisse des coûts du CSP, la capacité installée pour cette technologie pouvait alors atteindre 1 300 MW en 2035. De la même manière, une augmentation accrue de la demande en électricité pourrait renforcer le développement du CSP dans le pays.

Cette première phase avait donc permis de démontrer le rôle clé du CSP dans un mix électrique optimal à horizon 2035. En effet, le solaire CSP présente de nombreux atouts pour la Tunisie grâce à son système de stockage qui le rend pilotable et capable de produire aussi bien en journée que le soir, après le coucher du soleil, pour répondre au mieux à la demande nationale en électricité. Grâce à sa flexibilité, le CSP constitue également une technologie capable de répondre aux enjeux liés à l'augmentation des sources d'énergie intermittentes dans le mix électrique. Enfin, en tant que source d'énergie renouvelable, le CSP permettrait de valoriser les ressources locales, disponibles en abondance en Tunisie, et contribuerait ainsi à la sécurité énergétique du pays.

Lancement d'une seconde phase d'assistance technique visant le développement d'un premier projet solaire pilotable en Tunisie

Suite à cette première phase d'assistance technique, le gouvernement Tunisien a pris la décision d'avancer dans sa réflexion en étudiant les différentes options possibles pour concrétiser ses orientations stratégiques. Cette volonté a conduit au lancement d'une seconde phase d'assistance technique, initiée en 2018.

Il est à noter que les travaux réalisés récemment dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique ont permis d'identifier le site de Béni Mhira, dans la région de Tataouine, comme site potentiel privilégié pour le développement d'un premier projet CSP en Tunisie. Il convient également de préciser que, compte tenu des évolutions technologiques et données de marchés récentes, des configurations techniques consistant en une hybridation de la technologie CSP avec une technologie PV et/ou du stockage par batteries sont également étudiées dans le contexte de cette analyse.

Ce site étant désormais identifié, l'objectif des travaux en cours est de conduire une analyse plus approfondie afin de déterminer les caractéristiques techniques, contractuelles et financières optimales du projet. Dans ce contexte, EY a réalisé une étude des schémas contractuels possibles pour le projet, ainsi qu'une analyse économique et financière préliminaire des configurations techniques potentielles et une évaluation des bénéfices socio-économiques potentiels du projet. Ces résultats sont disponibles dans le rapport économique et financier distinct de cette étude.

L'objectif de ce rapport est de présenter les hypothèses, approches et les résultats des analyses effectuées sur les aspects suivants :

- ▶ Analyse prospective du mix électrique tunisien afin d'identifier le scénario optimal de développement des capacités et de déterminer le rôle potentiel du CSP dans un mix optimal,
- ▶ Analyse des configurations techniques possibles pour le projet de Beni Mhira, couvrant les technologies cylindro-parabolique et à tour, ainsi que les options hybrides CSP-PV et photovoltaïque solaire avec stockage batterie.

L'analyse prospective du mix électrique tunisien présentée dans ce rapport constitue une mise à jour de l'analyse réalisée dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique visant à refléter certaines tendances et évolutions observées depuis 2018. Les principales évolutions prises en compte dans les hypothèses de la modélisation sont les suivantes :

- ▶ Mise à jour des coûts d'investissement et d'opération afin de rendre compte des évolutions observées ces dernières années pour les technologies concernées. Les changements majeurs constatés incluent la baisse des coûts du solaire PV (passage d'une hypothèse de CAPEX en 2020 de 1 000 USD/kW dans le cadre de la phase 1 de l'analyse à 800 USD/kW pour la phase 2) et du stockage batteries (CAPEX 2020 égal à 440 USD/kWh pour la phase 1, ajusté à 300 USD/kWh dans le cadre de la phase 2) et la baisse des différents composants de la technologie CSP.
- ▶ Ajustement des projections de prix du gaz naturel, compte tenu des dernières données disponibles de l'Agence Internationale de l'Energie et des hypothèses de la STEG.
- ▶ Mise à jour des niveaux de ressource solaire et éolienne dans les différentes régions tunisiennes sur la base des dernières données disponibles.
- ▶ Révision des hypothèses techniques et financières associées à l'interconnexion avec l'Italie ainsi que la station de transfert d'énergie par pompage de Zagua.

L'analyse conduite dans le cadre de cette seconde phase d'assistance technique inclue également une analyse contractuelle, économique et financière. Cette analyse est décrite dans un rapport distinct.

4. Analyse prospective du mix électrique tunisien

4.1. Objectif de l'analyse

L'objectif principal de l'analyse prospective du mix électrique tunisien est d'identifier l'option optimale de développement des capacités de production et de déterminer le rôle potentiel du CSP et des autres technologies solaire pilotables à l'horizon 2035.

En raison de la baisse progressive des coûts de certaines technologies comme l'éolien terrestre, le solaire PV et le solaire CSP, de l'augmentation attendue des prix du gaz naturel, ainsi que des objectifs nationaux fixés à horizon 2030 par la Tunisie, le système électrique tunisien aura de plus en plus recours aux technologies renouvelables. Afin d'évaluer les développements du système électrique tunisien, notamment en termes de capacité additionnelles attendues, une approche par scénarios a été adoptée. Ces scénarios, décrits dans la section 4.4 de ce rapport, permettent d'analyser l'influence de certaines hypothèses et paramètres d'entrée sur les résultats de la modélisation.

En intégrant différentes technologies de solaire pilotables, à savoir le CSP avec stockage d'énergie thermique, les technologies hybrides CSP-PV avec stockage thermique et/ou batteries, le solaire PV avec batteries et le transfert d'énergie par pompage, l'analyse permet de déterminer et comparer les rôles respectifs de chacune de ces technologies.

Néanmoins, il convient de noter que le modèle utilisé est un modèle de développement des capacité et non un modèle de dispatching horaire. A ce titre, la flexibilité court terme et les services réseau pouvant être fournis par certaines technologies solaires pilotables (en particulier les batteries) ne sont inclus dans le périmètre de cette analyse.

4.2. Méthodologie

4.2.1. Approche de la modélisation

Cette section détaille l'approche générale de l'optimisation du système électrique, basée sur le modèle ENTIGRIS, développé par Fraunhofer ISE.

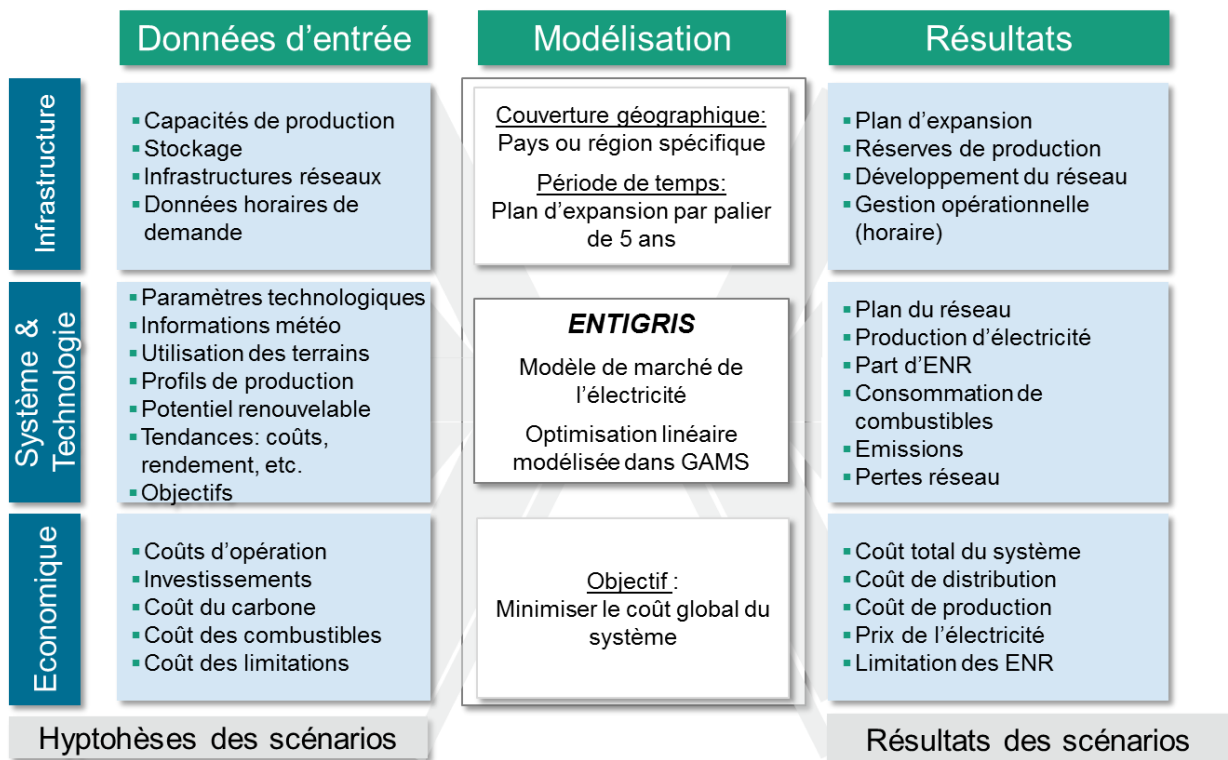


Figure 2 : Principe du modèle ENTIGRIS

Pour évaluer le potentiel du CSP en Tunisie, un modèle d'expansion à moindre coût, ENTIGRIS, a été utilisé. Il s'agit d'un modèle de planification de l'expansion des capacités de production (modèle linéaire, résolu avec CPLEX) qui comprend une analyse horaire sur un échantillon représentatif d'environ 2000 heures par an (le nombre exact d'heures est déterminé en fonction de la durée d'exécution du modèle).

Le modèle optimise les coûts totaux du système, qui comprennent les nouveaux investissements (centrales électriques et moyens de stockage) et les coûts d'exploitation et des combustibles dans tout le pays pour la période de 2020 à 2035, à l'exception des coûts de démarrage des unités. Le modèle optimise les coûts pour les années 2020, 2025, 2030 et 2035. L'année 2020 est modélisée, mais l'optimisation des capacités n'est pas réalisée pour cette année.

Les éléments clés du modèle ENTIGRIS sont les suivants :

- ▶ Réduction des coûts (par optimisation linéaire) en tenant compte des coûts de construction et d'exploitation des centrales renouvelables, des centrales électriques conventionnelles,
- ▶ Planification de l'expansion des centrales de production en tenant compte des CAPEX, OPEX et des contraintes techniques pour l'expansion et l'exploitation,
- ▶ Paramètres technologiques (rendement, CAPEX, etc.) intégrés pour chaque année modélisée,
- ▶ Prises en compte des contraintes liées aux scénarios définis dans le modèle, par exemple sur l'objectif en matière de développement des énergies renouvelables.

4.2.2. Limites et contraintes de la modélisation

Le modèle prend en compte les contraintes suivantes pour réaliser l'optimisation :

- ▶ Bilan électrique à chaque nœud du modèle (zone électrique),
- ▶ Capacités maximales des centrales et des lignes électriques,
- ▶ Restrictions de capacité pour l'expansion de nouvelles centrales électriques,
- ▶ Contraintes opérationnelles (obligation de fonctionnement, changement de charge, capacité de stockage, capacité de réserve, etc.),
- ▶ Limitation de l'utilisation du gaz naturel.

Le modèle montre certaines limites, notamment en ce qui concerne le nombre d'heures optimisées. Afin d'optimiser les coûts pour les années 2020, 2025, 2030 et 2035, le modèle utilise une approche déterministe basée sur une prédiction de l'évolution du système électrique. Il donne une indication sur la façon dont les centrales électriques fonctionneront et interagiront dans le système électrique. Cette optimisation est basée sur une sélection d'heures réparties de manière égale sur l'année, en choisissant une semaine par mois. Pour chaque année modélisée, une semaine différente est choisie, permettant de couvrir différentes situations de besoin ainsi que différentes conditions météorologiques tout au long de la période de modélisation. Le nombre d'heures va généralement de 1000 à 2000 et est déterminé en fonction de la durée nécessaire pour résoudre la modélisation. Un échantillon de 2000 heures donne des résultats très similaires à ceux obtenus pour un ensemble complet de 8760 heures par an.

Les résultats de l'optimisation du système électrique sont destinés à produire un plan d'expansion à long terme pour le système électrique tunisien. Le modèle ne représente pas le flux d'énergie dans le réseau, et ne prend en compte tous les services réseau tels que les services auxiliaires, la réserve tournante et le contrôle de tension et de fréquence.

Par ailleurs ; le modèle tient compte des extensions renforcements du réseau nécessaires au développement des nouvelles centrales. Néanmoins, les coûts d'extension et de renforcement considérés reposent sur des estimations et ne prennent pas en compte les coûts réels évalués par la STEG, notamment dans la cas du projet CSP de Beni Mhira.

4.3. Principales hypothèses de modélisation

Cette section détaille les principales hypothèses techniques utilisées dans la modélisation.

Besoins en électricité à l'horizon 2035

Une projection de la demande en électricité est intégrée dans le modèle sur la base des informations fournies par la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) pour chaque année depuis 2025

jusqu'à 2040. Le niveau de demande considéré pour certaines années clés est présenté dans le tableau ci-dessous :

	2020	2025	2030	2035
Demande de pointe (MW)	4 313	5 267	6 083	6 847
Demande totale annuelle (TWh)	20,03	24,67	28,76	32,76

Tableau 1 : Demande de pointe et demande nationale totale annuelle pour les années optimisées (STEG, 2019)

Centrales électriques existantes et planifiées

La liste des centrales électriques existantes et planifiée a été mise à jour par rapport à la phase 1 de l'assistance technique et intégrée dans le modèle sur la base des informations fournies par la STEG. La liste de ces centrales est disponible en annexe de ce rapport.

Hypothèses de CAPEX et OPEX pour les technologies sélectionnées

Pour les technologies optimisées, les hypothèses CAPEX et OPEX suivantes sont utilisées dans le modèle :

	CCGT (\$/kW)	CSP bloc de puissance (\$/kW)	CSP champ solaire (\$/kWh)	CSP stockage thermique (\$/kWh)	Turbine à gaz (\$/kW)
2020	950	1107	237	26	600
2025	950	990	198	26	600
2030	950	942	171	26	600
2035	950	942	171	26	600

	Eolien (\$/kW)	Solaire PV (\$/kW)	Turbine à vapeur (\$/kW)	Stockage batteries (\$/kWh)
2020	1600	800	2500	300
2025	1550	700	2500	300
2030	1500	600	2500	250
2035	1500	500	2500	250

Tableau 2 : Hypothèses de coût d'investissement pour les différentes technologies (source : Fraunhofer)

	CCGT	CSP bloc de puissance	CSP champ solaire	CSP stockage thermique	Turbine à gaz
OPEX variable (\$/MWh)	1,5	5	0	0	2,4
OPEX fixe (% CAPEX)	1,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Durée de vie (années)	30	30	30	30	30

	Eolien	Solaire PV	Turbine à vapeur	Stockage batteries
OPEX variable (\$/MWh)	8	0	4,8	3
OPEX fixe (% CAPEX)	3,00%	2,50%	1,00%	3,00%

Durée de vie (années)	25	25	35	15
-----------------------	----	----	----	----

Tableau 3 : Coûts variables et fixes et durée de vie les différentes technologies

Ces hypothèses de coûts sont principalement issues de la base de données interne de l'Institut Fraunhofer rassemblant les informations relatives aux coûts projets récents dans la région MENA.

Ces données ont été complétées, lorsque nécessaire, par les sources d'information suivantes :

- ▶ Les données de l'Energy Information Administration publiées dans le rapport « Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies » en Février 2020,
- ▶ Le données Lazard issues du rapport « Levelized Cost of Energy Analysis – Version 13.0 », publié en Novembre 2019,
- ▶ Les données disponibles dans le rapport « Renewable Power Generation Costs in 2018 » de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), publié en 2019.

Ces hypothèses ont par ailleurs fait l'objet de plusieurs discussion et été ont été validées avec la STEG.

Hypothèses sur les rendements des différentes technologies

Sur la base des données de marché et de la base de données interne de Fraunhofer, les hypothèses suivantes relatives aux rendements des différentes technologies ont été retenues :

		Eolien terrestre	Solaire PV	Turbine à gaz	Turbine à vapeur	CCGT	Moteurs thermiques	Hydroélectricité	CSP
Rendement (%)	2020	100%	100%	35%	40%	54%	44%	90%	100%
	2025	100%	100%	36%	41%	54%	44.0%	90%	100%
	2030	100%	100%	36%	41%	54%	44%	90%	100%

Réduction des coûts du solaire photovoltaïque

Il convient de noter que les coûts d'investissement considérés pour la technologie solaire photovoltaïque ont été réduits par rapport à la phase 1 de l'assistance technique, conformément aux tendances récentes de marché. Le tableau ci-dessous résume les coûts d'investissement actuels considérés dans le modèle par rapport à ceux retenus dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique :

	Coût d'investissement en 2020 \$/MW	Coût de l'investissement en 2025 \$/MW	Coût de l'investissement en 2030 \$/MW	Coût de l'investissement en 2035 \$/MW
Phase 1	1000	900	800	800
Phase 2	800	700	600	500

Tableau 4 : Evolution des coûts d'investissement pour la technologie solaire photovoltaïque

Hypothèse sur le niveau de ressource solaire par région

Les hypothèses sur les niveaux de ressources solaires régionales en Tunisie sont intégrées dans le modèle sur la base des informations fournies par la STEG. Ces niveaux ont été mis à jour par rapport à la première phase de l'assistance technique. Le tableau suivant donne un aperçu des niveaux de ressource considérés dans cette modélisation (exprimés en heures de pleine puissance ou *full load hours* – FLH), ainsi que des niveaux utilisés pour la phase 1 de l'assistance technique. Il est à noter que les niveaux de ressource actuels sont, dans chaque région, environ 20% à 30% plus élevés que ceux considérés précédemment.

	Sud	Sud-Ouest	Centre	Nord-Ouest	Tunis	Sfax	Nord-Est	Nord
Données de phase 1 (FLH)	1525	1461	1439	1342	1355	1462	1366	1359
Données actuelles (FLH)	1827	1805	1704	1789	1711	1701	1760	1743

Différence (%)	+20 %	+24 %	+18 %	+33 %	+26 %	+16 %	+29 %	+28 %
----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Tableau 5 : Hypothèses de ressource solaire par région

Concernant le potentiel technique pour le développement du solaire PV, celui-ci a été limité à 500 MW dans la région de Tunis et ses environs. Pour toutes les autres régions, aucune limite n'a été fixée. Concernant le CSP, le potentiel de développement a été limité aux régions du Sud. L'analyse détaillée du potentiel technique pour le développement des technologies solaires par région n'a pas été réalisée dans le cadre de cette étude.

Hypothèse sur le niveau de ressource éolienne par région

Le modèle comprend également des séries chronologiques sur les ressources éoliennes. Ces séries chronologiques ont été mises à jour par rapport à la phase 1 de l'assistance technique sur la base des discussions avec la STEG. Le tableau suivant donne un aperçu des niveaux actuels de ressource éolienne, ainsi que des niveaux considérés précédemment. Dans le Sud et le Sud-Ouest, les niveaux de ressource ont augmenté en raison des ressources en zone montagneuse qui n'étaient pas pris en compte auparavant. Les niveaux de ressource dans le Nord-Ouest, le Nord-Est et le Nord ont également augmenté, dans une moindre mesure. Dans le Centre et à Tunis, le niveau de ressource n'a que légèrement augmenté. Dans la région de Sfax, il a légèrement diminué.

	Sud	Sud-Ouest	Centre	Nord-Ouest	Tunis	Sfax	Nord-Est	Nord
Données de phase 1 (FLH)	2056	1539	2426	1904	2174	2854	2929	2915
Données actuelles (FLH)	3614	2798	2545	2445	2212	2806	3405	3170
Différence (%)	+76 %	+82 %	+5 %	+28 %	+2 %	-2 %	+16 %	+9 %

Tableau 6 : Hypothèses de ressource éolienne par région (Source : World Bank Wind Atlas)

Concernant le potentiel technique pour le développement de l'éolien, celui-ci a été limité à 500 MW dans la région de Tunis et ses environs. Pour toutes les autres régions, aucune limite n'a été fixée. L'analyse détaillée du potentiel technique pour le développement de l'éolien par région n'a pas été réalisée dans le cadre de cette étude.

Hypothèses relatives à l'évolution du prix du gaz naturel

Sur la base des projections fournies par l'Agence Internationale de l'Energie dans le Word Energy Outlook et des informations fournies par la STEG, les hypothèses suivantes relatives à l'évolution du prix du gaz naturel ont été retenues :

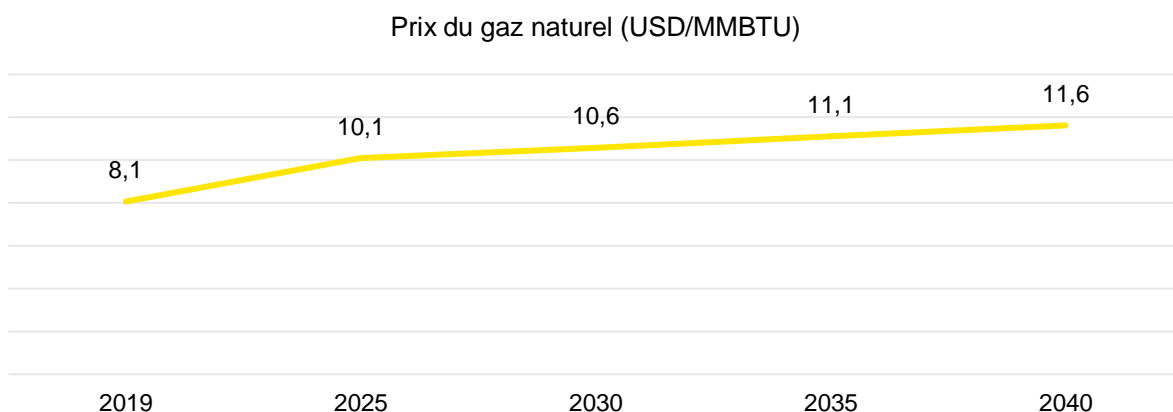


Figure 3 : Hypothèse retenue pour l'évolution future des prix du gaz naturel (USD/MMBTU) (STEG, 2019)

Interconnexion avec l'Italie

Dans certains des scénarios, une interconnexion avec l'Italie a été considérée. Il existe deux cas différents pour la modélisation de l'interconnexion.

- ▶ Dans le cas de "référence", la Tunisie peut importer de l'électricité d'Italie en 2030 et 2035. Pendant la période creuse, de 1 à 7 heures du matin, la Tunisie peut importer jusqu'à 250 MW. Pendant le reste de la journée, l'importation possible augmente jusqu'à 600 MW.
- ▶ Dans le cas de "sensibilité", l'année 2030 est similaire au cas de référence. Pour l'année 2035, il y a quelques différences entre les deux scénarios. L'importation est divisée en plusieurs fenêtres que l'on peut voir dans les tableaux ci-dessous.
 - De la troisième semaine de mars au début de la troisième semaine de juin, aucune importation n'est possible.
 - Entre début juillet et mi-septembre, il est possible d'importer jusqu'à 600 MW pendant toute la journée.
 - Pendant le reste de l'année, jusqu'à 400 MW peuvent être importés pendant les heures de pointe, qui sont de 8 heures du matin à 1 heure du matin le lendemain.

Dans ce scénario, la Tunisie peut également exporter de l'électricité jusqu'à 500 MW pendant les heures creuses, qui sont de 1 à 8 heures du matin. Cela est possible toute l'année, sauf les jours compris entre le début du mois de juillet et la fin de la deuxième semaine de septembre.

Il convient de noter que l'électricité importée en Tunisie via l'interconnexion n'est pas considérée comme de l'électricité renouvelable dans la modélisation, et ne participe donc pas à l'atteinte des objectifs nationaux fixé à horizon 2030.

Période	Cas de référence « Uniquement les importations en provenance d'Italie »		Cas de sensibilité « Importations et exportations »				
	De 2027 à 2040		De 2027 à 2030		De 2031 à 2040		
Sens du flux	Importation		Importation		Importation	Exportation	
Saison	Toute l'année		Toute l'année				
Nombre de jours	365		365		77	196	288
Période de la journée	Heures creuses	Charge maximale	Heures creuses	Charge maximale	Journée entière	Charge maximale	Heures creuses
Nombre d'heures	6	18	6	18	24	17	7
Échange de capacités (MW/heure)	250	600	250	600	600	400	500
Échange (GWh/jour)	12,3		12,3		14,4	6,8	3,5
Échange (GWh/saison)	4490		4490		1109	1332,8	1008
Échange (GWh/an)	≈ 4500		≈ 4500		2442		

Tableau 7 : Conditions retenues pour l'interconnexion avec l'Italie

Mois	Jan.	Fév.	Mar.	Avr.	Mai	Jun.	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.			
Trimestre	T1-4	T1-4	T1&2	T3&4	T1-4	T1-4	T1&2	T3&4	T1-4	T1-4	T1&2	T3&4	T1-4	T1-4	T1-4
Sens du flux	Importation														
	Exportation														

Tableau 8 : Calendrier pour les différentes conditions du cas de sensibilité de l'interconnexion (STEG, 2019)

Réserve

Dans le modèle, on suppose qu'une capacité correspondant à 10% de la demande de pointe pour l'année considérée est conservée comme réserve¹.

Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité

La part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables est fixée à 30 % en 2030, conformément à l'objectif du Plan Solaire Tunisien. Selon le scénario envisagé, cette valeur peut être

¹ La contrainte définie par la STEG consiste à définir un intervalle relatif à la marge de réserve allant de 10 à 15% de la puissance de pointe.

considérée soit comme un objectif absolu à atteindre et à ne pas dépasser, soit comme un seuil plancher à dépasser si le modèle le juge pertinent. Pour 2035, aucun objectif spécifique n'est inclus dans le modèle.

Technologies pour le stockage d'électricité

Plusieurs technologies de stockage d'électricité sont incluses dans la modélisation. Le stockage d'électricité peut être couvert soit grâce par stockage d'énergie thermique associé à la technologie CSP, soit par un stockage batterie, soit par grâce à un système de pompage-turbinage (ou station de transfert d'énergie par pompage, STEP)

La technologie de stockage batterie est intégrée dans le modèle sur la base des coûts de batteries suivants (coût total de la technologie, incluant le développement du projet, l'installation et tous les équipements connexes) :

- ▶ 300 \$/kWh en 2020 et 2025,
- ▶ 250 \$/kWh en 2030 et 2035.

Comme indiqué précédemment, des coûts d'opération et maintenance variables concernant les batteries ont été considérés. Ils s'élèvent à 3 USD/MWh et s'appliquent à la charge comme à la décharge. Un coût fixe de 3 % du CAPEX global par an a également été pris en compte. L'efficacité considérée pour un cycle complet des batteries est de 90%.

Dans certains des scénarios, une STEP est également déployée dans l'une des régions. Les principales caractéristiques techniques et financières de cette STEP sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Capacité	400 MW
Rendement	75 %
Nombre maximum d'heures de production à pleine puissance	6
Année de mise en service	2028
CAPEX	300 MUSD

Tableau 9 : Caractéristiques techniques de la STEP considérée dans la modélisation

Au-delà des considérations liées aux coûts d'investissement et d'opération, il est important de noter que ces différentes technologies pour le stockage d'électricité présentent des caractéristiques techniques différentes et sont donc adaptées à différents usages. La figure ci-dessous présente une comparaison de différentes technologies de stockage en fonction de leur temps typique de décharge et de leur capacité.

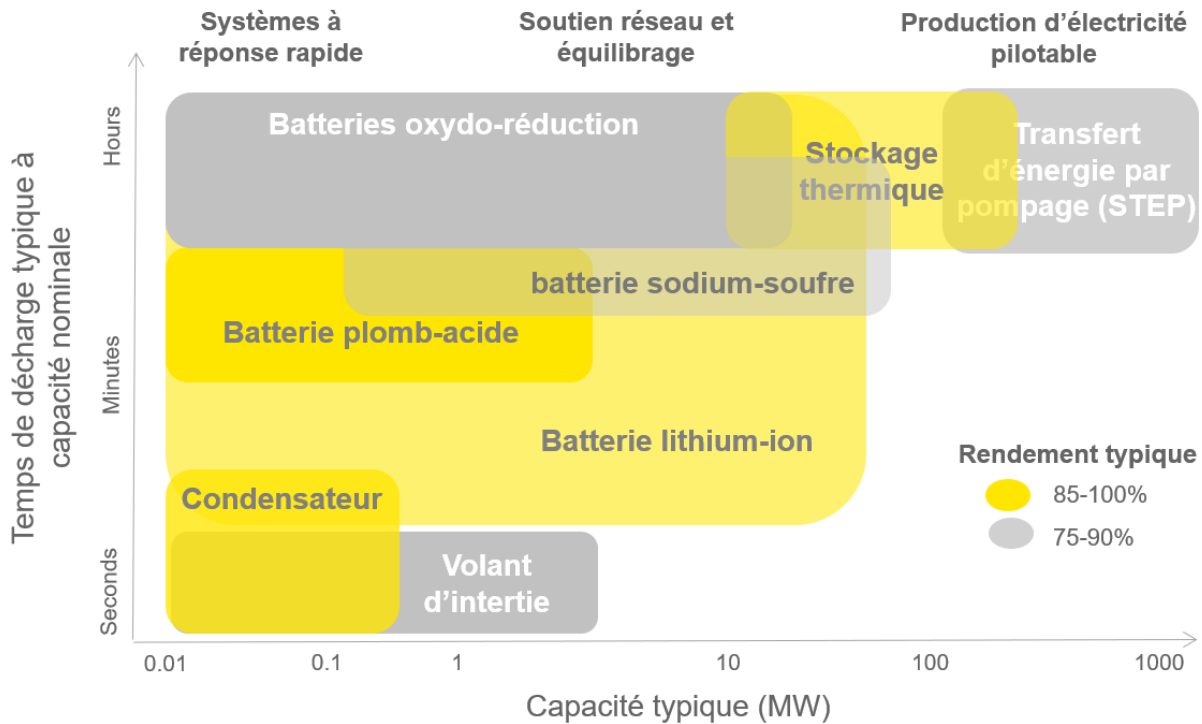


Figure 4: comparaison des technologies de stockage d'électricité en fonction de leur temps de décharge et capacité (source : EY)

Cette figure permet de constater que le stockage thermique et le transfert d'énergie par pompage sont des technologies adaptées pour des grandes capacités et caractérisées par des temps de décharge longs, et par conséquent typiquement utilisées pour de la production d'électricité pilotable. A l'inverse, les batteries et notamment les batteries lithium-ion sont des systèmes de capacité généralement plus faible (<100 MW) permettant des temps de décharge plus rapides (de l'ordre de la minute à 1 heure). Cette technologie est donc généralement plutôt utilisée pour la fourniture de services réseau, comme la régulation de fréquence ou de tension.

Comme indiqué dans l'introduction de cette analyse, il est à noter que le modèle utilisé réalise une optimisation à un pas horaire et n'est donc pas en mesure d'étudier les phénomènes de réseau de l'ordre de la seconde ou de la minute. Les résultats et conclusions présentées dans la suite du rapport seront présentés en tenant compte de cet aspect.

Coût complet de l'électricité calculé pour les technologies considérées

Pour les nouvelles centrales CSP, photovoltaïques, éoliennes et CCGT, un aperçu du coût complet de l'électricité (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*) est donné dans la figure suivante. La comparaison des différentes technologies sur la base de leur LCOE montre la diminution du coût des énergies renouvelables au cours du temps, en comparaison du coût observé pour l'électricité produite par la technologie CCGT en progressive augmentation.

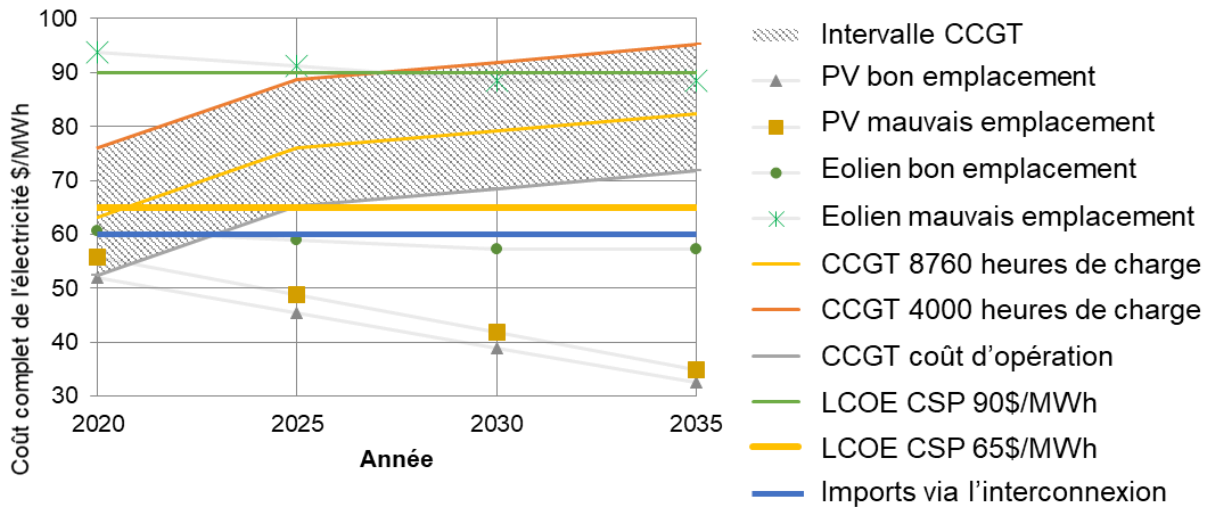


Figure 5 : Coût complet de l'électricité des technologies considérées sur la base des hypothèses de coûts considérées

Ce graphique illustre l'augmentation du LCOE de la technologie CCGT de 2020 à 2035, en raison de l'augmentation progressive des prix du gaz naturel, combinée à une diminution du facteur de charge due à une plus grande pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique. En fonction de ce facteur de charge, le LCOE de la technologie CCGT atteindrait entre 70 et 90 \$/MWh en 2030.

Le graphique montre également la forte diminution des coûts du solaire photovoltaïque, atteignant un LCOE inférieur à 40 \$/MWh en 2035. Les coûts de la technologie éolienne devraient également baisser dans une moindre mesure, pour atteindre un coût complet de l'électricité compris entre 60 et 90 \$/MWh en 2035, selon le niveau de ressource du site choisi. Une fourchette allant de 65 à 90 \$/MWh a été affichée sur le graphique pour la technologie CSP, afin d'illustrer la sensibilité sur les coûts réalisée pour cette technologie dans le modèle. Le LCOE de la technologie CSP est en effet susceptible de varier significativement d'un projet à l'autre en fonction de plusieurs facteurs, dont la taille du projet, le niveau de ressource local, la technologie sélectionnée, ainsi que les conditions de financement du projet. Les LCOE présentés sur ce graphique correspondent à des valeurs moyennes basées sur les données de marché disponibles et ne tiennent pas compte des coûts et conditions associés à un site ou à un projet spécifiquement.

De manière générale, la figure met en évidence la compétitivité croissante des technologies renouvelables en comparaison de la technologie CCGT.

4.4. Scénarios pris en compte dans la modélisation

Le tableau ci-dessous résume tous les scénarios et sensibilités inclus dans le modèle, ainsi que les principaux paramètres qui sont modifiés parmi eux :

Numéro	Scénario	STEP	Interconnexion	CSP	Part EnR en 2030 (%)
1a	Toutes-options	400MW mis en service en 2028	« Référence » - Importation uniquement	Non prédéfini	Minimum 30 % en 2030, dépassement possible si optimal
1b	Toutes-options_RES30	400MW mis en service en 2028	« Référence » - Importation uniquement	Non prédéfini	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
1c	Toutes-options_RES30_SensIMP	400MW mis en service en 2028	« Sensibilité » - Importation et exportation	Non prédéfini	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
1d	Toutes-options_RES30_woPSH		« Référence » - Importation uniquement	Non prédéfini	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
2a	No-IC-PSH			Non prédéfini	Minimum 30 % en 2030, dépassement possible si optimal
2b	No-IC-PSH_RES30			Non prédéfini	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
2c	No-IC-PSH_RES30_CSP-70			Non prédéfini (LCOE = 70 \$/kWh)	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
2d	No-IC-PSH_RES30_CSP-65			Non prédéfini (LCOE = 65 \$/kWh)	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
3	CSP-450MW_RES30			450 MW prédéfinis en 2030	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.
4	STEP_RES30	400MW mis en service en 2028		Non prédéfini	Fixe 30% en 2030 (ne peut pas être excédé). Libre en 2035.

Tableau 10 : Scénarios du plan d'expansion à long terme

Les scénarios définis dans la modélisation couvrent les configurations suivantes :

- ▶ **Objectifs de développement des énergies renouvelables** : le Plan Solaire Tunisien (PST) fixe comme objectif l'atteinte d'une part de 30% de l'électricité produite à partir de sources renouvelables en 2030. Dans la plupart des scénarios étudiés, cette part est fixée à 30% en 2030, et ne peut donc être ni inférieure, ni supérieure. Toutefois, dans deux scénarios (1a et 2a), cette part de 30% est considérée dans le modèle comme un minimum pouvant être dépassé, laissant ainsi la modélisation libre, le cas échéant, d'intégrer une part d'énergies renouvelables plus élevée. Dans tous les scénarios étudiés, la part des énergies renouvelables en 2035 n'est pas fixée.
- ▶ **Mise en service d'une STEP** : certains scénarios étudiés (1a, 1b, 1c et 4) scénarios considèrent la mise en service d'une STEP de 400 MW en 2028, selon les caractéristiques techniques décrites précédemment.
- ▶ **Interconnexion avec l'Italie** : certains scénarios étudiés (1a, 1b, 1c et 1d) scénarios considèrent la mise en service d'une interconnexion avec l'Italie. Les caractéristiques techniques et la stratégie d'exploitation de cette interconnexion sont décrites dans le cadre des hypothèses de modélisation.
- ▶ **Sensibilités relatives à la technologie CSP** : plusieurs scénarios de coûts pour la technologie CSP sont pris en compte dans la modélisation, afin d'évaluer l'impact de ce paramètre sur le développement des capacités CSP à horizon 2035. Les scénarios correspondant aux sensibilités sur le coût du CSP sont les scénarios 2c et 2d. Par ailleurs, le scénario 3 prend comme hypothèse d'entrée la mise en service de 450 MW de CSP en 2030.
- ▶ **Une sensibilité sur le coût des batteries** a été réalisée en appliquant des coûts de 200 et 150 \$/kWh. Cependant, les résultats ne sont pas présentés ici, car les batteries ne sont pas sélectionnées par le modèle pour le stockage d'électricité. Les services réseaux ne sont pas analysés dans le cadre de cet exercice de modélisation, mais ils pourraient justifier l'installation de batteries dans les années à venir.

4.5. Résultats de la modélisation

4.5.1. Capacités installées à horizon 2035

Les résultats des capacités installées en 2035 pour les différents scénarios étudiés sont présentés dans la Figure 6 ci-dessous. Le système électrique est principalement basé, dans tous les scénarios, sur les technologies suivantes : CCGT, solaire photovoltaïque, éolien et turbines à gaz, ainsi que solaire CSP qui est déployé dans tous les scénarios d'ici 2035. Dans les différents scénarios, l'impact de certaines décisions d'investissement clés (telles que la construction de l'interconnexion entre la Tunisie et l'Italie, ainsi que la mise en service d'une STEP de 400 MW) sur les résultats est illustrée. Dans tous les scénarios, la capacité installée des centrales électriques passe à 14 voire 15 GW d'ici 2035, en raison de la part élevée des énergies renouvelables dans le système.

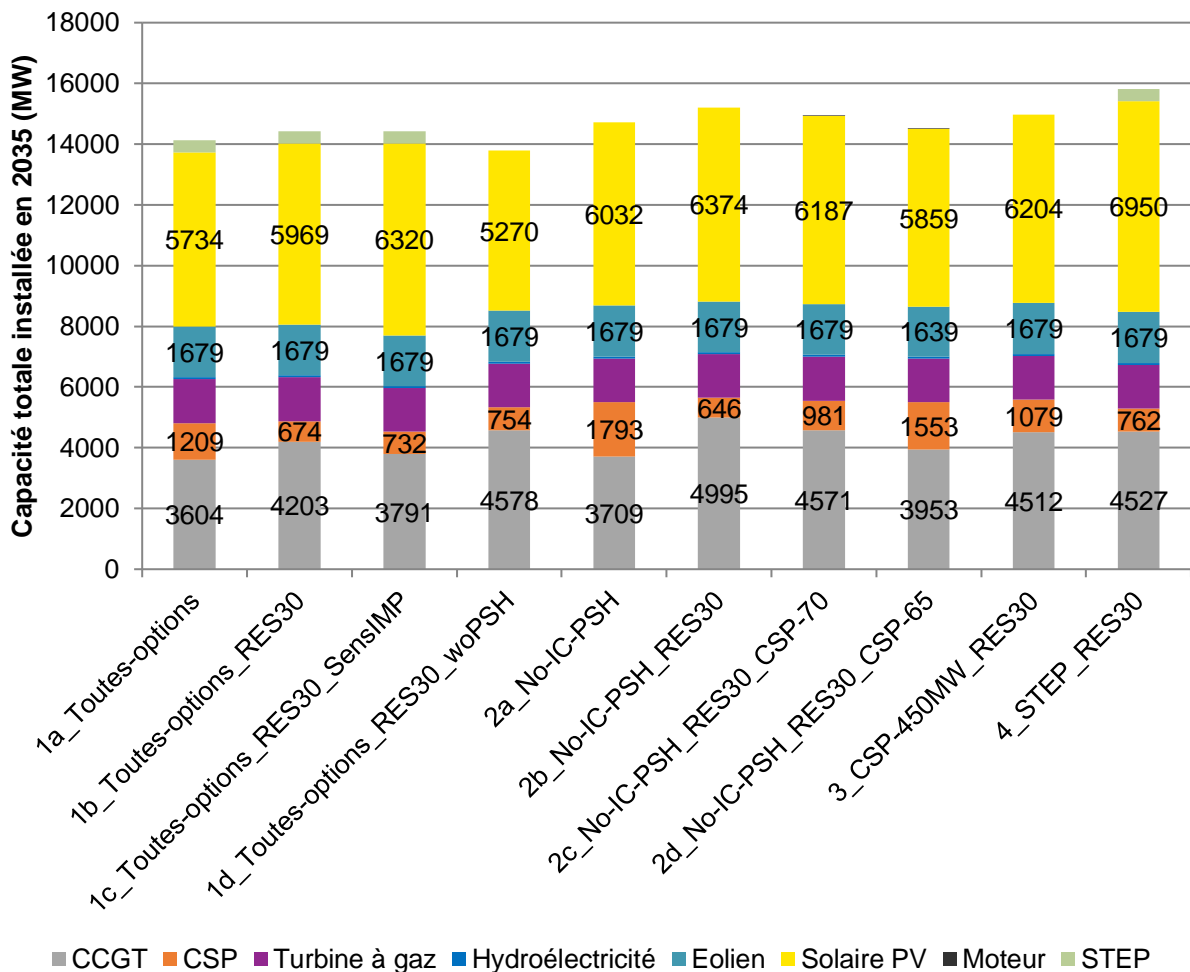


Figure 6 : Capacités totales installées en 2035 pour tous les scénarios

Dans l'ensemble, l'augmentation de la demande et les prix croissants du gaz naturel sont les principales raisons de l'augmentation des capacités de production chaque année et de la transition vers un système électrique basé sur les énergies renouvelables, comme l'illustre la Figure 7 ci-dessous.

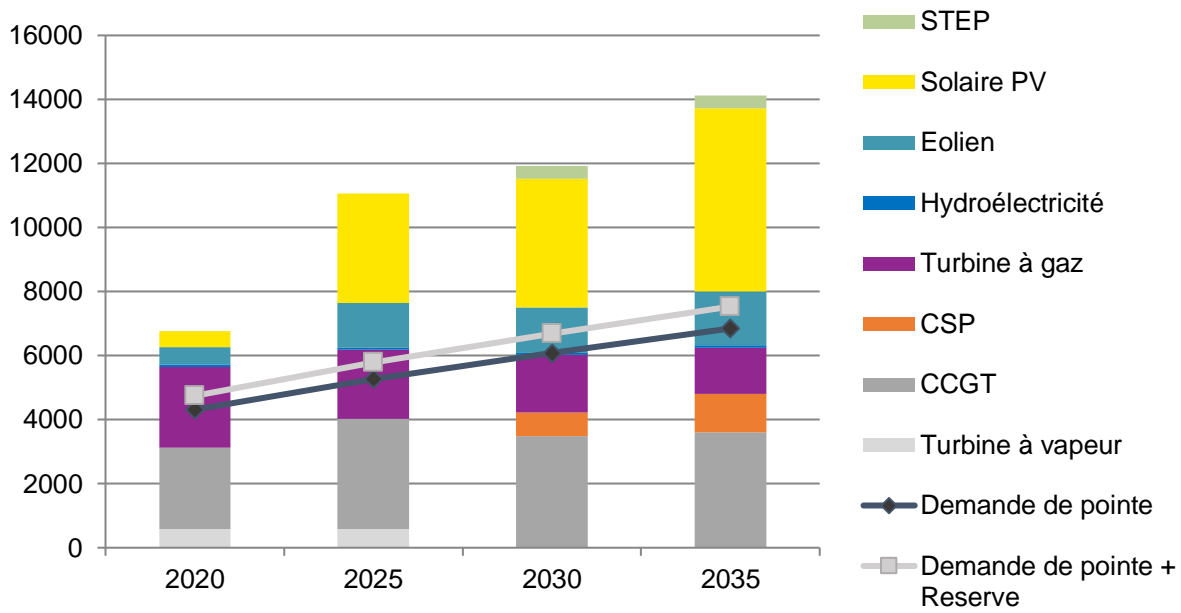


Figure 7 : Demande et capacités installées (scénario 1a, incluant les projets déjà planifiés)

La Figure 8 montre les nouvelles capacités installées entre 2020 et 2025. La plupart des capacités CCGT installées correspondent à des projets prédéfinis dans le modèle. Le reste des capacités ajoutées est constitué d'éolien et solaire photovoltaïque, qui seraient progressivement déployés entre 2020 et 2025. Dans la plupart des scénarios, la capacité renouvelable ajoutée se situe entre 2,0 et 3,8 GW. Dans les scénarios où la part des énergies renouvelables est limitée à 30 % en 2030, les capacités renouvelables ajoutées se limitent à 2 voire 3 GW, alors que dans les scénarios sans cette limite de 30 % en 2030, la capacité renouvelable augmente de plus de 3 GW.

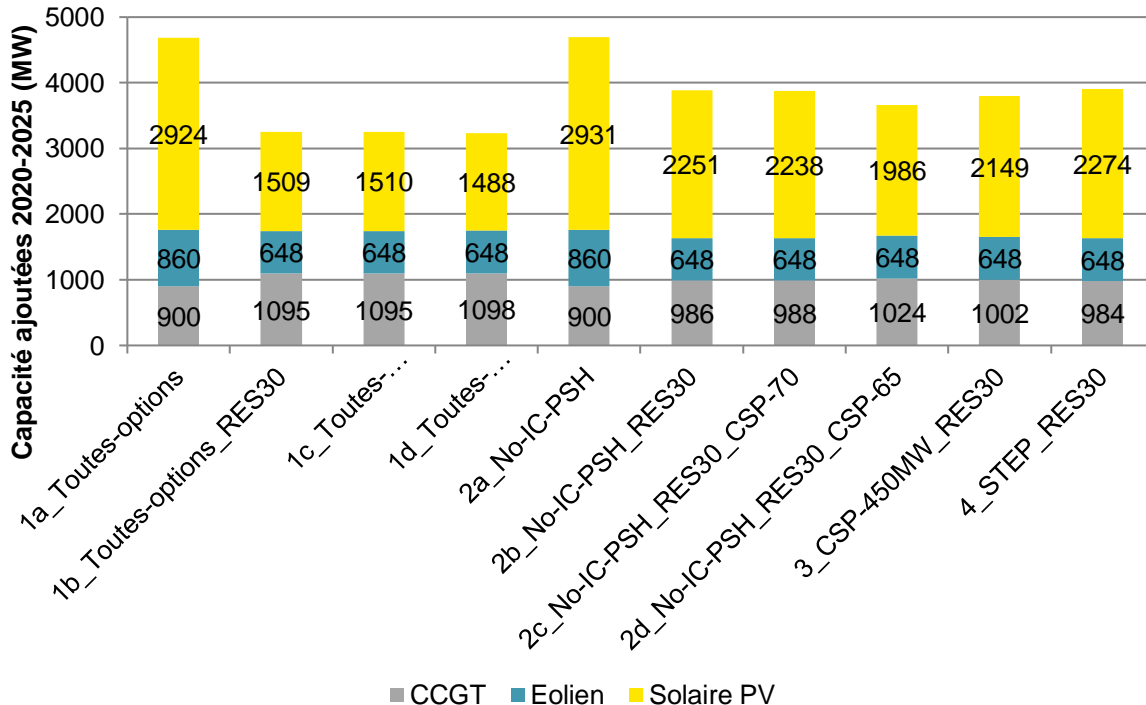


Figure 8 : Capacités supplémentaires entre 2020 et 2025 pour tous les scénarios

La Figure 9 indique les nouvelles capacités installées entre 2025 et 2030. Dans tous les scénarios, les capacités totales ajoutées pendant cette période sont inférieures à celles des autres périodes (2020-2025 et 2030-2035). Sur la base des résultats de la modélisation, les scénarios peuvent être classés en trois groupes distincts :

Premier groupe : scénarios pour lesquels la part de 30 % d'énergies renouvelables en 2030 peut être dépassée (1a, 2a)

Dans ces deux scénarios, aucune capacité supplémentaire CCGT n'est ajoutée sur la période 2025-2030, mais ces deux scénarios présentent néanmoins la plus grande quantité de capacités totales ajoutées. Dans le scénario 2a, 1,3 GW de CSP est ajouté, ce qui représente plus de six fois la quantité ajoutée dans le scénario 2d avec un faible coût du CSP. 654 MW de solaire photovoltaïque sont également ajoutés dans ce scénario entre 2025 et 2030. Le deuxième scénario de ce groupe est le scénario 1a. Ce scénario montre des résultats similaires pour l'éolien et le photovoltaïque à ceux du scénario 2a. La principale différence réside dans la capacité ajoutée de CSP, qui est considérablement plus faible que dans le scénario 2a et qui atteint 749 MW. Cette réduction est principalement due à la mise en service de l'interconnexion (jusqu'à 600 MW d'électricité importée) et de la STEP (pouvant délivrer une puissance de 400 MW), ce qui entraîne un besoin moins important de capacité flexible.

Les résultats obtenus pour ces deux scénarios montrent qu'une part fixe d'énergie renouvelable de 30 % en 2030 influence de manière significative les capacités ajoutées au cours de la prochaine décennie. Les scénarios sans cette restriction s'appuient principalement sur les technologies des énergies renouvelables pour réduire le coût total du système.

Second groupe : scénarios sans interconnexion et avec une part fixe d'énergies renouvelables de 30 % en 2030 (scénarios 2b, 2c, 2d, 3, 4)

Dans ces scénarios, seule une petite quantité de capacité renouvelable est ajoutée entre 2025 et 2030, à l'exception du scénario 2d, dans lequel des capacités CSP à faible coût sont ajoutées, et du scénario 3, dans lequel 450 MW de capacité CSP en 2030 sont prédéfinies dans la modélisation. Dans ces cas, la capacité ajoutée repose principalement sur la technologie CCGT, allant de 0,9 à 1,4 GW.

Troisième groupe : scénarios comprenant une interconnexion avec l'Italie et une part d'énergies renouvelables fixée à 30 % en 2030 (scénarios 1b, 1c et 1d)

Dans ces scénarios, en raison de l'importation d'électricité en provenance d'Italie, les capacités supplémentaires entre 2025 et 2030 sont considérablement réduites par rapport aux deux premiers groupes de scénarios. La capacité supplémentaire en CCGT varie d'environ 400 MW, dans les scénarios avec STEP, à 776 MW dans le scénario sans STEP. Par conséquent, la STEP peut être considérée comme un substitut à une centrale CCGT de capacité similaire.

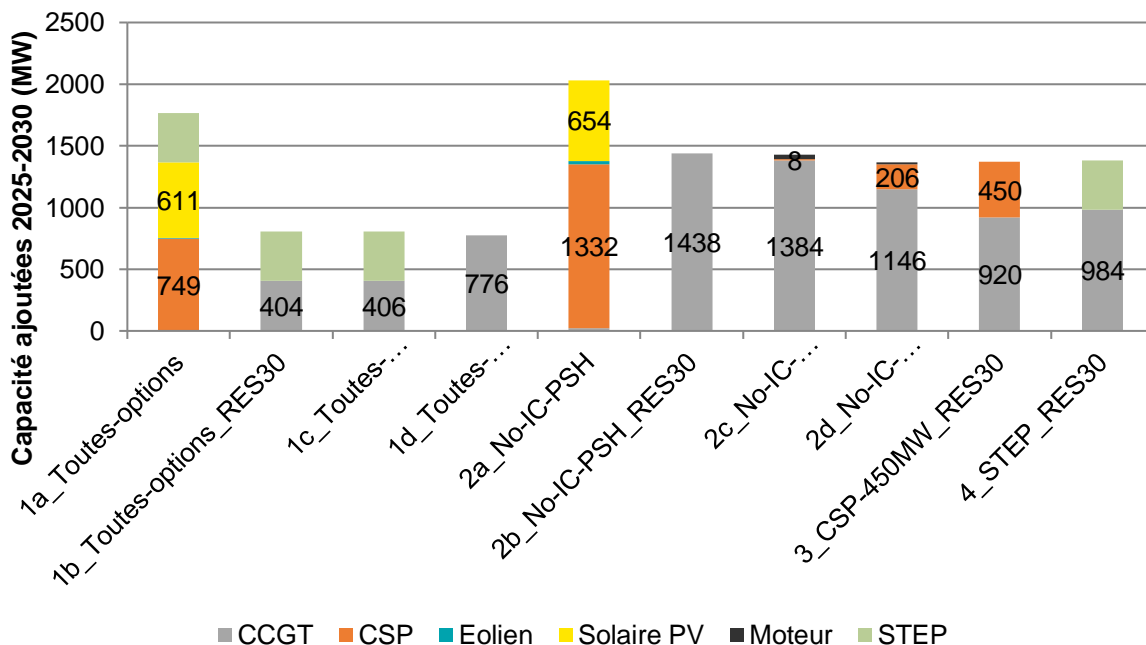


Figure 9 : Capacités ajoutées entre 2025 et 2030 pour tous les scénarios

Comme illustré sur la Figure 10, entre 2030 et 2035, la majeure partie de la capacité installée repose sur la technologie solaire photovoltaïque. La capacité photovoltaïque ajoutée dans la plupart des scénarios varie entre 3,5 GW et 4,3 GW, sauf pour les scénarios qui n'ont pas d'objectif fixe de 30 % de part d'énergie renouvelable en 2030 (dans ces scénarios, des capacités photovoltaïques importantes sont mises en service plus tôt, entre 2025 et 2030, comme expliqué précédemment).

Sur cette période, le solaire CSP est construit dans tous les scénarios à des degrés divers. Les capacités ajoutées pour le CSP sont comparables dans de nombreux scénarios (entre 500 et 700 MW), à l'exception des scénarios à coût plus faible pour le CSP (2b, 2c). Dans ces cas, en raison de la baisse des coûts de la technologie CSP, la capacité augmente à 973 MW dans le scénario 1c et à 1347 MW dans le scénario 2d.

Au global, dans la plupart des scénarios (exceptés les scénarios 1a et 2a), le développement important des capacités renouvelables entre 2030 et 2035 représenterait une augmentation de la part des renouvelables (en capacité installée) de l'ordre de 20 à 25%.

Sur cette période, entre 250 et 500 MW de capacités éoliennes sont également ajoutées dans tous les scénarios.

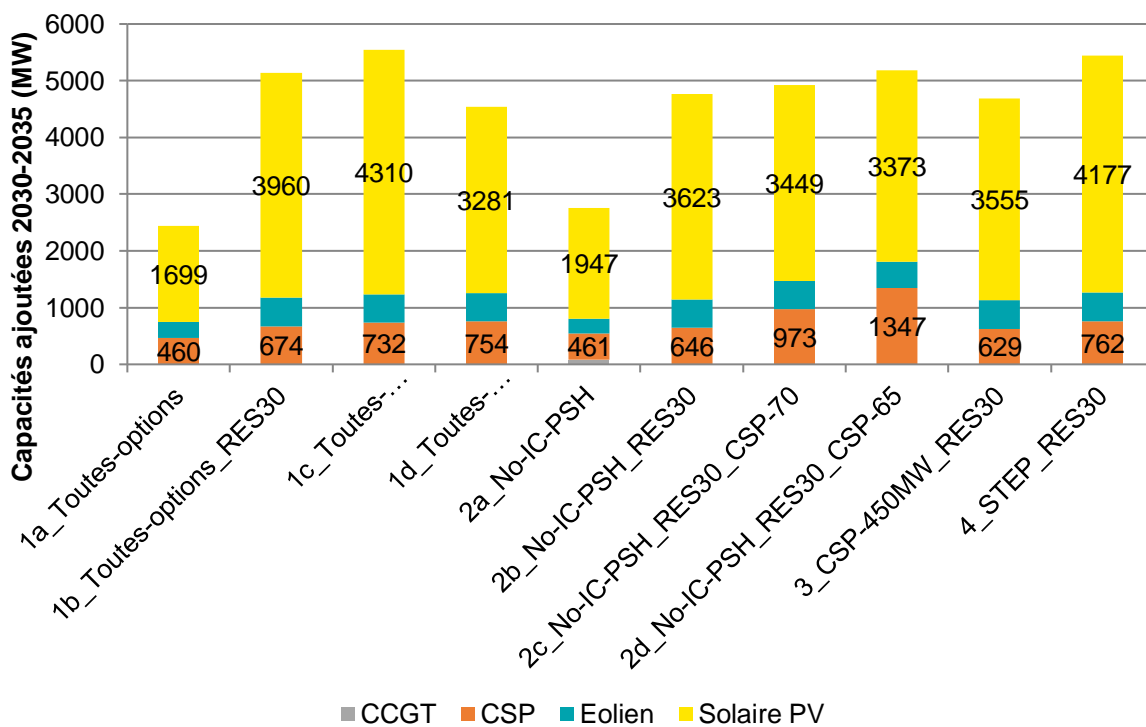


Figure 10 : Capacités ajoutées entre 2030 et 2035 pour tous les scénarios

4.5.2. Taille du stockage thermique pour la technologie CSP

La Figure 11 indique la durée de stockage optimale des centrales CSP dans les différents scénarios. La taille du stockage est généralement d'environ 14 heures. Dans les scénarios où le coût du CSP est plus faible, le stockage augmente légèrement pour atteindre 14,5 heures. Cette taille de stockage peut permettre au CSP de fonctionner pendant toute la soirée et de la nuit pour couvrir la demande.

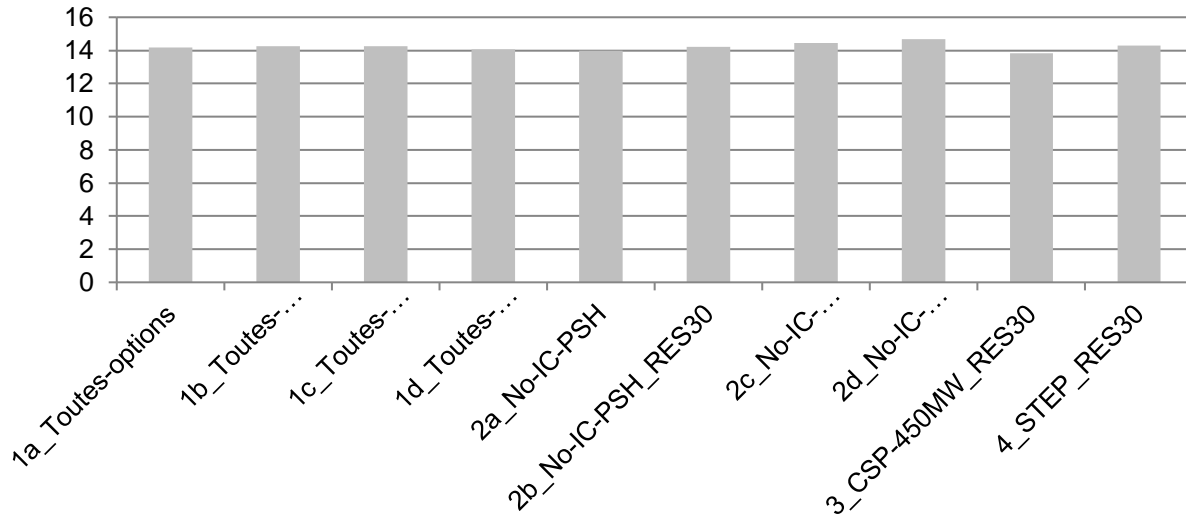


Figure 11 : Durée de stockage pour la technologie CSP en 2035

4.5.3. Production d'électricité

L'analyse de la production d'électricité en 2030 montre que, pour les scénarios d'un même groupe, la répartition de la production globale entre les différentes technologies est comparable. Dans les scénarios sans limitation de la part renouvelable à 30% en 2030, la part du CCGT est réduite à 31 %-34 % en 2030. Le reste est produit à partir d'énergies renouvelables et est importé. Dans les scénarios sans importation et avec une part fixe de 30% d'énergie renouvelable en 2030, la part de la technologie CCGT peut atteindre jusqu'à 68 %.

Il est intéressant de noter que, alors que dans le cadre de la phase 1 de l'assistance technique l'objectif de 30% d'électricité renouvelable en 2030 était perçu comme un objectif ambitieux et non optimal d'un point de vue du coût global du système, cet objectif de 30% constitue désormais une limite à un développement plus important des sources d'énergie renouvelables. En effet, les résultats de la modélisation montrent que pour les scénarios où la part d'énergie renouvelables en 2030 n'est pas limitée à 30% et où une intégration plus importante de ces sources est autorisée, alors cette part augmente fortement pour atteindre entre 50% et 60%, selon les scénarios.

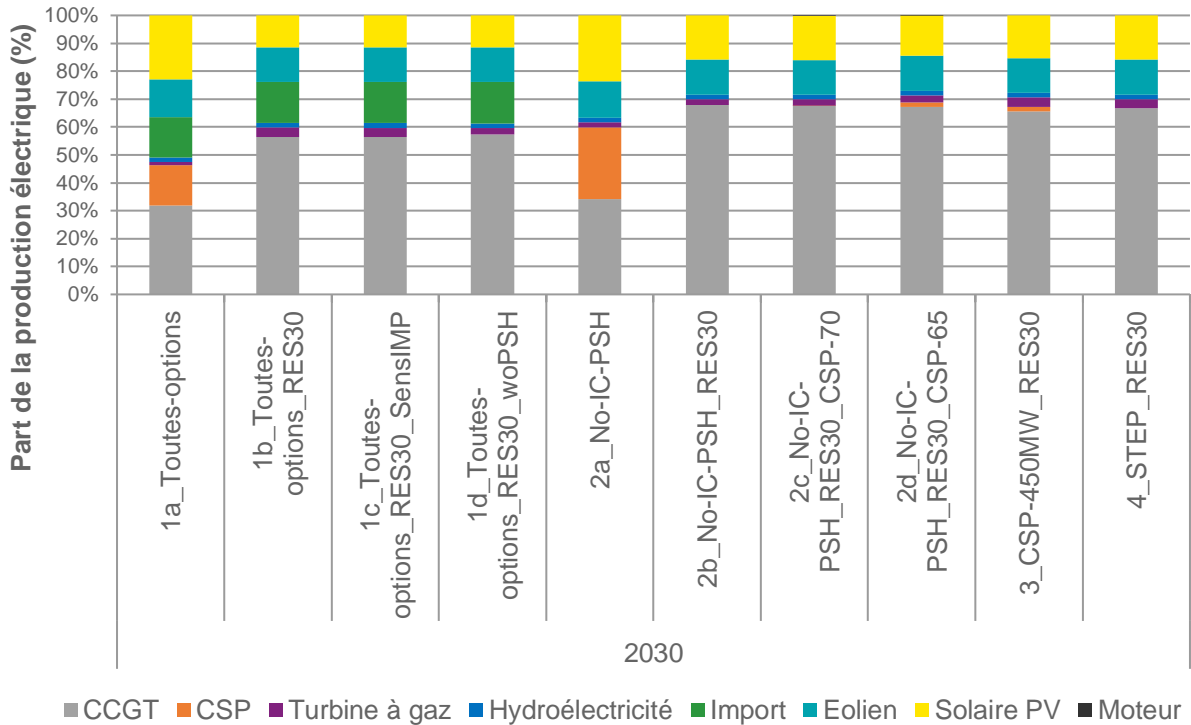


Figure 12 : Production d'électricité par technologie en 2030

En 2035, la part du photovoltaïque a augmenté dans presque tous les scénarios pour atteindre environ 30 % de la production totale tunisienne. Selon le scénario, le CSP produit entre 10 et 25 % de l'électricité totale de la Tunisie. En 2035, les énergies renouvelables représenteraient ensemble et selon le scénario considéré, entre 55% et 70% de la production d'électricité nationale.

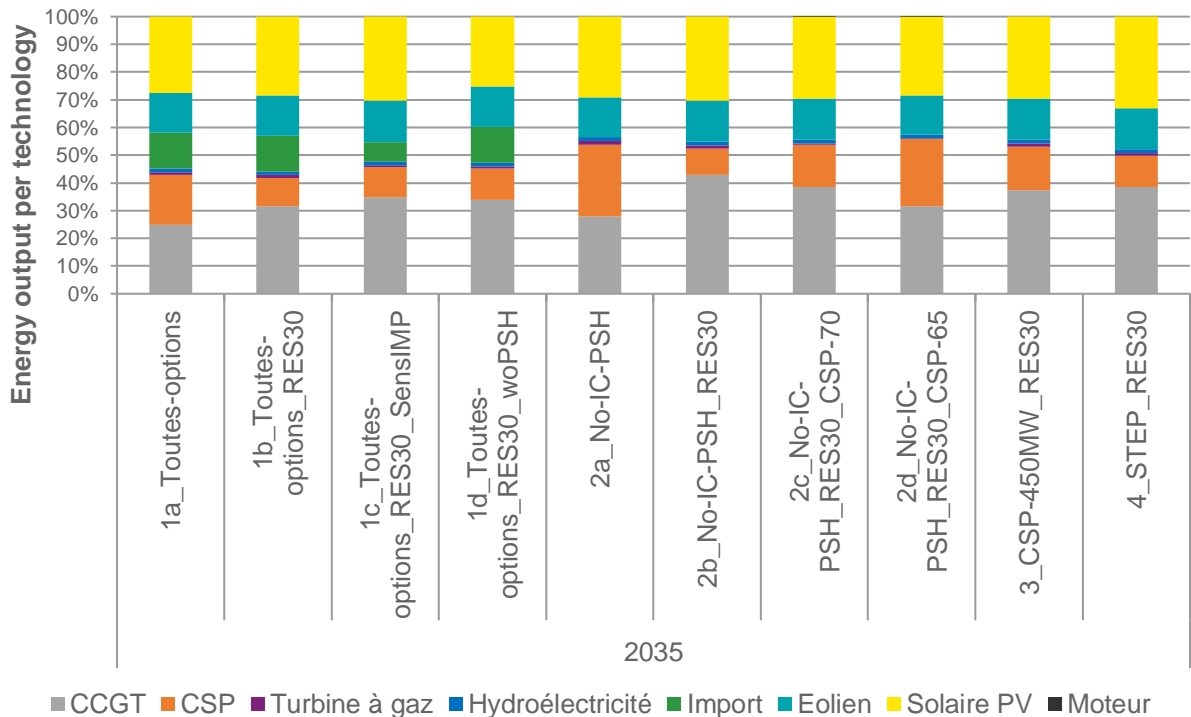


Figure 13 : Production d'électricité par technologie en 2035

Les trois figures suivantes illustrent une journée de production d'électricité dans le scénario 1b.

La Figure 14 montre le profil de génération pour un jour d'hiver en 2035. Le photovoltaïque fournit de l'électricité au milieu de la journée, tandis que le solaire CSP fonctionne le reste de la journée. L'énergie éolienne ne fournit qu'une faible quantité d'énergie pendant la journée indiquée. En raison de la demande plus faible par rapport à l'été et de la grande quantité de photovoltaïque disponible en journée, il est possible d'arrêter certaines des centrales électriques conventionnelles pendant une partie de la journée.

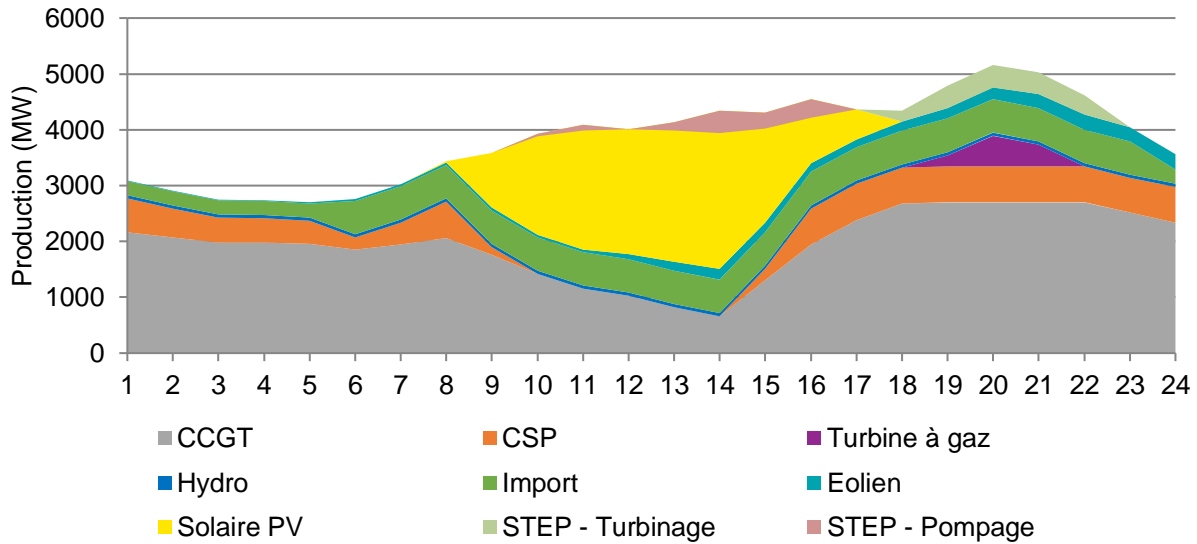


Figure 14 : Production d'électricité un jour d'hiver en 2035 (scénario 1b)

La Figure 15 montre le profil de production un jour d'été en 2035. Les besoins sont considérablement plus élevés que pendant l'hiver. Le photovoltaïque couvre une part importante de la demande en journée et le solaire CSP peut fonctionner à toute heure de la journée et de la nuit, grâce à son stockage thermique de taille importante. La production d'énergie éolienne est plus importante le soir. Les turbines à gaz peuvent être arrêtées au milieu de la journée.

On note par ailleurs que la capacité totale installée (environ 14 GW) est bien supérieure à la demande de pointe observée (environ 7,5 GW). Cela s'explique par le fait que les énergies renouvelables ne sont pas disponibles en permanence au cours de la journée, ce qui justifie une capacité installée bien supérieure à la demande de pointe afin de couvrir les besoins en toutes circonstances.

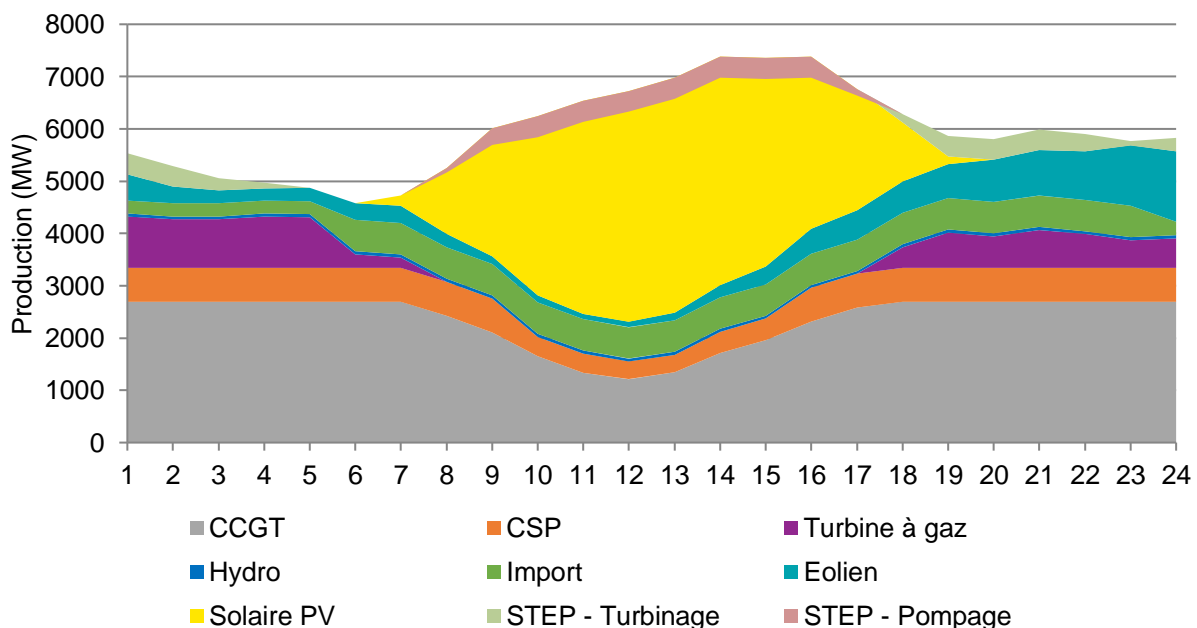


Figure 15 : Production d'électricité un jour de pointe en 2035 (scénario 1b)

La Figure 16 présente le profil de production moyen pendant l'année 2035. En moyenne, le CSP est surtout utilisé le soir et la nuit, ce qui justifie la taille importante de son stockage. Pendant ces heures, la production d'énergie éolienne est également plus élevée qu'en milieu de journée. Ceci est compensé par la production d'électricité du photovoltaïque qui produit en moyenne deux tiers de l'électricité nécessaire pendant la journée.

De ce fait, les centrales électriques conventionnelles sont les plus sollicitées le soir et aux premières heures de la journée. Dans les deux cas, l'impact de l'interconnexion et de la STEP est directement visible. Concernant l'interconnexion, il est recommandé d'ajuster le schéma d'exploitation selon la disponibilité des énergies renouvelables, ce qui n'est pas le cas dans les hypothèses considérées pour la modélisation. Le fonctionnement de la STEP en turbinage est bien visible pendant les heures de faible disponibilité des énergies renouvelables, et le fonctionnement en pompage est visible en journée, pendant les heures de production du solaire photovoltaïque. Au global, le turbinage STEP pourrait contribuer à environ 2,5% de l'énergie produite annuellement.

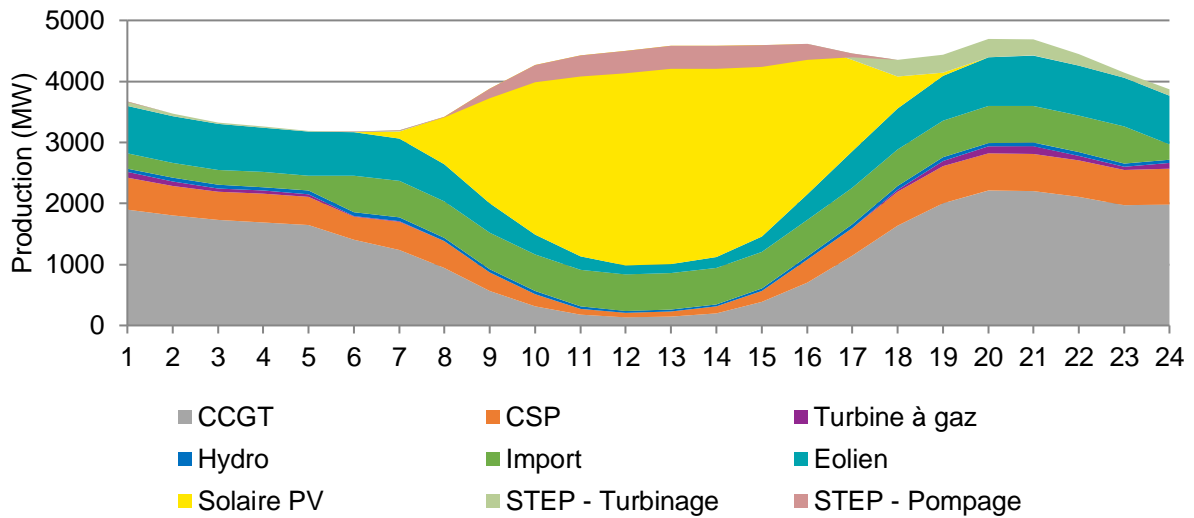


Figure 16 : Production moyenne d'électricité sur l'année en 2035 (scénario 1b)

4.5.4. Coûts du système et consommation de gaz naturel

Enfin, les scénarios peuvent être comparés en termes de coûts global du système¹ et de consommation de gaz². Le scénario 1 présente le coût le plus bas en 2030. Dans le cas où énergies renouvelables sont limitées à 30 % en 2030 (cas du scénario 1b), le coût global du système augmente alors de 6 % en 2030. En 2035, les coûts du système pour les scénarios 1a et 1b sont similaires car, dans le scénario 1b, le système opère une transition entre 2030 et 2035 vers les énergies renouvelables, avec un retard de 5 ans par rapport au scénario 1a. Au total, une forte corrélation entre la consommation de gaz naturel et le coût global du système peut être identifiée.

	Coût du système modélisé 2030	Coût du système modélisé 2035	Consommation de gaz en 2030	Consommation de gaz en 2035
1a_Toutes les options	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
1b_Toutes les options_RES30	106,4 %	99,5 %	181,2 %	124,4 %
2a_wo-IC-PSH	102,8 %	102,9 %	108,8 %	113,4 %
2b_wo-IC-PSH_RES30	109,4 %	104,6 %	206,2 %	164,1 %
3_CSP-450MW_RES30	111,2 %	103,5 %	211,3 %	145,1 %
4_PSH_RES30	109,1 %	101,8 %	210,9 %	149,2 %

Tableau 11 : Comparaison du coût global du système et de la consommation de gaz en 2030 et 2035

¹ Coût du système modélisé = exploitation des centrales électriques, y compris le coût du combustible + nouveaux investissements (y compris les renforcements du réseau entre les régions). Le coût du système comprend, le cas échéant, des hypothèses de coût pour l'interconnexion et la STEP.

² Les résultats sont présentés sous la forme de valeurs relatives afin de donner une vision comparative des différents scénarios analysés. Les deux grandeurs étudiées dépendent du périmètre de la modélisation et des coûts couverts par l'exercice. Par conséquent, la présentation de valeurs absolues pourrait entraîner de mauvaises interprétations.

4.6. Conclusions et recommandations

4.6.1. Principales conclusions de l'analyse

Les résultats de l'analyse permettent de tirer plusieurs conclusions clés sur le mix électrique optimal pour la Tunisie à horizon 2035. Ces conclusions sont résumées ci-dessous.

1. Les technologies renouvelables (solaire photovoltaïque, éolien, CSP) bénéficient de coûts décroissants et de niveaux de ressources attractifs en Tunisie et sont compétitives avec la technologie CCGT. Le LCOE de la technologie CCGT devrait augmenter progressivement de 70 \$/MWh en 2020 à 90 \$/MWh en 2035, en lien avec l'augmentation des prix du gaz naturel. Par conséquent, les résultats du modèle montrent un fort développement des technologies renouvelables dans le mix électrique d'ici à 2035 dans tous les scénarios étudiés.
2. La technologie solaire CSP est développée dans tous les scénarios et atteint entre 600 et 1 800 MW en 2035, avec un stockage thermique de 12 à 14 heures. Les résultats obtenus pour les scénarios qui ne limitent pas la part des énergies renouvelables à 30% en 2030 montrent que, entre 2025 et 2030, la technologie solaire CSP est préférée à la technologie CCGT pour fournir une énergie pilotable et couvrir la demande en soirée et pendant la nuit. Les résultats montrent également que le développement du CSP à horizon 2035 est plus important dans les scénarios où la part des énergies renouvelables n'est pas limitée à 30% en 2030.
3. La technologie CSP est sélectionnée dans la partie sud de la Tunisie par le modèle en raison des niveaux de ressource solaire élevés dans cette région, ce qui est cohérent avec la sélection de Beni Mhira comme site privilégié pour le développement d'un premier projet solaire CSP dans le pays.
4. Le solaire photovoltaïque, l'éolien et le solaire CSP doivent être exploités conjointement afin d'utiliser de manière optimale la capacité disponible du réseau. Pendant les heures de forte production photovoltaïque et éolienne, l'énergie produite par le solaire CSP peut être transférée vers le stockage d'énergie thermique. Cette énergie thermique sera ensuite utilisée pour fournir de l'électricité pendant la soirée et la nuit, lorsque la production photovoltaïque n'est pas disponible. Cette complémentarité entre le solaire CSP et le photovoltaïque pourrait également offrir une opportunité pour une solution hybride CSP-PV optimale.
5. Limiter la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables à 30 % en 2030 induit un coût global du système plus élevé en comparaison des scénarios pour lesquels une croissance plus rapide de la part d'énergies renouvelables est possible. Les coûts globaux du système en 2030 sont de 6 à 9 % plus élevés dans les cas où les énergies renouvelables sont limitées à 30 %, par rapport aux scénarios où la part des énergies renouvelables atteint 50 à 65 %. L'expansion des énergies renouvelables entraîne une réduction de 40 à 50 % de la consommation de gaz naturel en 2035 par rapport à 2025. Ces économies de gaz naturel sont le principal facteur de réduction des coûts globaux du système par rapport aux scénarios dans lesquels la part des énergies renouvelables est limitée en 2030.
6. La STEP et l'interconnexion réduisent le recours à la technologie CCGT et facilitent l'intégration de technologies renouvelables intermittentes (solaire photovoltaïque et éolien).
7. L'expansion des énergies renouvelables dans la partie sud du pays nécessite un renforcement des lignes de transmission dans cette zone d'environ 1 GW.

Par ailleurs, on constate que le stockage par batteries n'est pas une technologie sélectionnée par le modèle. Cela s'explique par le fait que les batteries constituent une option coûteuse pour le stockage d'électricité longue durée. Pour cette raison, cette technologie n'est pas sélectionnée par la modélisation effectuée dans le cadre de ce projet.

Néanmoins, cela ne signifie pas que les batteries n'ont pas d'intérêt pour la Tunisie à horizon 2035. En effet, le stockage batterie présente un intérêt certain pour l'équilibrage courte durée du réseau et la fourniture d'autres services comme le réglage de fréquence ou de tension. Or, le modèle utilisé réalise une optimisation du système sur la base d'un pas horaire. Par conséquent, les fluctuations très court terme (de l'ordre de la seconde ou de la minute) qui pourraient être gérées grâce à ce type de stockage, ne sont pas perceptibles dans cet exercice. Pour cette raison, il est recommandé d'explorer dans les mois à venir le

rôle potentiel du stockage par batterie pour la fourniture de services réseau via la réalisation d'une étude dédiée.

4.6.2. Recommandations sur un éventuel plan d'expansion

Sur la base des résultats du modèle (voir notamment les résultats obtenus pour le scénario 1a, qui présente un coût optimal du système en 2035) et des principales conclusions ci-dessus, le plan d'expansion suivant du système électrique tunisien à horizon 2035 peut être déduit. Selon le modèle, ce plan représente une combinaison optimale de technologies renouvelables et conventionnelles susceptibles d'offrir un coût global du système attractif. Un autre avantage clé de ce plan d'expansion est la diversité des technologies sur lesquelles il repose, rendant ainsi le système tunisien plus résilient aux aléas futurs.

Le plan d'expansion à horizon 2035 comprend environ 5 GW de photovoltaïque, 800 MW d'éolien, 1300 MW de solaire CSP, une STEP de 400 MW et une interconnexion avec l'Italie. Les capacités éoliennes et solaire PV additionnelles devraient être installées en plus des capacités déjà planifiées (voir schéma ci-dessous). D'ici 2030, ce plan comprend 600 MW de CSP avec un important stockage d'énergie thermique d'environ 12 à 14 heures. La technologie hybride CSP-PV est une option intéressante compte tenu du développement parallèle des capacités CSP et photovoltaïques dans la même région et de leur complémentarité en termes de profil de production.

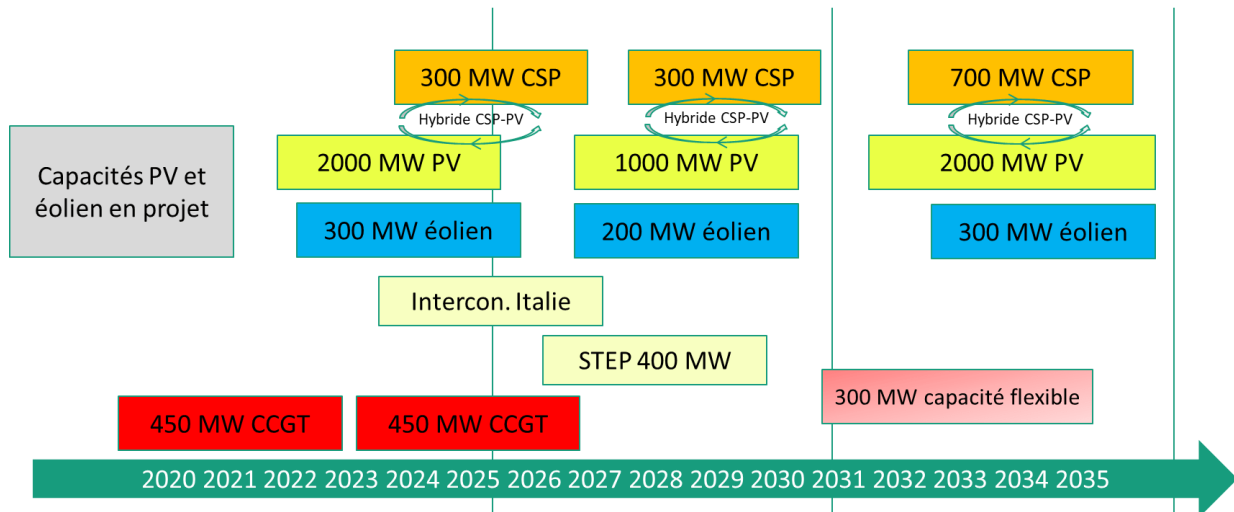


Figure 17 : Plan d'expansion proposé pour la Tunisie à horizon 2035 (capacités supplémentaires par rapport aux capacités déjà planifiées)

5. Évaluation des configurations techniques

5.1. Introduction

En 2018, plusieurs sites potentiels pour le développement d'un projet CSP en Tunisie ont été évalués. Des représentants de l'Institut Fraunhofer et de la STEG ont identifié Beni Mhira comme site potentiellement approprié pour le développement d'un premier projet. L'objectif de la présente section est d'analyser les configurations techniques possibles et d'identifier les options optimales pour ce site de Beni Mhira.

La méthodologie de l'étude est décrite dans la section 5.2, un examen des caractéristiques du site de Beni Mhira est présenté dans la section 5.3, une analyse des configurations techniques envisageables est présentée en 5.4, et enfin des conclusions et recommandations sont développées dans les sections 5.5 et 5.6. Deux annexes sont jointes à la fin du rapport, fournissant des explications et des données complémentaires concernant la ressource solaire et des cartes SIG du site de Beni Mhira.

5.2. Méthodologie

L'analyse conduite est divisée en 3 étapes comme décrit ci-dessous :

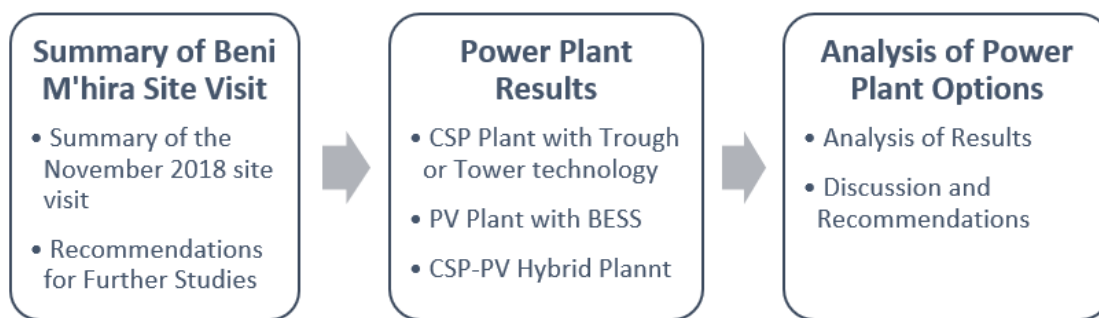


Figure 18 : Présentation de la méthodologie

5.2.1. Visite du site de Beni Mhira

La section 5.3 résume les principaux résultats de la visite du site de Beni Mhira en novembre 2018. Au cours de la visite, les aspects physiques, géographiques et environnementaux du site ont été étudiés. Plus précisément, les conditions météorologiques ont été considérées comme un facteur clé de succès pour le développement d'une centrale solaire pilotable. Bien que les rayonnements solaire direct et global (DNI et GHI) soient des éléments déterminants, d'autres paramètres ont également été pris en compte, tels que la vitesse et la direction du vent et la température de l'air. La base de données 7.1 des séries chronologiques *Typical Meteorological Year* (TMY) de Meteonorm a été utilisée.

Bien que les données TMY aient une résolution d'une heure, la simulation est effectuée avec un pas de temps d'une minute en utilisant l'angle solaire réel du pas de temps actuel. La série temporelle TMY est interpolée en une série temporelle avec une résolution d'une minute par le modèle de simulation. De cette façon, l'effet transitoire de la fluctuation des ressources solaires est considéré comme acceptable pour l'évaluation annuelle du rendement.

5.2.1.1. Données météo

Pour cette étude, les données TMY de Meeonorm pour le site de Beni Mhira sont utilisées. Des explications détaillées et un résumé du processus d'évaluation des études précédentes figurent en annexe. La Figure 19 et la Figure 20 résument les profils de température ambiante et le DNI utilisés dans cette étude, sur la base des données Meeonorm pour le site de Beni Mhira.

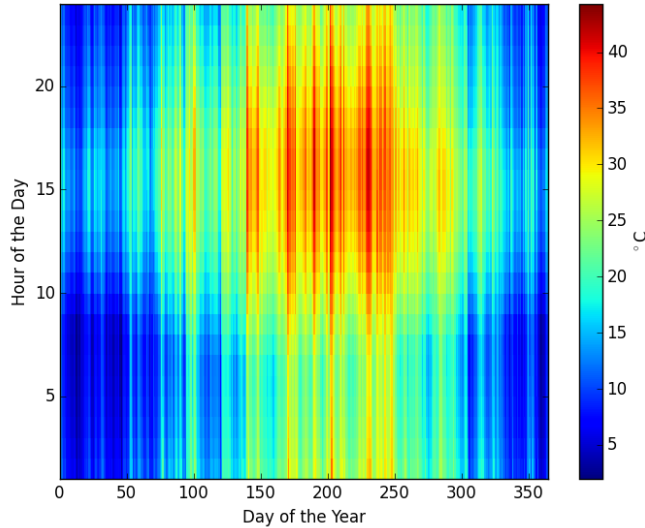


Figure 19 : Variation de la température ambiante selon les données Meeonorm pour le site de Beni Mhira

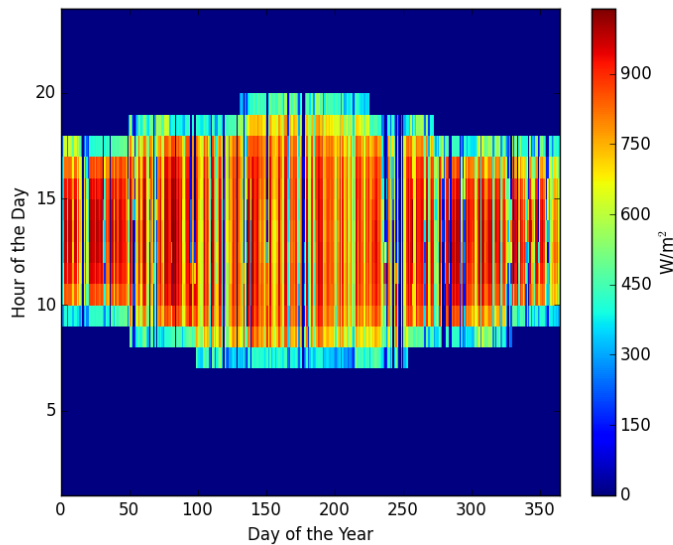


Figure 20 : Variation du DNI selon les données Meeonorm pour le site de Beni Mhira

5.2.1.2. Méthode relative à la technologie CSP

Sur la base des données Meeonorm, la production annuelle des configurations possibles a été évaluée à l'aide d'un outil de simulation dédié¹. L'outil utilisé est capable de réaliser le processus d'optimisation de la taille du champ solaire et du stockage sur la base de l'évaluation de la production annuelle pour les centrales cylindro-parabolique et à tour. Il intègre des considérations technico-économiques basées sur les coûts des centrales existantes et les prévisions de développements futurs. Le logiciel a été validé sur

¹ Logiciel de conception CSP de Fraunhofer ISE, devISE, et outil de simulation ColSimCSP. Le logiciel devISE est un outil de configuration CSP connecté à l'outil de simulation ColSim

la base de centrales commerciales et suit les directives de SolarPACES pour la viabilité financière du CSP (SolarPACES, 2017).

La chaîne d'outils intègre la simulation dynamique du système ColSimCSP et des paramètres spécifiques définis par l'utilisateur. Les paramètres pris en compte pour la configuration de la centrale CSP sont les suivants : les données Meteonorm (coordonnées géographiques, ressources solaires disponibles et profils de données météorologiques horaires) et la capacité de production et de stockage d'électricité requise.

Dans le cadre de l'analyse des configurations techniques envisagées, une optimisation indépendante sur champ solaire et de la taille du stockage a été conduite. L'objectif étant de parvenir à une production annuelle élevée et un LCOE le plus bas possible, ColSimCSP effectue des simulations pour identifier une configuration de centrale optimisée. Une fois la configuration optimisée de la centrale CSP déterminée, le CAPEX de la centrale est calculé sur la base d'un modèle de coût actualisé pour l'année de base 2025. Des calculs de production de la centrale CSP sont ensuite effectués, fournissant la production annuelle, l'OPEX, et enfin une estimation du LCOE. Le processus de calcul et d'optimisation du LCOE suit le principe détaillé schématiquement ci-dessous.



Figure 21 : Principe de conception et d'optimisation

Il convient de noter que, dans le cadre de cette étude, le LCOE a été calculé sur la base des données relatives aux CAPEX, aux OPEX et à la production d'énergie fournis par ColSim, et en utilisant le modèle financier développé par EY. Cette approche permet de considérer des hypothèses détaillées concernant le plan et le coût du financement projet. Par conséquent, les résultats de LCOE présentés dans ce document ne doivent être considérés qu'à titre indicatif. Des détails sur le calcul et les résultats de LCOE sont disponibles dans le rapport économique et financier distinct de cette étude.

Pour cette analyse, une disponibilité de 97 % a été utilisée pour l'évaluation des performances de la centrale. La dégradation de la production n'a pas été prise en compte.

5.2.1.3. Méthode relative au système photovoltaïque avec stockage batterie

Calcul de la production du système photovoltaïque

En utilisant les données météorologiques de Meteonorm, le rendement photovoltaïque a été simulé avec la bibliothèque pvlib de Python (Holmgren, Hansen, & Mikofski, 2018), en supposant un azimut de 190° et un angle d'inclinaison de 12°. Les caractéristiques techniques du module et de l'onduleur pour la simulation du système photovoltaïque sont importées des bases de données de la Sandia and California Energy Commission (CEC). Les paramètres de performance des onduleurs de 2 MW ont été utilisés, et des réseaux de 13 modules avec une tension nominale par chaîne de 625V ont été supposés.

Pour cette configuration de système, le rapport puissance/ capacité crête (MW/MWp) est supposé être de 75 %, ce qui donne un rendement photovoltaïque de 1926 MWh/a par MW de capacité installée.

Les pertes du système ont été estimées à l'aide du modèle « *pvwatts* » (Dobos, 2014) et ont abouti à une perte totale moyenne du système de 12,5 %.

Avec ces hypothèses, la production photovoltaïque globale a été estimée à 1685 MWh/a par MW de capacité installée, ce qui équivaut à un facteur de capacité moyen de 19,24 %. Pour l'indicateur d'utilisation des sols, une estimation de 1,00 ha/MWp a été retenue pour la technologie solaire PV et 0,004 ha/MWp pour le stockage batteries. L'utilisation des terres pour le système de batteries est négligeable.

Calcul des performances des batteries

Le calcul des performances des batteries est effectué par un modèle de simulation interne qui tient compte des aspects de performance et de dégradation du système. Les paramètres des batteries et les limites de

performance sont basés sur la récente caractérisation expérimentale des éléments de batterie au lithium fer-phosphate, réalisée dans le laboratoire « LabBatteries » du Fraunhofer ISE.

La simulation du système tient compte de la profondeur de décharge moyenne, de l'état de charge moyen, des taux de courant moyens, de la température de fonctionnement, de la dégradation calendaire et cyclique et de nombreux autres facteurs pour déterminer les performances des batteries. En intégrant un modèle expérimental de batterie, la simulation du système reflète mieux les effets des différents taux de charge ou de décharge sur, par exemple, le rendement ou la durée de vie de la batterie.

La capacité du système de batterie est décrite en heures de stockage (ou *Full Load Hours* - FLH) où 1 FLH suppose une centrale électrique avec 100 MW de raccordement et une capacité de batterie de 100 MWh. On suppose que la batterie est formée par un assemblage en parallèle de piles de batteries haute tension composées de 275 éléments connectés en série, et avec une tension nominale de 900V. Le rendement moyen global de la batterie se situe entre 87 et 90 % en raison des pertes des éléments et du système. En raison de la courte durée de vie (~13 à 15 ans) des différents composants (système de charge, bloc-batterie, etc.), leur remplacement est inclus dans le calcul économique avec un coût de remplacement estimé à 90 % du coût actuel en raison de la courbe d'expérience technologique prévue. Ce coût de remplacement est intégré dans les OPEX de la centrale et donc lissé sur l'ensemble de sa durée de vie.

5.2.2. Analyse des configurations technique envisageables

Dans la section 5.4, quatre schémas de centrales différents ont été étudiés :

- ▶ 100 MW, 200 MW, 300 MW et 400 MW CSP cylindro-parabolique avec 4, 7 et 10 heures de stockage,
- ▶ 100 MW, 200 MW, 300 MW et 400 MW CSP à tour avec 4, 7 et 10 heures de stockage,
- ▶ Centrale photovoltaïque de 100 MW avec 4, 7 et 10 heures de stockage utilisant un système de stockage d'énergie par batterie,
- ▶ Système hybride CSP-PV avec 10 heures de stockage thermique.

Pour la première option, une centrale cylindro-parabolique de 100 et 200 MW avec un stockage variable a été évaluée pour déterminer le CAPEX, l'OPEX, le rendement énergétique annuel, la taille du champ solaire, la taille du stockage, l'utilisation de l'eau et l'utilisation des terres. Ces résultats ont ensuite été interpolés pour déterminer le rendement d'une centrale de 300 MW (2x150 MW) et de 400 MW (2x200 MW). Afin d'interpoler les résultats pour les centrales de 300 MW et 400 MW, on a supposé un facteur d'économie d'échelle de 12,1 % (IRENA, Renewable Energy Cost Analysis: Concentrating Solar Power, 2012).

Pour la seconde option, une centrale à tour de 100 MW avec un stockage variable a été évaluée pour déterminer le CAPEX, l'OPEX, le rendement énergétique annuel, la taille du champ solaire, la taille du stockage, l'utilisation de l'eau et l'utilisation des terres. Ces résultats ont ensuite été interpolés pour déterminer le rendement d'une centrale de 200 MW (2x100 MW), 300 MW (2x150 MW) et 400 MW (2x200 MW). Lors de l'interpolation des résultats financiers des centrales de 200 MW, 300 MW et 400 MW, un facteur d'économie d'échelle de 8,0 % a été considéré.

Enfin, les systèmes CSP et photovoltaïque ont été combinés pour former une option hybride ; une centrale cylindro-parabolique de 100 MW avec stockage d'énergie thermique a été colocalisée avec un système photovoltaïque de 100 à 150 MW. Différentes stratégies d'exploitation du système hybride ont été envisagées. L'analyse du système hybride s'est principalement concentrée sur le facteur de surdimensionnement du système photovoltaïque. Pour la partie CSP, les résultats de simulation précédents ont été pris en compte, tandis que le rendement annuel du système photovoltaïque a été simulé à l'aide du NREL *System Advisory Model* (SAM).

5.3. Résumé de la visite du site de Beni Mhira

5.3.1. Aperçu de la visite du site de Beni Mhira en novembre 2018

En novembre 2018, une visite du site de Beni Mhira, situé dans la région de Tataouine, a été effectuée par une équipe constituée de membres de Fraunhofer ISE et de la STEG. Cette visite de site faisait partie d'une évaluation multisites pour des emplacements potentiels de centrales CSP en Tunisie. Les informations

suivantes sont un résumé de la visite du site de Beni Mhira, détaillée dans le rapport de 2019 « *Tunisian CSP Plant Site Visit and Assessment* ».

5.3.1.1. Localisation et caractéristiques

Le site de Beni Mhira se trouve dans le sud de la Tunisie, à environ 50 km de la ville de Tataouine, comme indiqué sur la Figure 23. Le village le plus proche, Beni Mhira, se trouve à 20 km au nord du site. À l'ouest, la Libye se trouve à environ 50 km. Le site est situé à une altitude de 110 mètres au-dessus du niveau de la mer. Le site, de forme presque rectangulaire, dispose d'une superficie totale supérieure à 2000 ha. Selon les responsables locaux, il serait possible d'étendre davantage le site en cas de besoin. On y trouve une végétation désertique, ce qui indique également l'existence d'une nappe phréatique. La surface du sol est une fine et fragile couche de calcaire, qui peut être facilement enlevée pour la préparation du site.

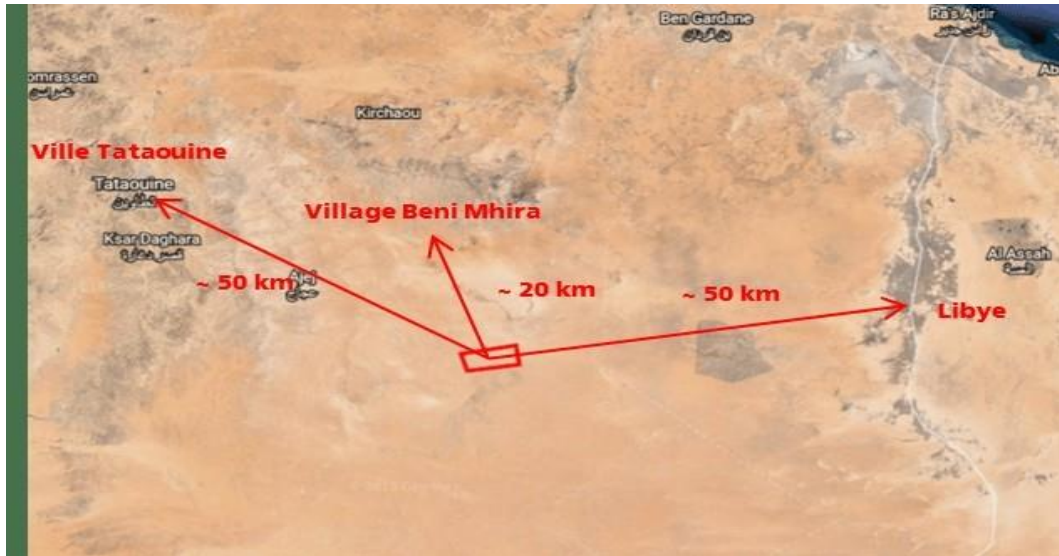


Figure 22 : Emplacement du site de Beni Mhira

5.3.1.2. Conditions météorologiques

Le climat de la région de Tataouine est désertique. Pendant l'année, il n'y a pratiquement pas de précipitations. La température moyenne annuelle à Tataouine est de 20 °C. La ressource en rayonnement normal direct (DNI) du site de Beni Mhira est la meilleure de tous les sites potentiels visités en 2018, atteignant 2 629 kWh/m² annuellement selon Meteonorm. Afin de confirmer et d'affiner des hypothèses, l'installation d'une station météo complète, incluant la mesure du DNI mais aussi de la visibilité et du CSR, sera nécessaire.

5.3.1.3. Environnement public

Les acteurs locaux, notamment responsables publics, propriétaires fonciers privés et autres parties prenantes, ont montré un vif intérêt pour les projets solaires. De grands projets photovoltaïques sont prévus à proximité du site, dont la construction devrait commencer dans les prochains mois. Les infrastructures locales seront à cette occasion encore améliorées.

5.3.2. Résumé des caractéristiques du site de Beni Mhira

Conditions météo	Rayonnement normal direct (DNI)	2629 kWh/m ² *a
	Vent	Conditions de vent dans la limite de la technologie
	Température moyenne	20 °C
	Précipitations moyennes	134 mm/an
Technologie	Capacité maximale installable sans extension des limites du site	Tour : 3 * 100 MW avec un stockage de 10 heures Concentrateur cylindro-parabolique : 4 * 100 MW avec un stockage de 10 heures
	Zone disponible	Un peu plus de 2000 ha
Caractéristiques du site	Pente	1-3 %
	Propriété	Privée
	Expansion future	Envisageable si nécessaire
	Caractéristiques spécifiques	~ 3 km jusqu'à la zone du lac salé
	Études complémentaires nécessaires	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Installation d'une station météo sur le site ▶ Étude approfondie du site : analyse des sols, étude géologique, étude des risques sismiques, étude de la gestion de l'eau, risque de bruit et d'éblouissement ▶ Évaluation des incidences sur l'environnement ▶ Risque de corrosion dû aux aérosols et aux eaux souterraines
	Transport	Bon état général du réseau routier, une partie de la route doit être construite
Infrastructure	Transport de l'énergie	52 km jusqu'à la sous-station de Tataouine 225 kV
Environnement public	Soutien local	Soutien fort constaté de la part du gouvernement local et des habitants
Autres		Adjacent à la frontière avec l'Algérie
		Projets solaires PV en projets dans la région

Tableau 12 : Résumé des principales caractéristiques du site de Beni Mhira

5.4. Configurations de la centrale

Comme expliqué précédemment, quatre technologies différentes pour une centrale solaire pilotable sont envisagées dans cette étude : CSP cylindro-parabolique, CSP à tour, photovoltaïque avec système de stockage batterie, système hybride qui combine à la fois la technologie à CSP cylindro-parabolique et photovoltaïque. La section suivante présente les différentes configurations de centrales et les résultats de l'optimisation obtenus.

5.4.1. CSP cylindro-parabolique et tour

Le nombre de miroirs paraboliques ou le nombre d'héliostats dans une centrale CSP détermine la production totale d'énergie de la centrale et la capacité du stockage thermique. Lors de la conception d'une centrale CSP, il est important d'optimiser le nombre de miroirs paraboliques ou d'héliostats requis afin d'obtenir le coût complet de l'électricité le plus bas.

Lors de l'optimisation, les coûts de raccordement et de renforcement n'ont pas été inclus dans le CAPEX total pour donner une idée du CAPEX réel de la centrale elle-même. Ces CAPEX seront pris en compte dans le cadre de l'analyse économique et financière. La durée de vie de la centrale est supposée être de 30 ans.

Plusieurs conclusions peuvent être tirées du Tableau 13 :

- ▶ Bien que cela implique des CAPEX importants, des économies d'échelle intéressantes peuvent être obtenues en augmentant la capacité de la centrale CSP de 100 à 400 MW.
- ▶ La différence de LCOE entre 7 et 10 heures de stockage est très faible et le niveau et le profil de la demande devraient être les facteurs décisifs pour déterminer la taille du stockage.
- ▶ Le CAPEX constaté pour les centrales à tour est de 8,5 % à 22 % plus élevé que celui des centrales cylindro-paraboliques.
- ▶ Les centrales cylindro-paraboliques présentent un coût complet de l'électricité légèrement inférieur à celui des centrales à tour (à confirmer sur la base de l'analyse économique et financière)
- ▶ Pour les grandes capacités, les deux technologies nécessitent une surface de terrain importante.

Technologie	Capacité CSP installée	Heures de stockage	Production annuelle	CAPEX	OPEX	Utilisation des terres	Fourchette de LCOE ⁵
	MW	HCP (MWh)	GWh/a	M\$	M\$	ha	c USD/kWh
Cylindro-parabolique	100	4 (400)	332,0	258,3	4,1	358	9,0 – 11,2
Cylindro-parabolique	100	7 (700)	388,2	301,0	4,5	424	8,8 – 11,0
Cylindro-parabolique	100	10 (1 000)	444,2	345,3	4,8	497	8,8 – 10,9
Cylindro-parabolique	200	4 (800)	647,6	452,6	6,1	683	8,4 – 10,5
Cylindro-parabolique	200	7 (1 400)	753,8	531,2	6,7	811	8,3 – 10,3
Cylindro-parabolique	200	10 (2 000)	855,7	611,2	7,4	952	8,3 – 10,3
Cylindro-parabolique	300	4 (1 200)	979,6	624,8	9,0	1041	7,6 – 9,5
Cylindro-parabolique	300	7 (2 100)	1142,0	731,5	9,8	1235	7,5 – 9,3
Cylindro-parabolique	300	10 (3 000)	1299,9	840,8	10,7	1449	7,5 – 9,3
Cylindro-parabolique	400	4 (1 600)	1295,1	795,6	10,7	1366	7,3 – 9,0
Cylindro-parabolique	400	7 (2 800)	1507,7	933,9	11,8	1622	7,2 – 9,0
Cylindro-parabolique	400	10 (4 000)	1711,5	1074,4	13,0	1904	7,2 – 9,0

Tableau 13 : Résultats des configurations CSP cylindro-paraboliques

⁵ Fourchette de coûts complets de l'électricité basée sur les résultats de l'analyse financière. Consulter le rapport économique et financier pour plus d'informations.

Technologie	Capacité CSP installée	Heures de stockage	Production annuelle	CAPEX	OPEX	Utilisation des terres	Fourchette de LCOE ⁶
	MW	HCP (MWh)	GWh/a	M\$	M\$	ha	c USD/kWh
Tour	100	4 (400)	351,2	282,2	5,0	363	9,4 – 11,7
Tour	100	7 (700)	436,8	347,0	6,2	467	9,3 – 11,5
Tour	100	10 (1 000)	516,6	409,0	7,3	566	9,2 – 11,4
Tour	200	4 (800)	702,4	519,3	9,2	726	9,1 – 11,3
Tour	200	7 (1 400)	873,6	638,5	11,4	934	8,9 – 11,1
Tour	200	10 (2 000)	1033,3	752,6	13,5	1131	8,8 – 10,9
Tour	300	4 (1 200)	1053,6	737,4	13,1	1089	8,5 – 10,6
Tour	300	7 (2 100)	1310,4	906,6	16,2	1401	8,3 – 10,3
Tour	300	10 (3 000)	1549,9	1068,7	19,1	1697	8,2 – 10,2
Tour	400	4 (1 600)	1404,8	955,5	17,0	1452	8,2 – 10,2
Tour	400	7 (2 800)	1747,2	1174,7	21,0	1868	8,1 – 10,0
Tour	400	10 (4 000)	2066,6	1384,8	24,8	2262	8,0 – 9,9

Tableau 14 : Résultats des configurations CSP à tour

5.4.2. Photovoltaïque avec batterie de stockage

Différents scénarios pour le photovoltaïque avec stockage batterie ont été analysés et évalués par des simulations détaillées. Tous les résultats ont été calculés pour une centrale avec un raccordement de 100 MW. La durée de vie du système de stockage par batterie est estimée de 13 à 15 ans, et son remplacement est inclus dans le calcul économique, en supposant que le coût de remplacement est de 90 % du coût actuel en raison de la diminution progressive du coût de la technologie. Ce coût de remplacement est intégré dans les OPEX de la centrale et donc lissé sur l'ensemble de sa durée de vie.

Le Tableau 15 ci-dessous résume trois configurations de système sélectionnées pour le cas de Beni Mhira qui sont comparables aux autres options envisagées. L'électricité excédentaire produite par les panneaux photovoltaïques pendant la journée est stockée par les batteries et utilisée pour produire en soirée ou pendant la nuit. Pour l'utilisation des terres, un facteur de 1,00 ha/MWp a été supposé.

Capacité photovoltaïque	Heures de batterie	Production annuelle	Production annuelle photovoltaïque	Nombre de cycles complets équivalents par an	Durée de vie du SSEB	CAPEX	OPEX, y compris le remplacement	Utilisation des terres	Fourchette de LCOE ⁶
MWp	HCP (MWh)	GWh/a	GWh/a	N° /a	Ans	M\$	M\$/a	ha	c USD/kWh
200	4 (400)	333,0	337,1	93,5	15	243,6	5,3	200	8,9 – 11,1
300	7 (700)	483,3	505,7	213,2	13	356,3	10,4	300	10,2 – 12,8
350	10 (1 000)	532,5	590,0	186,9	13	436,7	13,2	350	11,4 – 14,4

Tableau 15 : Résultats de différentes configurations de système photovoltaïque avec batteries

Les batteries peuvent fournir des services auxiliaires au réseau, comme la gestion des congestions ou le contrôle de la tension et de la fréquence, car elles peuvent être chargées et déchargées rapidement, contrairement au stockage thermique. Ces services supplémentaires peuvent offrir d'autres modèles

⁶ Fourchette de coûts complets de l'électricité basée sur les résultats de l'analyse financière. Consulter le rapport économique et financier pour plus d'informations.

de revenus que la vente d'énergie, telles que l'arbitrage, la réserve tournante, la régulation de la fréquence et le soutien de la tension, entre autres. Néanmoins, la possibilité de fournir ces services auxiliaires et l'intérêt potentiel qu'ils peuvent présenter dépendent fortement de la réglementation et des codes de réseau nationaux.

À l'heure actuelle, la plus grande centrale de stockage sur batteries en exploitation au monde est la centrale de 100 MW/129 MWh de Tesla, en Australie du Sud, à côté du parc éolien de Hornsdale. Pour cette raison, si un système photovoltaïque-batterie de cette ampleur était installé à Beni Mhira, il s'agirait d'une installation pionnière qui attirerait beaucoup d'attention au niveau international. D'autre part, étant donné qu'il existe encore peu de retour d'expérience pour des centrales électriques avec stockage batterie de cette taille, ce choix comporterait évidemment aussi des risques plus élevés que la sélection d'une solution technologique plus mature.

5.4.3. Système hybride CSP-PV

Le coût du solaire photovoltaïque a considérablement diminué ces dernières années, et cette baisse devrait se poursuivre dans les années à venir (IRENA, Renewable power generation costs in 2018, 2019). Alors que le solaire photovoltaïque peut fournir de l'électricité bon marché pendant la journée, les systèmes de stockage par batterie sont actuellement encore assez chers pour les applications à grande échelle. Par ailleurs, les coûts du CSP ont également considérablement diminué et le stockage thermique est une méthode de stockage éprouvée et compétitive à grande échelle. La combinaison des technologies CSP et photovoltaïque est une approche innovante : utiliser le photovoltaïque à faible coût pour la production de jour tout en utilisant le CSP avec stockage d'énergie thermique pour apporter de la flexibilité et produire pendant les périodes de demande et d'indisponibilité du solaire photovoltaïque.

La taille du raccordement est un facteur important dans la conception de la centrale hybride CSP-PV et peut correspondre à deux approches. La première approche consiste à dimensionner la centrale hybride pour qu'elle ait la même capacité que le raccordement (c'est-à-dire une centrale de 100 MW avec un raccordement de 100 MW). Cette approche garantit que toute l'électricité produite sera envoyée au réseau, mais la puissance injectée sur le réseau ne correspond pas toujours à la capacité nominale raccordée. La deuxième approche consiste à surdimensionner la centrale hybride (par exemple, une centrale de 150 MW avec un raccordement de 100 MW). Ce surdimensionnement de la centrale hybride garantit que la puissance injectée sera le plus souvent égale à la puissance raccordée. Toutefois, l'électricité excédentaire produite ne pouvant pas être transmise au réseau, elle devra nécessairement être stockée. Les deux stratégies peuvent se justifier et doivent être déterminées au cas par cas, selon les besoins spécifiques du projet.

Une centrale hybride CSP-PV peut être configurée de deux manières : en colocalisation ou de manière intégrée. Une centrale colocalisée est une centrale photovoltaïque et un système CSP situés physiquement l'un à côté de l'autre, mais qui alimentent le réseau électrique de manière indépendante. Le partage des installations, l'utilisation du photovoltaïque pour répondre aux besoins auxiliaires de la centrale CSP ou pour atténuer les pertes du réseau, sont quelques-uns des avantages économiques qu'un système colocalisé peut offrir. La Figure 23 montre un exemple de système hybride CSP-PV colocalisé, qui comprend également un système de stockage par batterie.

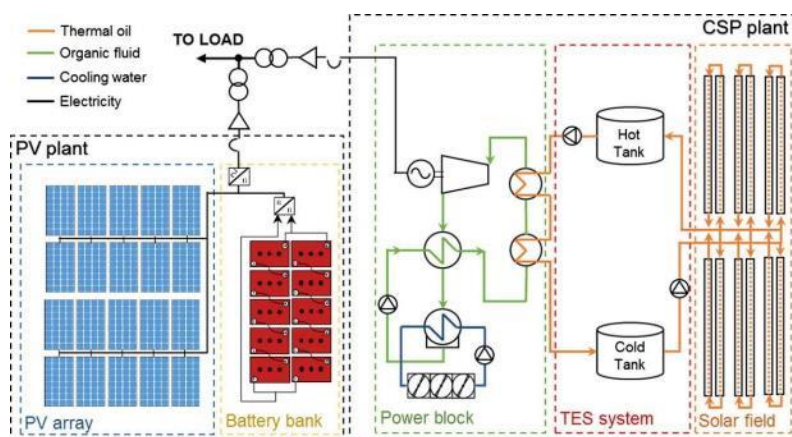


Figure 23 : Système hybride CSP-PV colocalisé (Petrollese & Cocco, 2016)

Par ailleurs, un système intégré est un système dans lequel les systèmes photovoltaïque et CSP sont liés entre eux et fonctionnent comme une seule unité. La centrale électrique Noor Midelt 1 au Maroc, par exemple, est un système « véritablement hybride ». Le fonctionnement de Noor Midelt 1 est le suivant : le solaire photovoltaïque permet d'apporter un surplus de chaleur au fluide caloporteur déjà chauffé, l'excédent de puissance est envoyé au réseau et le système de stockage par batterie est chargé. Le CSP charge le stockage thermique permettant la production d'électricité en soirée pendant environ 5 heures. Le stockage batterie quant à lui fournit de l'électricité pour les besoins auxiliaires du CSP. Le principal avantage d'un système hybride intégré est qu'il permet une optimisation de chaque composant individuellement, augmentant le potentiel de réduction du LCOE de la centrale. Le schéma de fonctionnement de Noor Midelt 1 est présenté dans la Figure 24 ci-dessous.

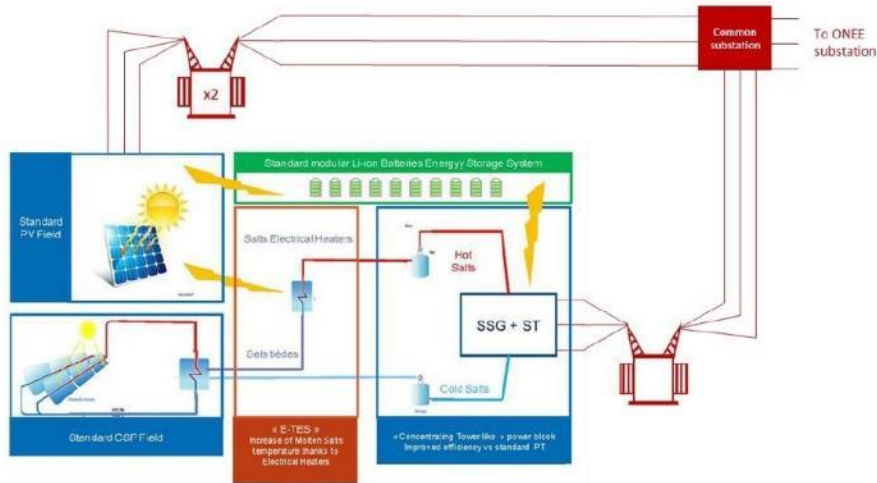


Figure 24 : Système CSP-PV intégré

En outre, un système intégré permet d'optimiser l'exploitation des centrales électriques et d'envisager des alternatives de conception. Par exemple, la modification du fluide caloporteur par un fluide permettant un fonctionnement à une température plus élevée peut permettre dans certains cas de réduire le LCOE de la centrale jusqu'à 10 %, comme indiqué sur la Figure 25. Le fait de ne pas restreindre les technologies possibles dans le cadre des appels d'offres peut permettre aux développeurs de proposer des solutions d'optimisation et donc d'obtenir un LCOE compétitif pour le projet.

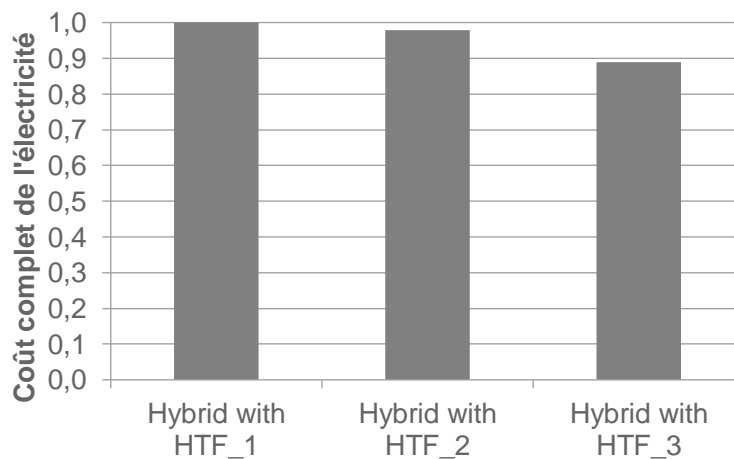


Figure 25 : Coût complet de l'électricité d'une centrale électrique hybride avec différents fluides caloporteurs (augmentation de la température maximale de fonctionnement de gauche à droite)

Les résultats des différentes options hybrides CSP-PV en co-localisation avec 10 heures de stockage considérées sont résumés dans le Tableau 16.

Capacité CSP installée	Capacité PV installé	Raccordement	Heures de stockage	Production totale	CAPEX	OPEX	Utilisation des terres	Fourchette de LCOE
MW	MW	MW	HCP (MWh)	GWh/a	M\$	M\$	ha	c USD/kWh
100	150	250	10 (2 500)	712,2	457,3	7,0	648	7,8 – 9,7
100	150	150	10 (1 500)	632,7	412,9	6,6	537	7,7 – 9,6
100	100	100	10 (1 000)	543,3	376,4	5,9	597	7,9 – 9,8

Tableau 16 : Résultats de différentes configurations hybrides CSP-PV avec 10 HCP

Si une configuration hybride CSP-PV est intéressante, cette option présente néanmoins quelques inconvénients. Premièrement, la conception du système peut impliquer une capacité de raccordement importante. Par ailleurs, les installations photovoltaïques présentent une forte empreinte foncière et les centrales hybrides nécessitent donc espace important par rapport à une installation uniquement CSP. Enfin, si les systèmes hybrides CSP-PV présentent des LCOE attractifs, les coûts d'investissement initiaux nécessaires peuvent être relativement élevés.

5.5. Synthèse des résultats

Quatre configurations différentes de centrales solaires ont été étudiées : CSP avec stockage d'énergie thermique cylindro-parabolique et à tour, photovoltaïque avec système de stockage par batterie, et option hybride CSP-PV. Les systèmes ont été analysés pour différents niveaux de puissance, configurations de raccordement et durées de stockage.

Le Tableau 17 résume les résultats des différentes configurations pour 10 heures de stockage, durée qui présente le LCOE le plus faible pour chaque niveau de puissance, sauf pour le système photovoltaïque avec stockage par batterie.

Technologie	Capacité CSP installée	Capacité PV installée	Raccordement	Heures de stockage	Production totale	CAPEX	OPEX	Utilisation des terres	Fourchette de LCOE
	MW	MW	MW	HCP (MWh)	GWh/a	M\$	M\$	ha	c USD/kWh
Parabolique	100	0	100	10 (1 000)	444	345,3	4,8	497	8,8 – 10,9
Parabolique	200	0	200	10 (2 000)	856	611,2	7,4	952	8,3 – 10,3
Tour	100	0	100	10 (1 000)	517	409,0	7,3	566	9,2 – 11,4
Tour	200	0	200	10 (2 000)	1033	752,6	13,5	1131	8,8 – 10,9
PV	0	350	100	10 (1 000)	533	436,7	13,2	350	11,4 – 14,4
Hybride	100	150	250	10 (2 500)	712	450,3	7,0	648	7,8 – 9,7
Hybride	100	150	150	10 (1 500)	633	409,0	6,6	537	7,7 – 9,6
Hybride	100	100	100	10 (1 000)	543	374,0	5,9	597	7,9 – 9,8

Tableau 17 : Résumé des configurations d'énergie solaire à concentration (parabolique/tour), photovoltaïque et hybrides pour 10 HCP

Le Tableau 17 montre qu'une centrale CSP de capacité importante pourrait être une option compétitive, mais qu'elle devrait être construite en deux phases et nécessiterait un CAPEX élevé. Sur la base des hypothèses et données actuelle et de la modélisation effectuée, le LCOE des petites centrales cylindro-paraboliques est légèrement plus faible que pour un système à tour. Cet aspect pourrait néanmoins évoluer dans les années et décennies à venir, selon les évolutions des coûts et des performances de chacune de ces technologies.

Les petites centrales CSP (< 200 MW) ont un coût complet de l'électricité assez élevé par rapport au système hybride CSP-PV ou aux grandes centrales CSP. Une centrale hybride CSP-PV représente une option intéressante car la production en journée d'une électricité à un coût faible à partir de photovoltaïque permet de réduire le LCOE global de la centrale. Les systèmes hybrides CSP-PV présentent néanmoins certaines contraintes, dont la nécessité d'une capacité de raccordement potentiellement élevée, d'une surface de terrain importante et d'un CAPEX initial importante.

Une comparaison visuelle des résultats pour les différentes configurations et technologies est donnée dans par la Figure 26, qui résume les besoins en surface, et la Figure 27, qui présente des valeurs préliminaires de LCOE, pour les différentes configurations étudiées.

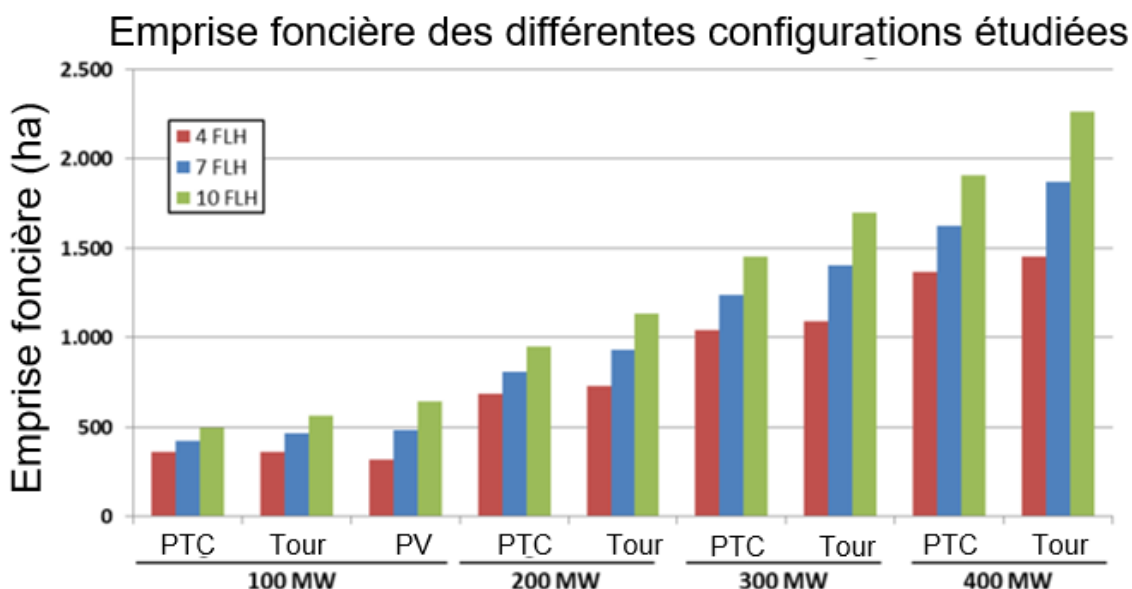


Figure 26 : Surface au sol nécessaire pour les configurations étudiées

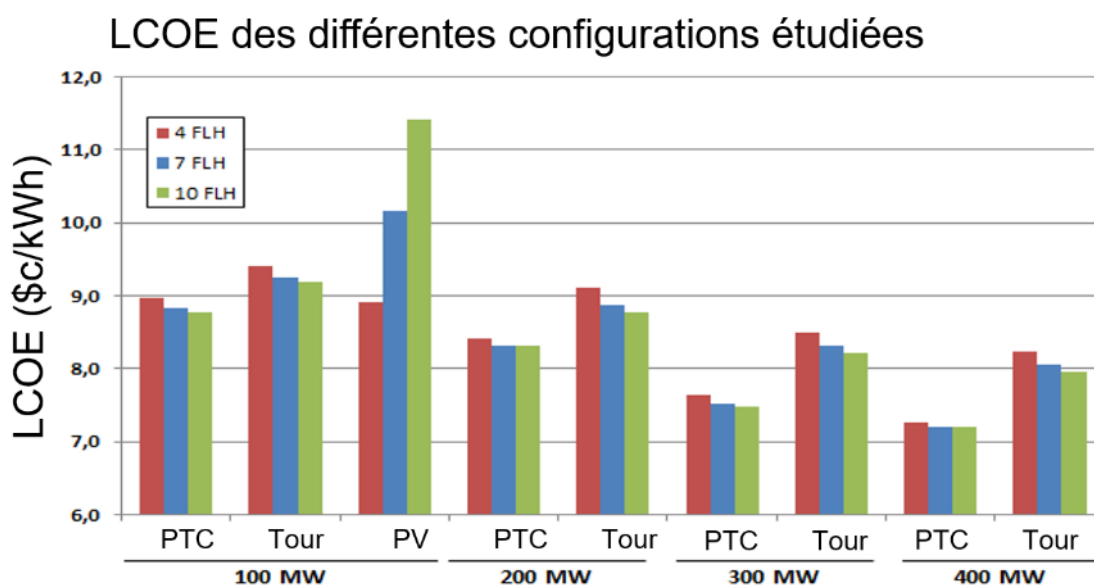


Figure 27 : LCOE préliminaire pour les différentes configurations étudiées

5.6. Conclusions et recommandations

Parmi les technologies étudiées, le photovoltaïque avec stockage batterie s'avère être le moins adapté, car les systèmes de stockage batteries sont actuellement trop onéreux pour des stockages longue durée à grande échelle. Les systèmes CSP et hybride CSP-PV pourraient être des solutions compétitives, mais cette conclusion nécessite d'être confirmée sur la base de l'analyse économique et financière.

Pour la mise en œuvre d'une première centrale solaire pilotable en Tunisie, les conclusions et recommandations ont suivantes été identifiées. Concernant la décision finale relative à la configuration technique retenue, nous suggérons de considérer les autres facteurs de décisions (en plus du LCOE de la centrale), par exemple le montant de l'investissement nécessaire, la disponibilité foncière pour le développement du projet, la capacité des chaînes logistiques locales pour les fourniture de composants, etc. L'analyse de certains de ces aspects est couverte dans le rapport économique et financière dédié.

Le lancement d'un appel d'offres ouvert, permettant aux soumissionnaires de proposer des solutions d'optimisation, notamment sur les paramètres suivants, pourrait s'avérer intéressant :

- ▶ Choix de la technologie (type de capteur, fluide caloporteur, technologie de stockage),
- ▶ Combinaison de différentes technologies (solaire CSP, photovoltaïque, solution hybride),
- ▶ Mode d'utilisation l'électricité produite par le photovoltaïque en interne à la centrale.

Des études de marché récentes montrent que le coût complet de l'électricité pourrait être jusqu'à 20 % inférieur si ces choix sont laissés aux développeurs lors de l'appel d'offres, par rapport à un appel d'offres avec une solution prédéfinie.

Afin de donner un cadre d'optimisation aux soumissionnaires, il est toutefois nécessaire de clarifier les aspects suivants dans l'appel d'offres :

- ▶ Capacité raccordée attendue pour le projet, et facteur de charge minimum/par an sur la durée de vie
- ▶ Niveau de tension de raccordement et distance vers le point de raccordement
- ▶ Disponibilité minimale annuelle
- ▶ Profil de la demande et profil de production attendu du projet et, le cas échéant, durée de stockage attendue,
- ▶ Superficie disponible pour l'implantation du projet,
- ▶ Ressource en eau disponible (m³/an) et contrainte de proposer une option de refroidissement à air,
- ▶ Structure tarifaire prévue⁷.
- ▶ Coût de revient maximal (\$/kWh) de la solution proposé sur la période d'utilisation (durée de vie technique)

⁷ Plus d'informations sur ce point sont disponibles dans le rapport économique et financier distinct.

Annexes

A. Résultats détaillés de la modélisation du système : capacités installées par technologie (MW)

1a_Toutes-options

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3431		2160	64	1402	3424		590	
2030	3476	749	1800	64	1406	4035			400
2035	3604	1209	1440	64	1679	5734			400

1b_Toutes-options_RES30

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3626		2160	64	1190	2009		590	
2030	4121		1800	64	1190	2009			400
2035	4203	674	1440	64	1679	5969			400

1c_Toutes-options_RES30_SensIMP

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3626		2160	64	1190	2010		590	
2030	4123		1800	64	1190	2010			400
2035	3791	732	1440	64	1679	6320			400

1d_Toutes-options_RES30_woPSH

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3629		2160	64	1190	1988		590	
2030	4496		1800	64	1190	1988			
2035	4578	754	1440	64	1679	5270			

2a_No-IC-PSH

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3431		2160	64	1402	3431		590	
2030	3389	1332	1800	64	1428	4085			
2035	3709	1793	1440	64	1679	6032			

2b_No-IC-PSH_RES30

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3517		2160	64	1190	2751		590	
2030	5046		1800	64	1190	2751			
2035	4995	646	1440	64	1679	6374			

2c_No-IC-PSH_RES30_CSP-70

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3519		2160	64	1190	2738		590	
2030	4994	8	1800	64	1190	2738	37		
2035	4571	981	1440	64	1679	6187	37		

2d_No-IC-PSH_RES30_CSP-65

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3555		2160	64	1190	2486		590	
2030	4792	206	1800	64	1190	2486	16		
2035	3953	1553	1440	64	1639	5859	16		

3_CSP-450MW_RES30

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3533		2160	64	1190	2649		590	
2030	4544	450	1800	64	1190	2649			
2035	4512	1079	1440	64	1679	6204			

4_STEP_RES30

Année	CCGT	CSP	Turbine à gaz	Hydroélectricité	Eolien	Solaire PV	Moteur	Turbine à vapeur	STEP
2020	2531		2530	64	542	500		590	
2025	3515		2160	64	1190	2774		590	
2030	4590		1800	64	1190	2774			400
2035	4527	762	1440	64	1679	6950			400

B. Résultats détaillés de la modélisation du système : production d'électricité par technologie (MW)

1a_ Toutes-options

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	14 869	9 800	8 679
CSP			4 448	6 300
Turbine à gaz	1 687	425	376	343
Hydroélectricité	499	498	478	447
Import			4 490	4 489
Eolien	1 853	4 365	4 105	5 031
Solaire PV	873	6 117	7 088	9 590
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

1b_ Toutes-options RES30

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	17 953	17 259	11 033
CSP				3 539
Turbine à gaz	1 687	378	1 022	339
Hydroélectricité	499	500	500	452
Import			4 490	4 488
Eolien	1 853	3 790	3 809	5 095
Solaire PV	873	3 641	3 519	9 885
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

1c_Toutes-options_RES30_SensIMP

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	17 952	17 257	12 098
CSP				3 799
Turbine à gaz	1 687	379	1 020	272
Hydroélectricité	499	500	500	457
Import			4 490	2 436
Eolien	1 853	3 790	3 809	5 194
Solaire PV	873	3 645	3 519	10 581
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

1d_Toutes-options_RES30_woPSH

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	17 991	17 490	11 672
CSP				3 899
Turbine à gaz	1 687	378	710	271
Hydroélectricité	499	500	500	452
Import			4 490	4 481
Eolien	1 853	3 790	3 809	5 060
Solaire PV	873	3 601	3 487	8 692
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

2a_No-IC-PSH

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	14 860	10 451	9 682
CSP			7 889	8 957
Turbine à gaz	1 687	425	532	494
Hydroélectricité	499	498	471	436
Import				
Eolien	1 853	4 364	4 059	4 994
Solaire PV	873	6 126	7 192	10 073
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

2b_No-IC-PSH_RES30

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	16 618	20 685	14 778
CSP				3 340
Turbine à gaz	1 687	435	659	378
Hydroélectricité	499	500	500	453
Import				
Eolien	1 853	3 766	3 811	5 117
Solaire PV	873	4 941	4 831	10 456
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

2c_No-IC-PSH_RES30_CSP-70

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	16 647	20 619	13 331
CSP			20	5 225
Turbine à gaz	1 687	433	663	183
Hydroélectricité	499	500	500	454
Import				
Eolien	1 853	3 767	3 811	5 097
Solaire PV	873	4 915	4 815	10 224
Moteur			59	29
Turbine à vapeur	0	0		

2d_No-IC-PSH_RES30_CSP-65

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	17 105	20 462	10 926
CSP			535	8 414
Turbine à gaz	1 687	406	769	57
Hydroélectricité	499	500	500	449
Import				
Eolien	1 853	3 781	3 812	4 936
Solaire PV	873	4 470	4 378	9 800
Moteur			28	7
Turbine à vapeur	0	0		

3_CSP-450MW_RES30

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	16 814	19 991	12 917
CSP			490	5 459
Turbine à gaz	1 687	421	1 038	396
Hydroélectricité	499	500	500	452
Import				
Eolien	1 853	3 773	3 810	5 099
Solaire PV	873	4 759	4 658	10 251
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

4_STEP_RES30

Technologie	2020	2025	2030	2035
CCGT	11 248	16 581	20 436	13 395
CSP				3 986
Turbine à gaz	1 687	437	1 016	336
Hydroélectricité	499	500	500	454
Import				
Eolien	1 853	3 764	3 813	5 155
Solaire PV	873	4 980	4 875	11 512
Moteur				
Turbine à vapeur	0	0		

C. Liste des centrales électriques planifiées incluses comme donnée d'entrée dans la modélisation

Nom	Technologie	Capacité (MW)	Mis en service	Fuel	Rendement	Année de déclassement	Coûts variable	Coût fixe	Contrainte sur la variation de charge (% par heure)	Réserve
Skhira_1	CCGT	450	2022	Gas	0,5	2062	2,4	0,01	0,2	Oui
Skhira_2	CCGT	450	2023	Gas	0,5	2063	3,4	0,01	0,2	Oui
Djebel Abderrahmane	Eolien	325	2024	-	1	2054	8	0,03	1	Non
Tbaga	Eolien	325	2024	-	1	2054	8	0,03	1	Non
PV Northeast 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV South 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV Northwest 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV Sfax 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV Southwest 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV Centre 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV Tunis 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV North 2024	Solaire PV	18,75	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV South	Solaire PV	300	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non
PV South 2	Solaire PV	300	2024	-	1	2054	0	0,03	1	Non

D. Évaluation des données sur les ressources solaires

Au total, 4 ensembles de données sur les ressources solaires ont été utilisés dans cette étude, dont :

- ▶ Base de données des séries chronologiques Meteonorm 7.1 ;
- ▶ Base de données SolarGIS 2.1.26 ;
- ▶ Station Météo MDI à Akarit (04/2012 - 03/2013) ;
- ▶ Station Météo enerMENA à Tataouine (06/2011 - 05/2015).

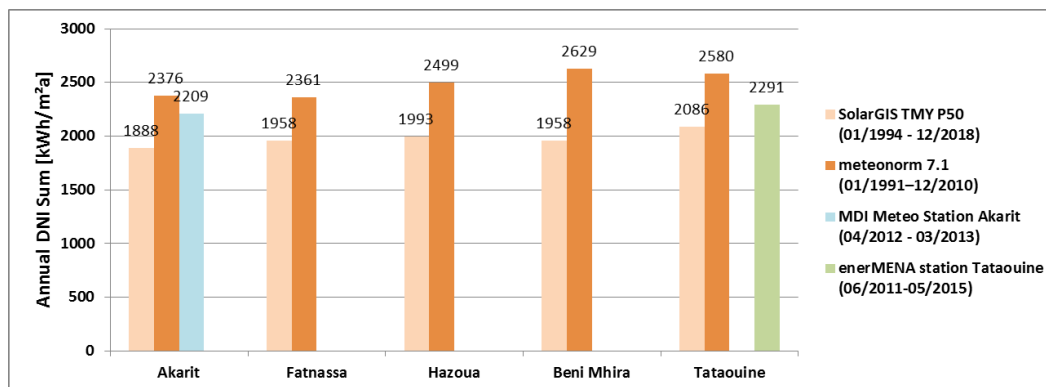


Figure 28 : Rayonnement normal direct (DNI) sur chaque site provenant des 4 bases de données

Les deux ensembles de données TMY SolarGIS et Meteonorm sont connus pour présenter une qualité de données similaire et, pour les sites sélectionnés, sont principalement basés sur des données satellitaires, car il existe peu de données de mesure au sol du rayonnement normal direct pour les sites en Tunisie, et en Afrique du Nord en général. La comparaison avec les données de mesure au sol du DNI pour les sites d'Akarit et de Tataouine indique que le modèle Meteonorm semble surestimer et que le modèle SolarGIS semble sous-estimer le DNI pour cette zone.

Pour l'évaluation de la technologie à ce stade de pré faisabilité, les séries chronologiques de Meteonorm ont été sélectionnées pour deux raisons : l'écart absolu entre les deux ensembles de données mesurées est légèrement plus faible pour l'ensemble de données de Meteonorm, mais surtout, pour la localisation côtière à Akarit, les données SolarGIS semblent sous-estimer le DNI de manière significative (-17 %), ce qui conduirait à un surdimensionnement du champ solaire de la centrale CSP.

Pour le développement des projets CSP sur les sites présélectionnés, il est fortement conseillé de valider les données satellitaires avec des mesures de DNI au sol (à minima de 12 mois de mesures nécessaires) afin de créer des séries de données météo permettant de dé-risquer le projet. Il est recommandé d'installer et de gérer des stations météo capables d'enregistrer des mesures DNI sur les sites présélectionnés ou de moderniser dès que possible les stations météo existantes sur les sites photovoltaïques voisins avec des équipements de DNI.

E. Cartes GIS

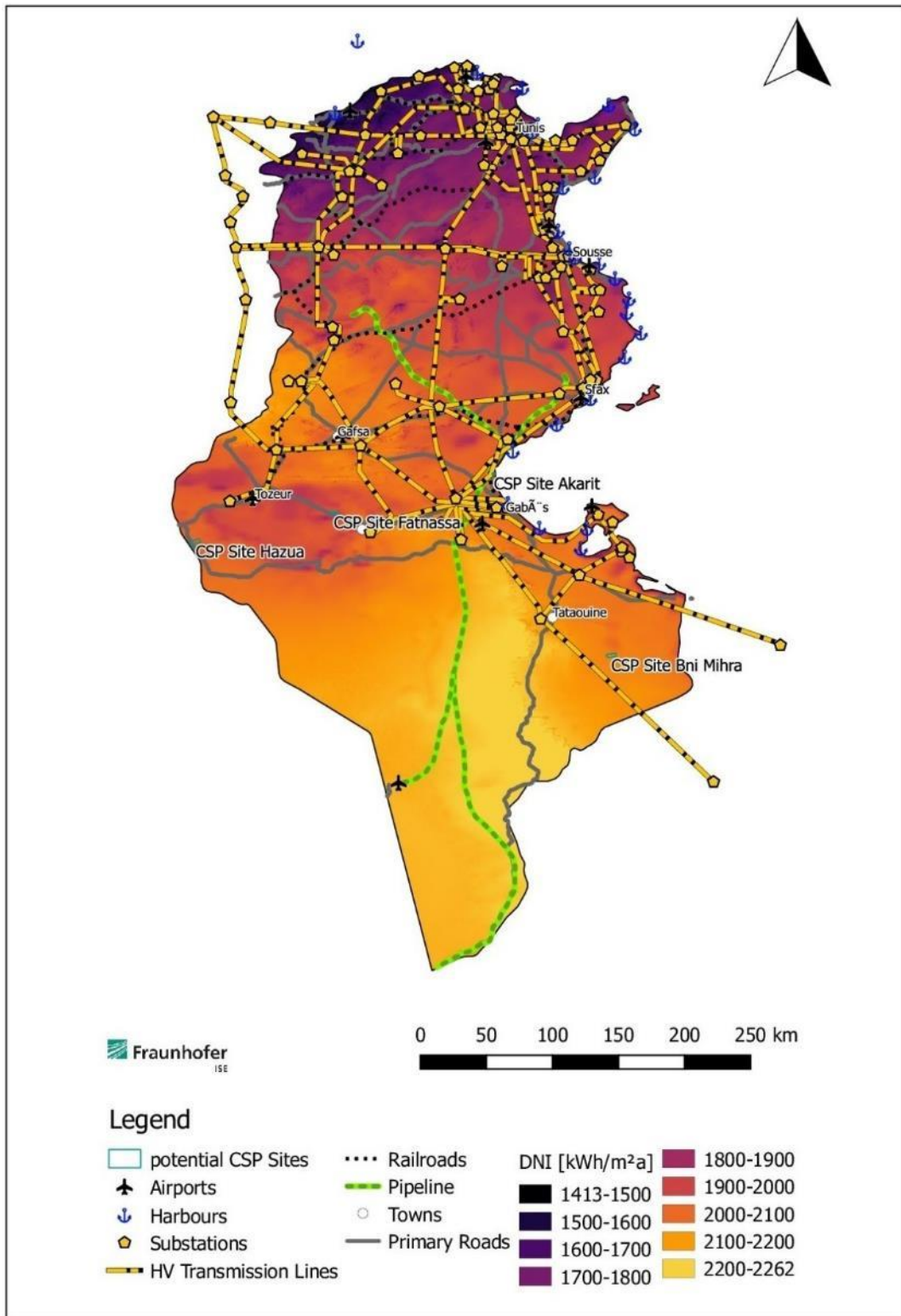


Figure 29 : Carte GIS de la Tunisie

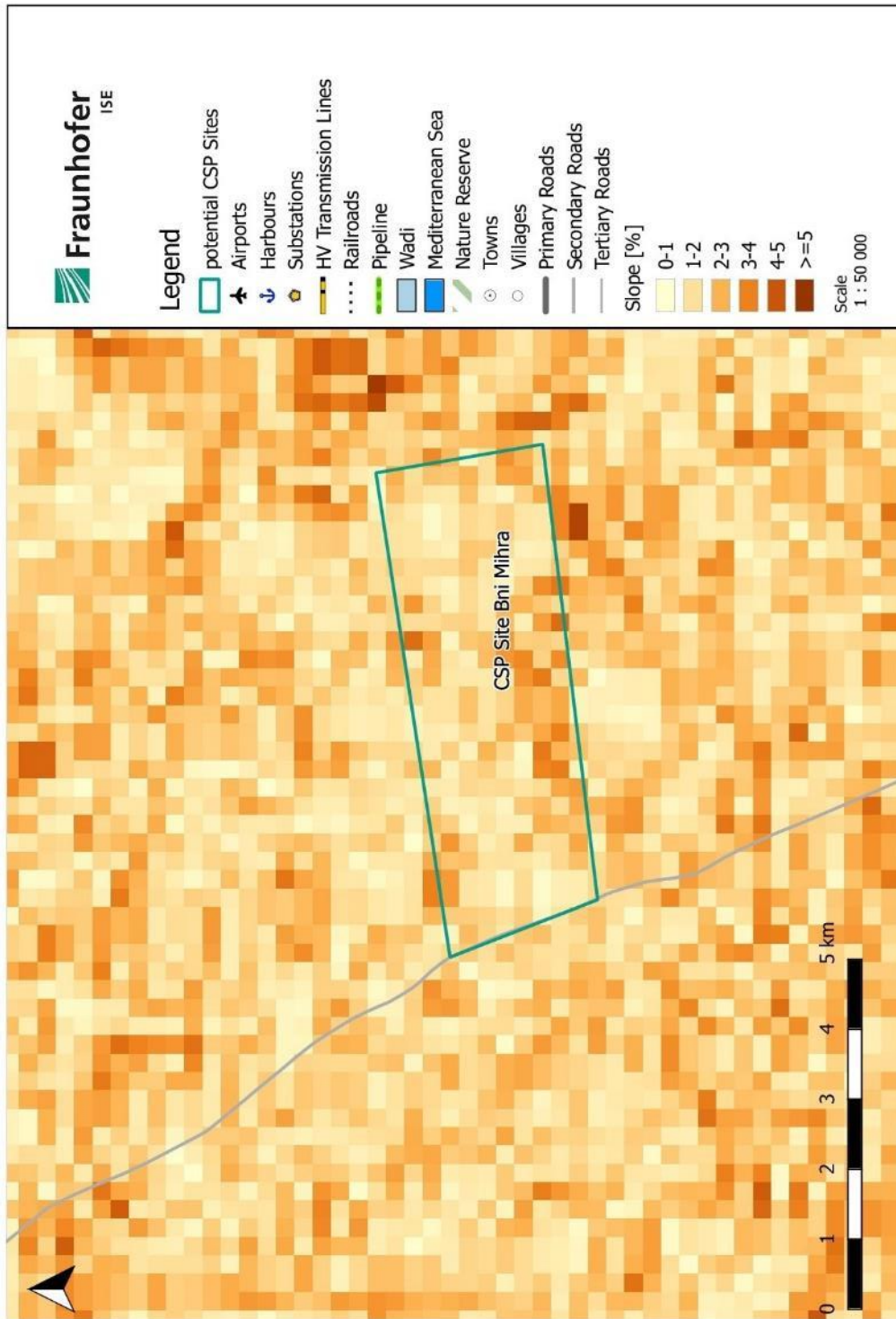


Figure 30 : Carte GIS du site de Beni Mhira

Références

- Balghouthi M, C. H. (2008). Feasibility of solar absorption air conditioning in Tunisia . *Building and Environment*, Volume 43(Issue 9), Pages 1459-1470.
- Climate-data. (s.d.). *Climat Kebili*. Consulté le Jan 11, 2019, sur <https://fr.climate-data.org/afrique/tunisie/kebili/kebili-30099/>
- Climate-data. (s.d.). *Climate-data.org*. Consulté le Jan 10, 2019, sur <https://fr.climate-data.org/afrique/tunisie/tozeur/hazoua-690479/>
- Cole, W., & Frazier, A. W. (2019). *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. NREL/TP-6A20-73222: National Renewable Energy Laboratory.
- Dobos, A. P. (2014). *PVWatts Version 5 Manual*. NREL.
- Escondites. (2008). *Wikipedia*. Consulté le Jan 10, 2019, sur https://fr.wikipedia.org/wiki/Transport_en_Tunisie#R%C3%A9seau_routier
- Hesse, H. C., Kumtepli, V., Schimpe, M., Reniers, J., Howey, D. A., A. Tripathi, Y. W., & Jossen, A. (2019). Ageing and Efficiency Aware Battery Dispatch for Arbitrage Markets Using Mixed Integer Linear Programming. *Energies*, 12, 999.
- Hilpert, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Günther, S., Wingenbach, C., & Plessmann, G. (2018). The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews*, 22, pp. 16-25.
- Holmgren, W. F., Hansen, C. W., & Mikofski, M. A. (2018). pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884.
- IEA. (2018). *IEA World Energy Balances 2018*. Consulté le 27, 2019, sur <https://webstore.iea.org/world-energy-balances-2018>
- IRENA. (2012). *Renewable Energy Cost Analysis: Concentrating Solar Power*.
- IRENA. (2019). *Renewable power generation costs in 2018*.
- Lahmeyer International GmbH. (2012). *CSP etude de feasabilite Akarit Tunisie 2012*. Tunis.
- Masdar. (2013). *Masdar Clean Energy Projects - Noor Midelt*.
- Millet, L., Berrueta, A., Bruch, M., Reiners, N., & Vetter, M. (2019). Extensive analysis of photovoltaic battery self-consumption: Evaluation through an innovative district case-study. *Applied Physics Review*, 6, 021301.
- Petrollese, M., & Cocco, D. (2016). *Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy*. Elsevier Ltd.
- SolarPACES. (2017). *Guideline for Bankable STE Yield Assessment*. Consulté le 01 20, 2020, sur <https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/csp-bankability.html>
- WorldBank. (2017). *Solargis solar resource maps and GIS data*. Consulté le Jan 7, 2019, sur <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/tunisia>



WORLD BANK GROUP



EY
Building a better
working world



Fraunhofer
ISE



Fraunhofer
ISI

